



PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

PDIRD-E 2018

Versão Julho



distribuição

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

A elaboração do plano de desenvolvimento investimento da rede de distribuição (PDIRD-E) encontra-se prevista na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação, o qual estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, que visa a completa transposição para a ordem jurídica interna dos princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de Julho.

O regime de elaboração do PDIRD-E encontra-se definido nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

O PDIRD-E é elaborado pelo operador da RND, o qual o submete à consideração da DGEG, para apreciação tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento de metas de política energética.

À DGEG compete comunicar a proposta de PDIRD-E ao operador da RNT e à ERSE, à qual compete promover a respetiva consulta pública após o que emite parecer. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo operador da RNT, o operador da RND elabora a proposta final de PDIRD-E e envia-o à DGEG, competindo ao membro do Governo responsável pela área da energia decidir sobre a aprovação do PDIRD-E.

Este documento constitui um instrumento de natureza dualista, isto é, possui duas vertentes, uma técnica e outra financeira/orçamental, que concretiza e quantifica objetivamente a obrigação genérica de planeamento das redes de distribuição, a qual vincula o operador das redes de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão logicamente interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões, pois que o julgamento resultante da análise técnica irá ditar as ações a realizar na rede, traduzindo-se automaticamente num investimento financeiro quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

Para além do enquadramento legal suprarreferido, existe um contexto socioeconómico e regulatório que influenciou as opções tomadas e a definição do PDIRD-E 2018.

O desenvolvimento da RND assegura a plena satisfação do aumento dos consumos nas condições regulamentares de segurança de pessoas e bens e baseia-se na adoção de soluções que proporcionam uma melhoria de eficiência energética e económica expressas na manutenção da energia de perdas em níveis que se consideram adequados, procurando não degradar significativamente os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND,

melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas.

O planeamento da rede de distribuição teve em conta e facilitou o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade, articulando todos os desenvolvimentos necessários com os intervenientes neste processo.

A coordenação entre o PDIRD-E e o PDIRT-E é garantida através da realização de reuniões formais e regulares, efetuadas entre os planeamentos de rede do operador da rede de distribuição e do operador da rede de transporte, assegurando a programação técnica e operacional dos projetos comuns. Esta coordenação é essencial para garantir a racionalidade técnica e económica das intervenções que envolvem ambos os operadores. Se do processo de aprovação do PDIRT-E, a decorrer, resultarem alterações na RNT com impacto na RND, serão efetuadas, após as reuniões de coordenação de planeamento entre os operadores de rede, as alterações necessárias ao plano de investimentos na RND por forma a assegurar a não antecipação de investimento nem a existência de situações que ponham em causa a garantia de abastecimento.

A procura de eletricidade em Portugal Continental é essencialmente determinada pelo nível de atividade económica, revelando alguma sensibilidade às alterações de preços nalguns subsectores industriais. Após um período de recessão e austeridade verificado no início da década, e conseqüente redução dos consumos de eletricidade, verificou-se uma recuperação da procura nos anos mais recentes, pelo que o cenário macroeconómico considerado baseou-se em resultados estimados para Portugal Continental de modelos de regressão linear múltipla e redes neuronais, que apontam para projeções de consumo de crescimento moderado no período deste PDIRD-E.

Este Plano considera as mais recentes previsões para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. Foram analisados o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016) e o estudo Previsão da Procura de Eletricidade elaborado pela EDP Distribuição, tendo o PDIRD-E 2018 sido suportado no estudo da EDP Distribuição por considerar dados mais recentes, quer do consumo verificado quer das previsões da atividade económica, projetando crescimentos ligeiramente mais altos que os do RMSA-E.

Foram analisados 3 cenários de evolução da procura (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), prevendo-se para o consumo de eletricidade, no Cenário Central, um acréscimo médio de 1,1% por ano entre 2019 e 2023, com um maior crescimento nos níveis de tensão mais baixos. Na elaboração desses cenários de evolução da procura, foram tidas em conta as metas de eficiência energética preconizadas por intermédio da diretiva 2012/17/EU, transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei 68-A/2015. Foram tidas em conta, também, as metas europeias de eficiência energética para 2030, as quais se encontram ainda em fase de decisão (considerando-se a proposta da Comissão Europeia de um objetivo de 30% para 2030¹). No cálculo das previsões do consumo

¹ COM (2016) 761, de 30 de novembro de 2016.

considerou-se, ainda, a evolução do consumo associado a veículos elétricos, baseado no cenário superior das estimativas constantes no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN², por se considerar que esta previsão incorpora adequadamente as considerações de política energética nacional.

Finalmente, foi, também, incluído nesta proposta de PDIRD-E 2018 o desenvolvimento da Avaliação Ambiental Estratégica com incidência na atividade da EDP Distribuição, no qual se pretende evidenciar a prática que já se encontra fortemente incorporada nos Processos desta empresa, relativa à vertente de cariz ambiental e de sustentabilidade.

EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016), considerado para a elaboração deste Plano, estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Na figura seguinte apresenta-se a comparação dos cenários macroeconómicos considerados nos pressupostos do RMSA-E 2016 e no estudo da EDP Distribuição, verificando-se que o cenário da EDP Distribuição é mais otimista que o cenário do estudo do RMSA no período do Plano.

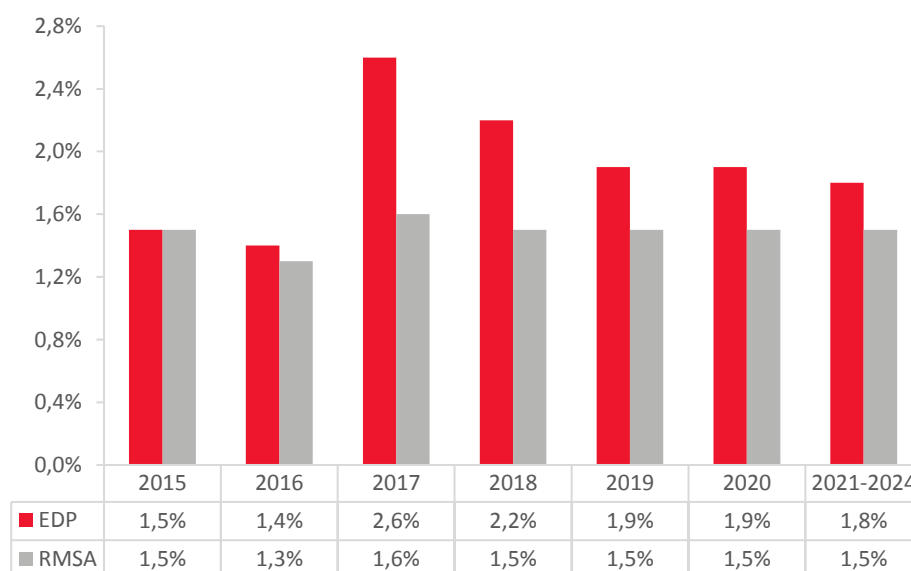


Figura 1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
 Fonte – Valores de 2015 e 2016 do Banco de Portugal
 (Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

² Elaborado pela DGEG, com o apoio da REN.

Conforme ilustrado no gráfico da Figura 1, depois de um crescimento real de 1,4% no ano de 2016 e uma projeção de 2,6% efetuada no final do ano de 2017 por diversas entidades, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas³, são mais otimistas que as consideradas no RMSA-E 2016. Este fator é motivado, essencialmente, pelo facto de o RMSA ter uma data de elaboração anterior à recuperação macroeconómica verificada.

O estudo da procura efetuado pela EDP Distribuição para o período 2016-2024, que se apresenta em anexo, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais verificados nos anos 2016 e 2017, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

É possível observar no gráfico da Figura 2 e Tabela 1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2016-2024. À semelhança do estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição, também os pressupostos do RMSA-E 2016 consideram três cenários de consumo (Inferior, Central e Superior).

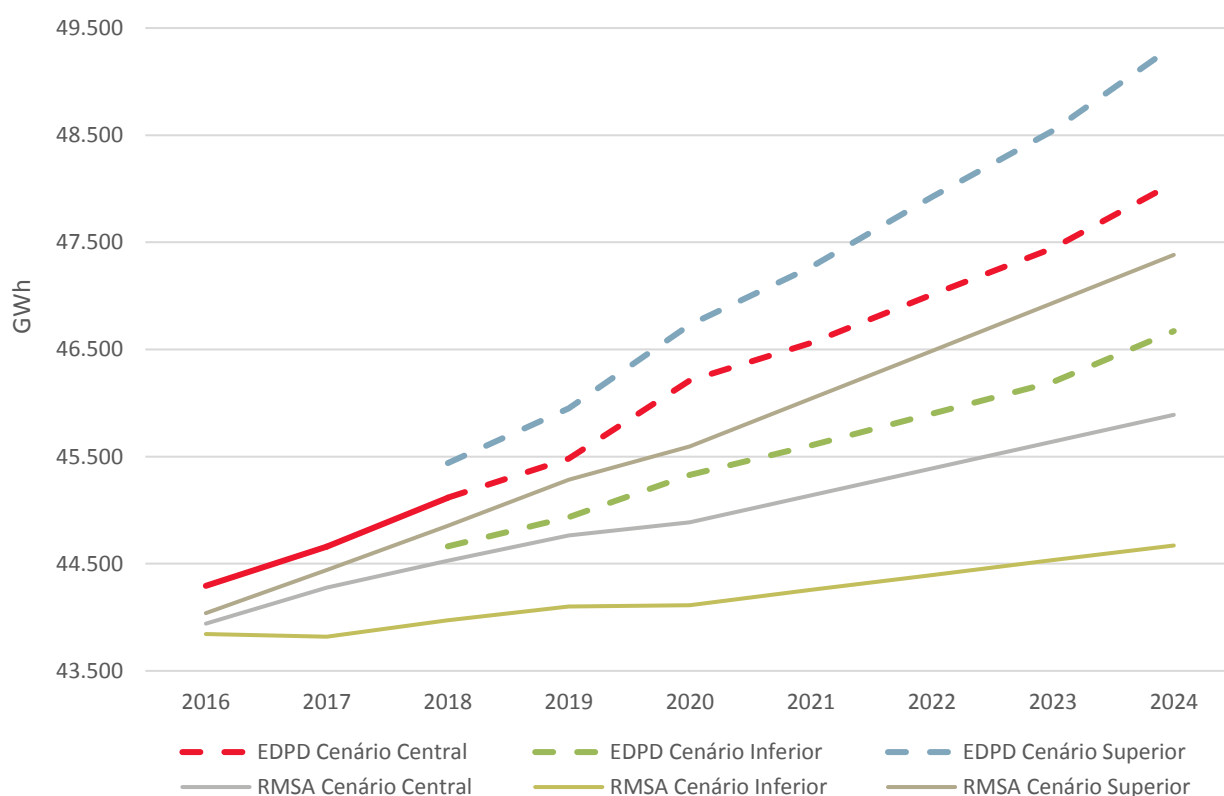


Figura 2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

³ Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

Tabela 1: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EDP Cenário Inferior			44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671
EDP Cenário Central ⁽¹⁾	44.599*	44.753*	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054
EDP Cenário Superior			45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336
RMSA Cenário Inferior	43.853	43.882	44.070	44.234	44.297	44.474	44.651	44.826	45.001
RMSA Cenário Central ⁽²⁾	43.941	44.291	44.567	44.830	44.993	45.270	45.547	45.826	46.104
RMSA Cenário Superior	44.029	44.439	44.862	45.298	45.631	46.081	46.535	46.993	47.453

*Os valores do cenário central EDP Distribuição para 2016 e 2017 são valores reais, não considerando correções de impactos de temperatura e calendário.

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

⁽¹⁾ Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

⁽²⁾ Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição (não se considera o autoconsumo)

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelos cenários macroeconómicos considerados. Também tem influência nesta diferença os anos iniciais de consumo, que no caso do estudo da EDP Distribuição tem como base consumos reais de 2016 e 2017, superiores aos valores estimados nos pressupostos do RMSA-E 2016.

Assim, apesar do RMSA-2016 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2018 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que o estudo da EDP Distribuição utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado é o cenário central. A TMCA correspondente, no período 2019-2023, é de +1,1%.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

CARACTERIZAÇÃO ATUAL E EVOLUÇÃO RECENTE DA RND

A concretização dos planos realizados, no passado recente, tem conduzido a níveis de desempenho da rede que permitem ambicionar alcançar níveis de qualidade de serviço técnico próximo da média dos melhores países europeus.

A estratégia agora seguida está fortemente orientada para a segurança de abastecimento, para a redução de assimetrias, para a redução dos custos operacionais e para a criação de condições de desenvolvimento de rede que permitam facilitar aos utilizadores da rede acesso a novos serviços, sem que isso implique um agravamento da tarifa.

O estabelecimento de novas subestações AT/MT, justificadas para satisfazer os consumos, permitiu melhorar a eficiência da rede e os níveis de qualidade de serviço aos clientes. Também a identificação dos clientes pior servidos permitiu desenhar soluções mais localizadas e reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica.

O aumento da automação distribuída na rede contribuiu para os bons resultados obtidos, em que o telecomando da rede MT teve um papel determinante para a melhoria da qualidade de serviço, por via do isolamento mais rápido dos troços de rede em avaria e pela diminuição do tempo e número de clientes interrompidos.

Estudos realizados por entidades externas (INESC e IST) confirmam que as perdas técnicas AT e MT se encontram em níveis adequados. Assim, e uma vez que os projetos incluídos neste Plano associados a outros objetivos (como a segurança de abastecimento ou a qualidade de serviço técnica), com impacto também nas perdas, asseguram a manutenção das perdas técnicas em níveis adequados no final do período deste PDIRD-E, dos projetos específicos associados à redução de perdas, apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A EDP Distribuição desenvolveu para o PDIRD-E anterior, com o Instituto Politécnico de Leiria (IPL), um estudo de fiabilidade da rede AT/MT que confirma valores médios elevados de disponibilidade ao nível dos barramentos das subestações AT/MT, sem grandes assimetrias entre as diversas regiões. As subestações em antena com valores mais baixos de disponibilidade estão identificadas e o risco está mitigado com ações planeadas para atuação em caso de indisponibilidade. De referir que a EDP Distribuição tem, para todas as subestações AT /MT, um plano de contingência para cada tipo de indisponibilidade da subestação (total, TP ou barramento MT). Os planos de contingência determinam o tipo de ações a desenvolver para repor o serviço, que poderá envolver a utilização de unidades móveis de reserva.

A identificação dos ativos de rede com níveis de disponibilidade mais baixos, para substituição ou reabilitação, tem permitido uma atuação proativa com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais.

Decorrente das estratégias seguidas foi possível obter uma evolução sustentada da melhoria da qualidade de serviço técnica, conforme se pode observar nas figuras seguintes.

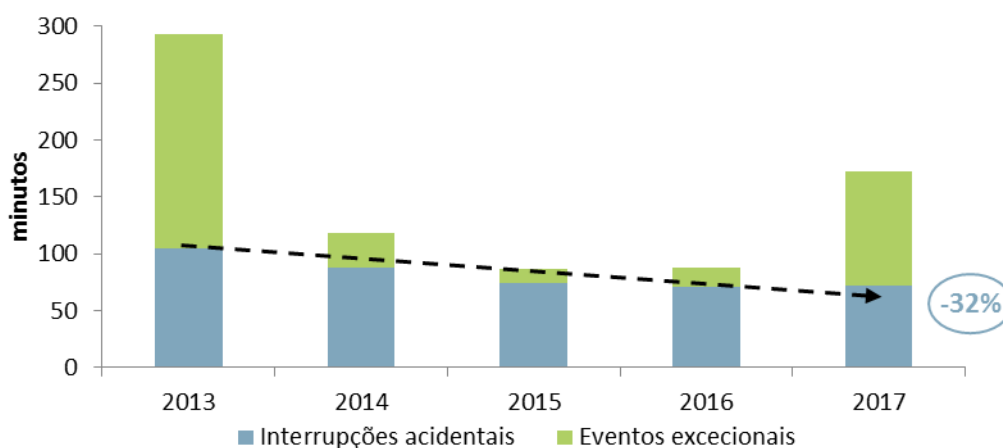


Figura 3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017

Nota: s valores de 2017 são ainda provisórios.

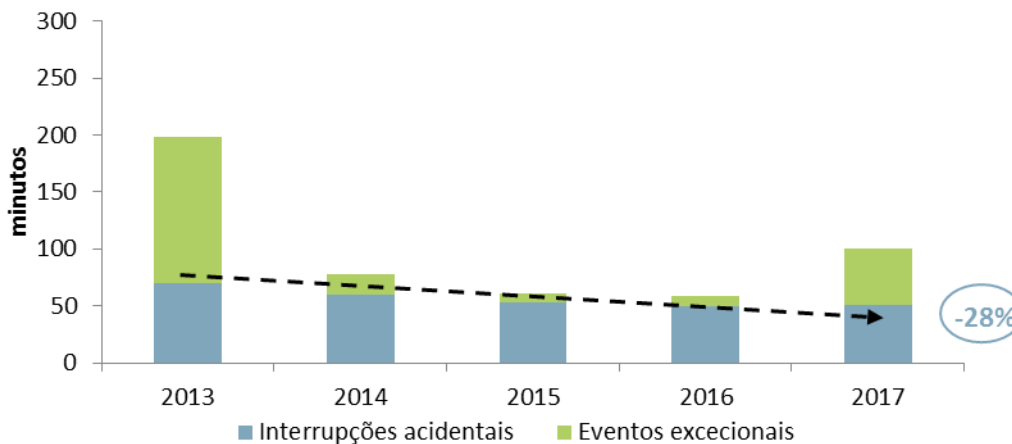


Figura 4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

Por outro lado, o desenvolvimento da rede tem permitido integrar de forma harmoniosa cargas e produção, assegurando os níveis de imunidade adequados para a ligação de cerca de 4.316 MVA (4.266 MW) de PRE na RND, mantendo ainda uma capacidade elevada para ligação de novos produtores.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

O PDIRD-E 2018 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, desenvolvendo a rede AT e MT, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede.

O PDIRD-E identifica e quantifica os recursos necessários para assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais.

O conjunto das necessidades identificadas no âmbito das atividades do planeamento das redes, orientadas pelos princípios e objetivos a atingir, suportam o desenvolvimento da rede. O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações é determinante para se intervir atempadamente. Por outro lado, o desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, é fundamental para determinar as zonas da rede a intervir. O nível de perdas de energia na RND é um parâmetro a acompanhar de perto, tendo sido considerados para tal todos os projetos com valia económica positiva considerando apenas os benefícios em perdas. A redução dos custos operacionais do sistema, seja pela maior automatização do processo operacional seja pela via da recuperação de ativos, tal como a criação de condições de rede que permita facilitar, aos utilizadores da RND, o acesso a novos serviços e desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente, são também objetivos presentes neste PDIRD-E.

As necessidades identificadas estão estruturadas em 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento, agregando os contributos de programas ou conjuntos de projetos de investimento, que suportam a concretização dos objetivos definidos para o horizonte 2019-2023.

Os 5 vetores estratégicos de investimento considerados são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Considerando os cinco vetores estratégicos de investimento e respetivos objetivos, foram analisados três cenários de investimento para o PDIRD-E (cenário 1 – de menor investimento; cenário 2 – intermédio; cenário 3 – de maior investimento), que se resumem da seguinte forma:

Tabela 2: Investimento e Objetivos/Riscos dos Cenários do PDIRD-E 2018

	Investimento Específico a Custos Primários 2019-2023	Investimento Não Específico a Custos Primários 2019-2023	Encargos Totais 2019-2023	Investimento Total a Custos Totais 2019-2023	Comp. Financeiras 2019-2023	CAPEX Total a Custos Totais 2019-2023	Objetivos/Riscos
Cenário 1	397,4	55,6	241,0	694,1	77,7	616,4	- Degradação da QS global esperada (6min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as piores zonas mas admitindo degradação nas melhores
Cenário 2	446,8	55,6	242,0	744,5	77,7	666,8	- Degradação da QS global esperada (3,5min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores
Cenário 3	524,4	55,6	243,5	823,5	77,7	745,9	- Manutenção da QS global esperada nos níveis atuais (NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação das melhores (do que no cenário 2)

Nota: Investimento em M€

Os cenários de investimento analisados diferenciam-se fundamentalmente pelos objetivos previstos para a qualidade de serviço técnica, caracterizados pelo valor esperado do indicador SAIDI MT para o nível de confiança de 50% e pelo maior ou menor risco de degradação das zonas melhor servidas.

Dos três cenários de investimento analisados, é proposta a adoção do cenário 2 (intermédio), por ser o que melhor garante a eficiência dos investimentos que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir que, mesmo para cenários mais pessimistas de crescimento do consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa (conforme detalhado mais a frente neste sumário executivo).
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas.
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.

com um nível de risco global considerado tolerável.

VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento enquanto agregadores de recursos, consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Em seguida caracterizam-se, genericamente, os programas e projetos que mais contribuem para a concretização dos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento no PDIRD-E 2018.

- **SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

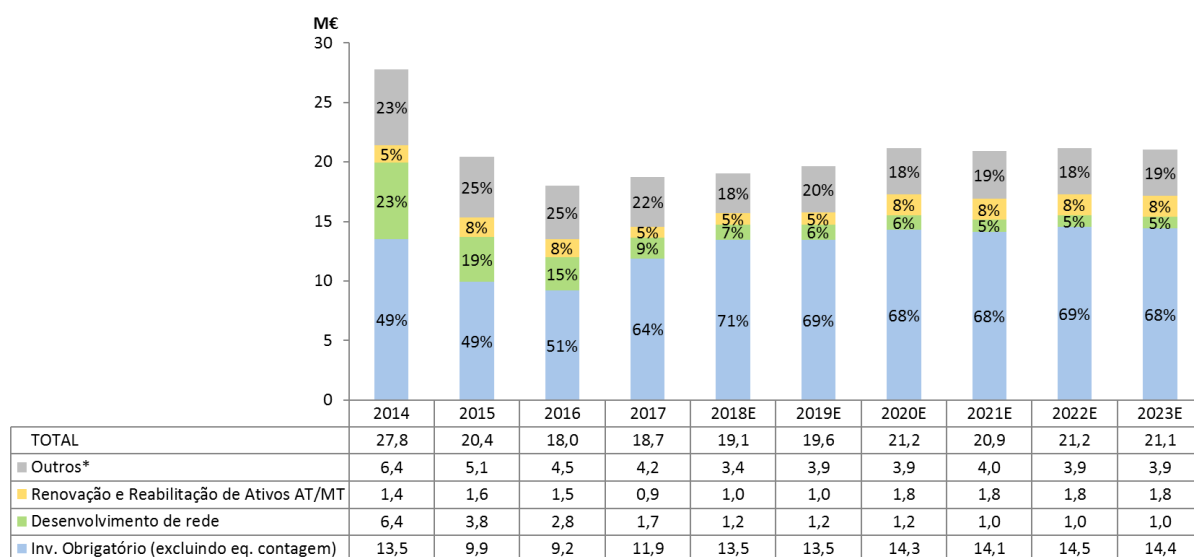
Com o objetivo de assegurar a robustez da tomada de decisão, os projetos de investimento estudados foram sujeitos a análises de sensibilidade aos três cenários de evolução da procura considerados (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), concluindo-se que os projetos que integram o PDIRD-E para realização nos anos 2019-2021 são oportunos, qualquer que seja o cenário escolhido.

A projeção prevista para a evolução de consumos no período deste Plano considera taxas de crescimento global (valor médio anual de 1,1% no cenário central entre 2019 e 2023) e, conseqüentemente, um crescimento reduzido do investimento neste vetor, continuando a ser efetuado o investimento estritamente necessário para garantir os padrões de segurança para planeamento. Com este objetivo foram efetuadas análises de risco para 3 alternativas de investimento em segurança de abastecimento, estimando-se para qualquer delas os valores de potência não garantida, em regime N e em regime N-1, num cenário mais exigente de evolução da procura, de baixa probabilidade (inferior a 10%). Na alternativa de investimento proposta prevê-se que, com a execução dos projetos previstos neste Plano, não ocorra potência não garantida em regime normal de exploração (regime N), estimando-se um valor de 83 MW de potência não garantida em regime de exploração N-1, no final do período.

Considerando as assimetrias de evolução de consumos ao longo de Portugal Continental (alguns locais com taxas de crescimento muito superiores à média nacional) existe a necessidade de se manterem alguns projetos de segurança de abastecimento, garantindo sempre a racionalidade económica das decisões.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



* Inclui: Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Beneficiações Extraordinárias Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)
Nota: custos primários

A evolução do investimento neste vetor prevê uma redução do desenvolvimento de rede associado a novas subestações e linhas AT e MT e um crescimento do investimento obrigatório relacionado com a ligação de clientes resultante da recuperação económica que se espera.

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta em anexo.

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, os resultados apresentados neste estudo, e para os três cenários de evolução da procura, apontam que os níveis de investimento são inferiores aos custos que poderiam advir da não resolução de potência cortada em transformadores de potência AT/MT.

Assim, atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período deste Plano, os valores de investimento considerados neste PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontram-se em valores quase mínimos, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

O objetivo deste vetor de investimento é garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares. Considerando a incerteza na previsão da procura, a revisão do PDIRD-E de dois em dois anos e, ainda, que o investimento obrigatório apenas será realizado perante o aparecimento dos pedidos de ligação ou de reforço de potência, o plano de investimento apresentado assegura a concretização deste objetivo com um nível de risco negligenciável.

• QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Neste Plano o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. No entanto prevê-se que a redução de assimetrias não seja suficiente para compensar a degradação da qualidade de serviço global esperada, estimando-se, com um grau de confiança de 50%, um SAIDI MT em 2024 de 81,1 minutos, para o cenário proposto.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

A RND está conceptualmente desenvolvida com uma componente aérea de cerca de 80% e uma componente subterrânea de cerca de 20%, o que por si só condiciona quer o desempenho da mesma em condições atmosféricas adversas quer a obtenção de níveis de qualidade de serviço acima de determinados patamares.

Face à incontornabilidade dos fenómenos atmosféricos extremos, por parte do ORD, quer em termos da dimensão quer da sua frequência, o estabelecimento de objetivos de QST não está definido de forma determinística, mas sim com base em bandas de incerteza, obtidas para o grau de confiança pretendido.

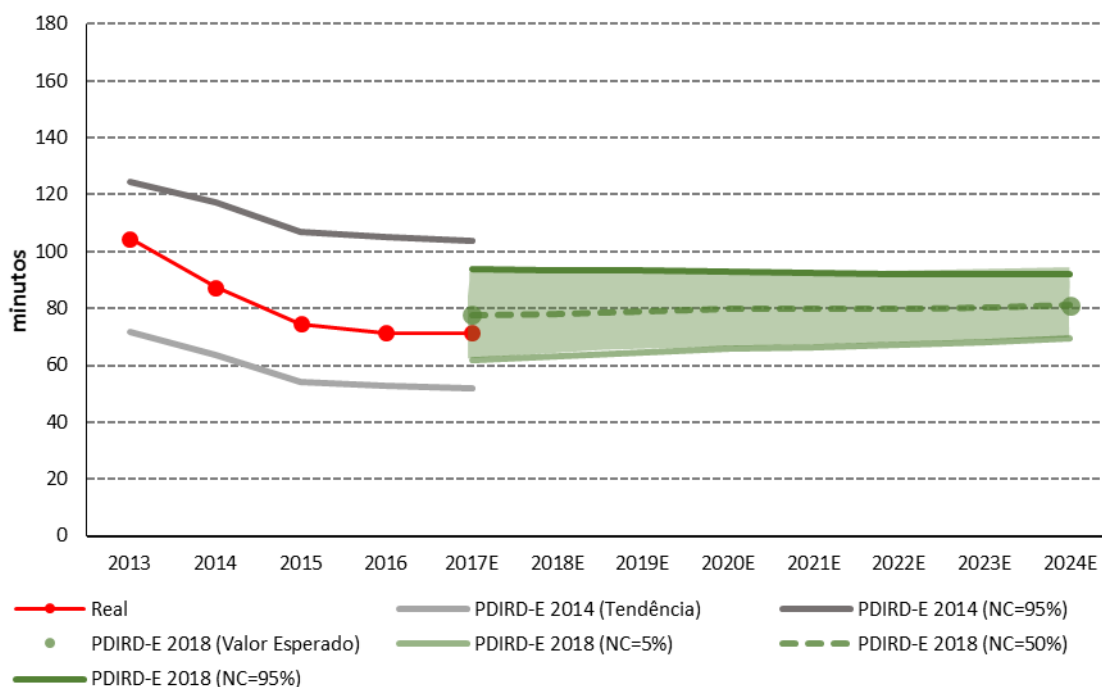
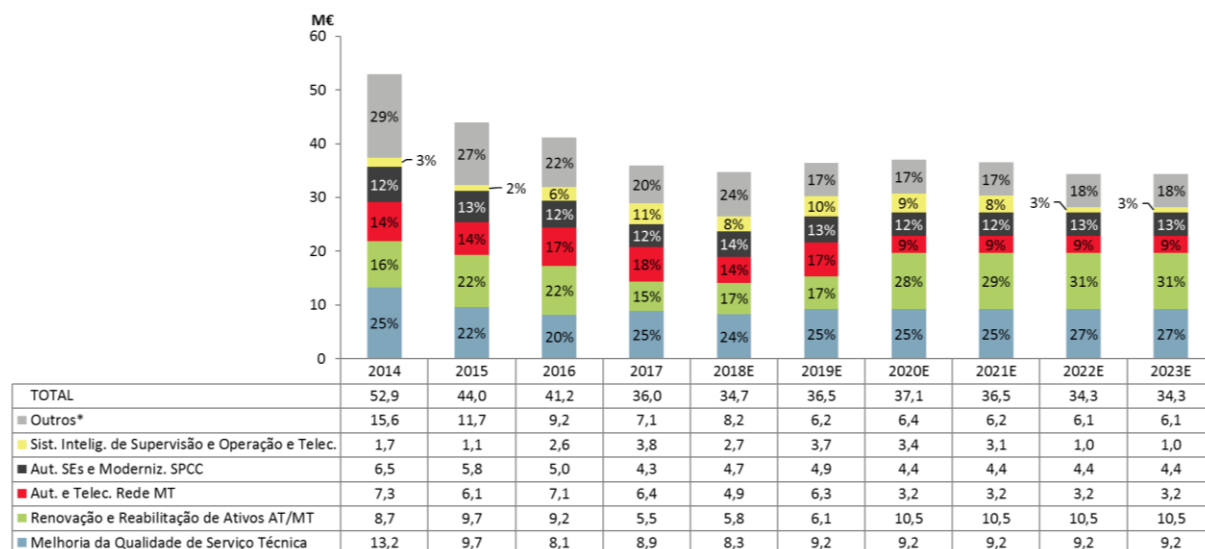


Figura 6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2017 e previsão 2017-2024 (cenário 2 - proposto)

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

Para o cenário proposto, estima-se para este vetor, um investimento médio anual nas redes AT/MT próximo do nível previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Referem-se de seguida alguns investimentos relevantes na melhoria da qualidade de serviço e redução das assimetrias.

Garantia N-1 às Sedes de Concelho

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

Nos PDIRD-E anteriores previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Neste PDIRD-E 2018 dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, adiando-se a previsão da sua conclusão para o ano de 2020.

Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Na configuração atual, a indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica

(podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade, mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

No PDIRD-E 2014, no âmbito do programa de investimento de Desenvolvimento de Rede, foram previstos um conjunto de pequenos projetos e um grande projeto designado por Cabo subterrâneo AT Alto S. João - Santa Marta, com o objetivo de diversificar a alimentação por dois injetores distintos a subestações AT/MT localizadas na zona central da cidade de Lisboa. No PDIRD-E 2016, com o objetivo de alargar a alimentação por dois injetores distintos a mais subestações AT/MT da cidade de Lisboa foi criado o presente subprograma e que integrou os investimentos anteriormente previstos no programa de Desenvolvimento de Rede, dado contribuir para o mesmo objetivo, e que constituem a 1ª Fase.

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, já está concluída. A 2ª fase, com execução prevista no PDIRD-E 2016 e constituída pelo projeto “Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista”, prevê-se a sua conclusão no ano de 2019, e a 3ª fase, com um elevado investimento e de menor criticidade, está prevista no período abrangido neste PDIRD-E 2018.

Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos em anterior PDIRD-E.

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “Buffer de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD-E 2014 aprovado, a EDP Distribuição deu início ao projeto-piloto na zona do Louriçal.

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500 km nas redes de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500 km.

O parecer da ERSE ao PDIRD-E 2016 versão de junho, para este subprograma, considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal, e pela apresentação de um relatório sobre o mesmo de forma a aferir os reais benefícios do investimento e permitir concluir sobre a continuidade deste subprograma.

Em conformidade com o parecer referido, a EDP Distribuição elaborou o relatório recomendado (incluído em anexo) e sobre o qual sublinhamos os aspetos:

- A exequibilidade do projeto no terreno e para a qual contribuiu a elevada interação entre a EDPD e os diversos Stakeholders, nomeadamente autarquias, juntas de freguesia e proprietários. Refere-se que dos 108 proprietários identificados, até à data, 69% autorizaram intervenção nos terrenos, 21% estão em negociação, e apenas 10% não autorizaram a intervenção;
- A resolução da totalidade das questões técnicas associadas á definição, caracterização e localização das intervenções do *buffer* de gestão de risco;
- O aumento da resiliência da rede, tomando como amostra os incidentes e tempo de indisponibilidade registados numa linha (Torneira I), com traçado aéreo estabelecido na zona do Louriçal, em dezembro de 2011 na sequência do temporal Gong, comparado com o tempo de indisponibilidade registado na mesma linha, após intervenção parcial no âmbito deste projeto, em dezembro de 2017 na sequência do temporal Ana. Os resultados obtidos permitiram estimar uma redução muito significativa no tempo de indisponibilidade da linha.
- Os custos de execução do projeto estão alinhados com o orçamento.

Assim, e em alinhamento com o investimento previsto na proposta final do PDIRD-E 2016, prevê-se concluir o projeto-piloto do Lourçal em 2018. No presente PDIRD-E 2018, face aos resultados que se tem vindo a registar com o projeto-piloto, prevê-se o investimento necessário para dar continuidade a este subprograma a partir do ano de 2019.

Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias. A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2014 a 2016.

Os estudos efetuados incidiram sobre 417 saídas de MT, o que representa cerca de 11% do número total de saídas da RND.

Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Com o abrandamento dos consumos nos anos recentes a contribuição para a renovação dos ativos por via do reforço e expansão da rede diminuiu significativamente. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos na rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, contribui de forma significativa para o envelhecimento médio da rede atual.

Tendo esta preocupação presente, bem como o potencial impacto na qualidade de serviço, reforçou-se o programa de investimento específico para a renovação e reabilitação de ativos, ao mesmo tempo que se continua a efetuar a substituição genérica de alguns ativos no âmbito de outros programas de investimento que englobam uma intervenção mais ou menos alargada em elementos constitutivos da rede. A identificação e seleção dos ativos a renovar/reabilitar é efetuada com base no conhecimento do seu desempenho e da criticidade associada à sua falha.

As necessidades globais de investimento em renovação e reabilitação de ativos foram avaliadas num estudo para diferentes tipos de ativos, que suporta e fundamenta os valores indicados para a RND.

Para alguns tipos de ativos, como linhas AT e transformadores AT/MT, cuja monitorização é mais cuidada, aceita-se um ligeiro aumento da sua idade média sem comprometer a qualidade de serviço e sem incrementar o risco para um nível não tolerável. A prioridade na reabilitação deve ser em componentes associados a subestações AT/MT e postos de seccionamento, nomeadamente sistemas de alimentação, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço. O esforço de renovação de disjuntores incide particularmente sobre os disjuntores a óleo.

Embora no presente PDIRD-E o valor global de investimento em renovação e reabilitação de ativos do cenário 2 seja um pouco inferior às necessidades de investimento avaliadas no estudo, tendo em conta o esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede, considera-se que o risco é mitigado.

Programa Automação e Telecomando da Rede MT

Procurando ir de encontro à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT, foi realizado um estudo para o PDIRD-E 2016 para apurar os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão e que apresentem racionalidade técnico-económica.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

A crescente preocupação com a continuidade do fornecimento de energia, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis, levou a EDP Distribuição a introduzir um novo equipamento para o telecomando de redes aéreas, denominado OCR3.

A utilização do OCR3 antecipa ganhos significativos na redução do MAIFI MT (interrupções de curta duração).

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Assim, a presente proposta de PDIRD-E 2018, prevê dar continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, demonstrando a importância que esta infraestrutura tem para o funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, o desenvolvimento de sistemas inteligentes de supervisão e operação são fundamentais para permitir uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, face aos novos desafios.

Destaca-se, ainda, que as questões de segurança cibernética ganham cada vez mais relevância na rede constituída pelos sistemas referidos. Realça-se o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente quanto ao suporte ao elevado número de pontos telecomandados existentes na rede MT, à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede, às operações remotas e à coordenação mais eficiente das equipas no terreno.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a qualidade de serviço é tolerável.

- **EFICIÊNCIA DA REDE**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando

a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (incluído em anexo) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução expectável das perdas técnicas AT/MT, para o período indicado, face ao investimento em eficiência na rede realizado e previsto no cenário proposto de investimento.

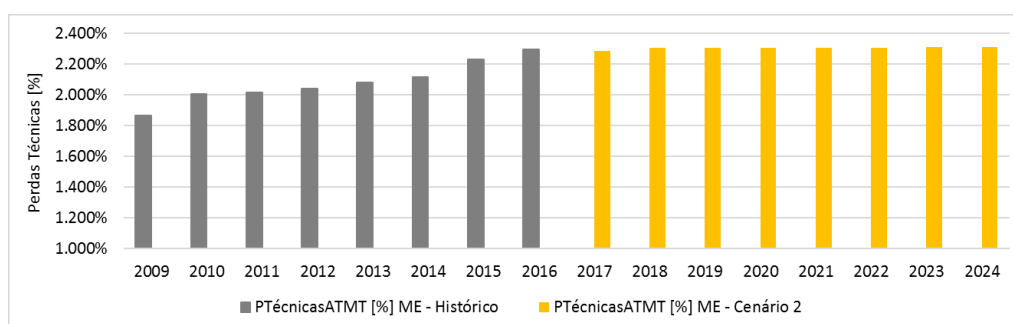


Figura 8: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto)

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

No âmbito do mesmo estudo, foram também monetizados os benefícios dos investimentos no vetor eficiência da rede, de modo a evidenciar a sua racionalidade.

Concluiu-se que, neste vetor, os benefícios obtidos ao longo do horizonte temporal de análise (30 anos) ultrapassam largamente os investimentos realizados no período do PDIRD-E 2018. Deste modo, e por prudência, os valores de investimento considerados neste Plano encontram-se nos valores quase mínimos de investimento, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimação das perdas na rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

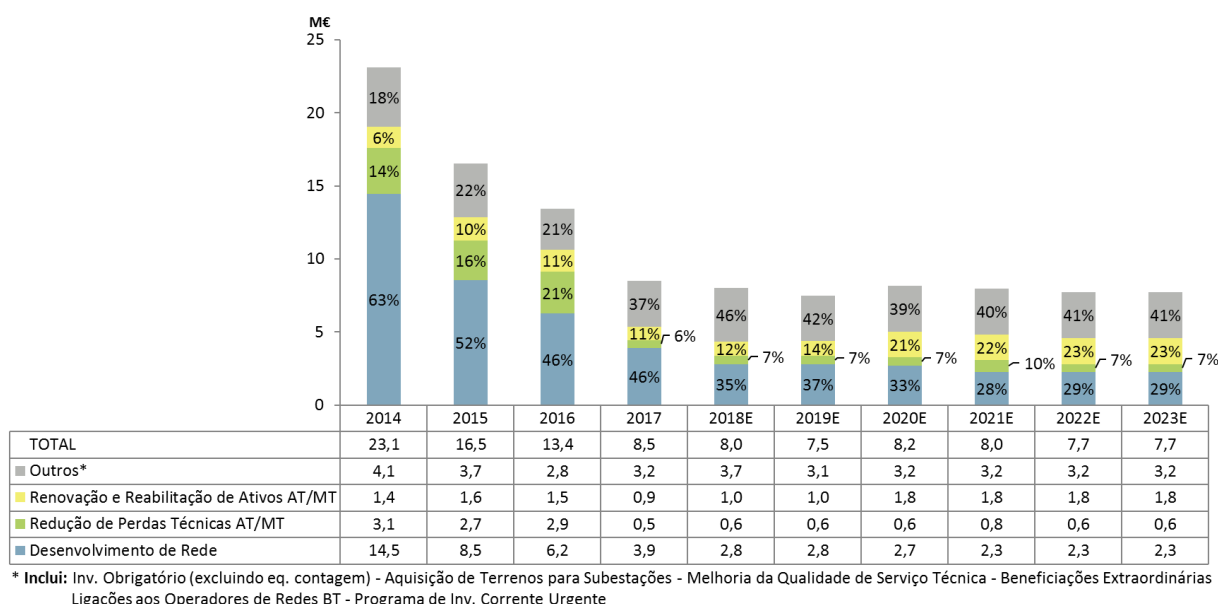


Figura 9: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Eficiência da Rede encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é tolerável.

• EFICIÊNCIA OPERACIONAL

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

A cota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

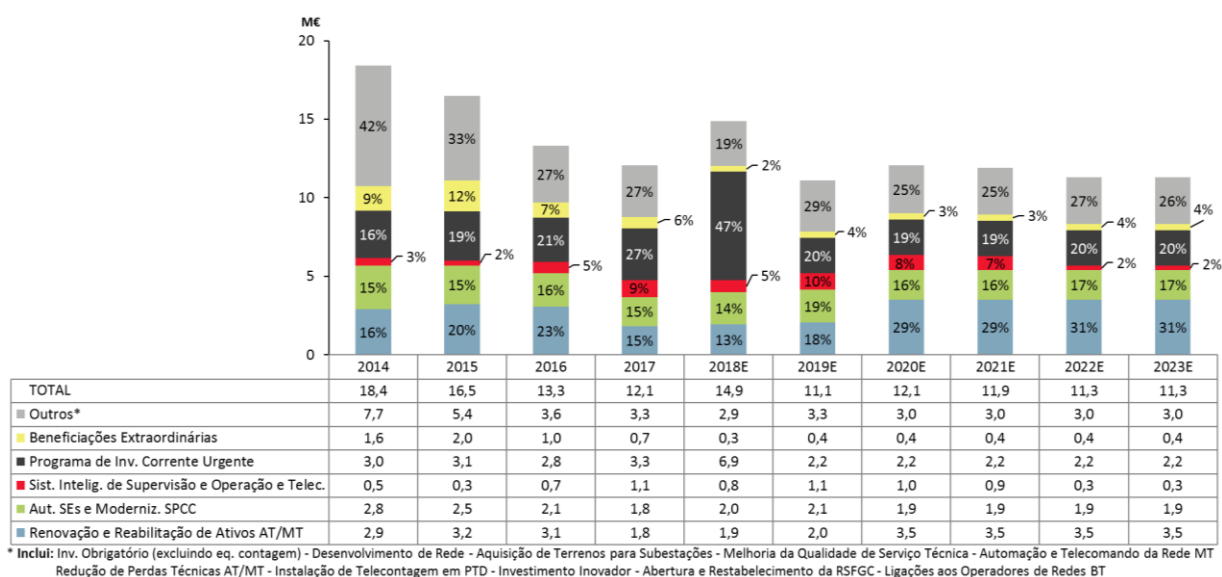


Figura 10: Investimento no vetor Eficiência Operacional, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Realça-se o contributo do programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo que, ao contribuir para a automação e a modernização dos sistemas em subestações, diminui os custos operacionais.

Programas como a Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Beneficiações Extraordinárias e Investimento Corrente Urgente têm um impacto muito significativo por via da substituição ou beneficiação dos elementos de rede permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Destaca-se, também, o contributo do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, nomeadamente no que se refere a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Eficiência Operacional. Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

- **ACESSO A NOVOS SERVIÇOS**

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o

acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para as Redes Inteligentes (*smart grids*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, de automação e controlo, que permitem integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação. A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

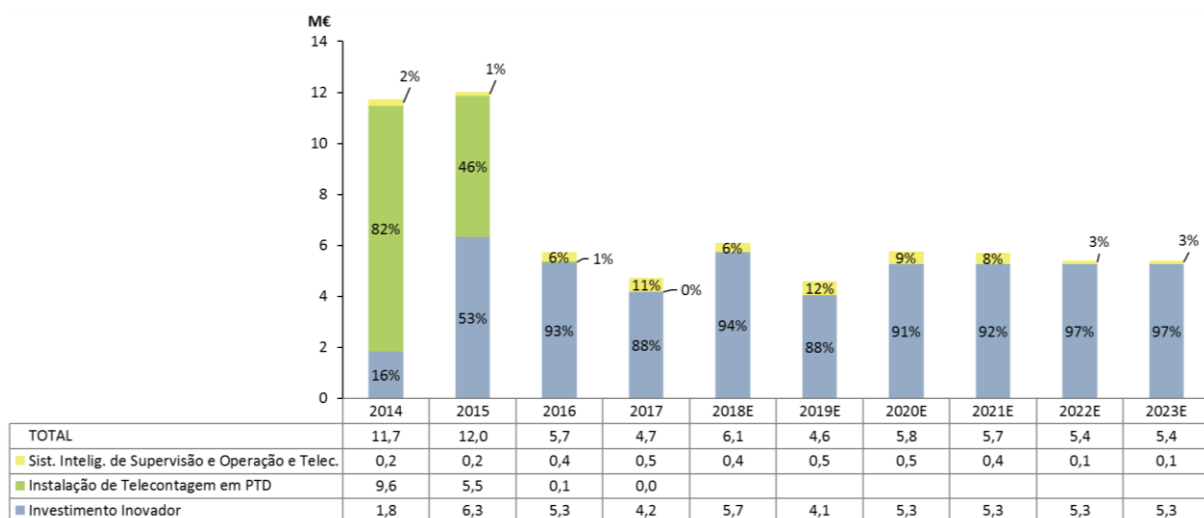


Figura 11: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Os investimentos na RND com contributo para este vetor estão associados aos programas Investimento Inovador e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

- Componentes avançados: atua ao nível da integração de novos componentes, com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o desempenho e eficiência da rede existente;
- Monitorização e sensorização da rede: visa aumentar a capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede;
- Inteligência e gestão ativa e integrada da rede: permite melhorar a gestão da rede que, atualmente, obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre o estado da rede.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Acesso a Novos Serviços.

Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS

O presente PDIRD-E está desenvolvido com base nos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento (Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços) e por isso os benefícios globais do presente Plano resultam da seleção dos projetos e programas que o integram e que satisfazem os objetivos definidos para os 5 vetores referidos.

Os benefícios estimados para o vetor Qualidade de Serviço Técnica resultam, para além dos projetos motivados pela melhoria da qualidade de serviço, de outros que, motivados por outros vetores estratégicos, têm um impacto considerável na melhoria da Qualidade de Serviço.

Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento, previstos no cenário proposto (cenário 2), com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2019-2023, ganhos anuais de 1,40 GWh de energia não distribuída (apenas relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria).

Verifica-se que o esforço e benefícios resultantes dos investimentos propostos neste Plano não compensam a degradação natural da qualidade de serviço, existindo por isso o risco de degradação do indicador de SAIDI MT no período final (2024).

Os benefícios estimados para o vetor Eficiência de Rede resultam de alguns projetos que são muito interessantes em ganhos em perdas, mas também de projetos motivados por outros vetores estratégicos, nomeadamente melhoria da Qualidade de Serviço, que têm um impacto considerável na eficiência da rede. Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto na eficiência da rede representam no fim do período 2019-2023, ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 71,4GWh.

Os investimentos previstos neste Plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura e do aumento da produção de energia distribuída, permitindo manter o nível de perdas técnicas na RND, num valor considerado ajustado.

ANÁLISE DE RISCO

Para avaliar o risco associado a este plano de investimentos foi efetuada uma análise que, para além de avaliar os riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais do

Plano, avalia ainda o risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Esta análise permitiu concluir que, atendendo aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD é tolerável. O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco que não são controláveis. No entanto, o risco residual associado a este vetor é tolerável.

A análise de risco efetuada pressupõe a aprovação e execução do presente plano de investimento.

PLANO DE INVESTIMENTO

- **INVESTIMENTO ESPECÍFICO**

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o PDIRD-E 2018.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa.

Para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das instalações mais carregadas, com melhoria da eficiência da rede, é necessária a criação de novas infraestruturas ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os projetos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de

recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2018, um nível de investimento da ordem da média dos últimos 3 anos, com um ligeiro decréscimo, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 74,9M€ em 2019-2020 e 73,1M€ em 2021-2023 (figura seguinte).

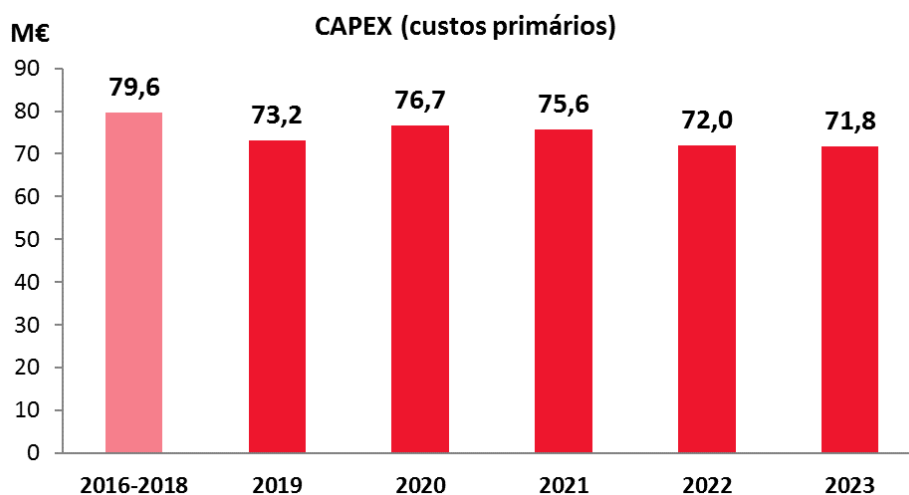


Figura 12: Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 1,6M€/TWh em 2019-2020 e, o mesmo valor, em 2021-2023 (figura seguinte).

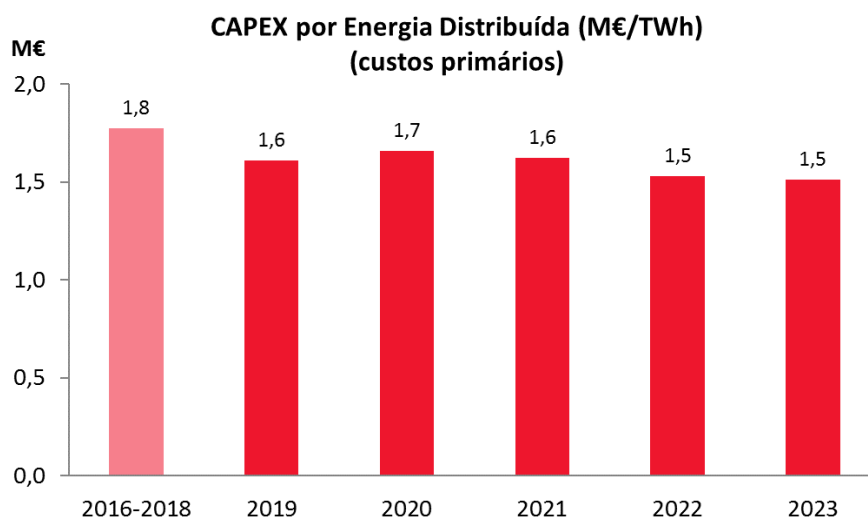


Figura 13: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento, no cenário proposto comparativamente aos três anos anterior, verifica-se uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2019-2023. Tal deverá refletir-se numa degradação da qualidade

de serviço global esperada (incremento de 3,5min. no indicador global SAIDI MT para um NC=50%), mantendo os objetivos de redução de assimetrias por zona, melhorando as zonas pior servidas mas com risco de degradação nas melhores, e aumento da resiliência da rede. Prevê-se, também, a manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos.

Apesar da redução prevista do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, manteve-se a preocupação de garantir um investimento em renovação e reabilitação de ativos considerado adequado para as necessidades identificadas neste âmbito, por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço a médio/longo prazo.

Por outro lado, o crescimento esperado dos consumos e das cargas conduziu a um incremento do investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento, mais acentuado no período 2021-2023. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência da Rede apresenta uma redução do investimento relativamente aos anos anteriores, justificada pelo facto de as perdas técnicas na RND se encontrarem atualmente em níveis adequados, não se justificando, por isso, investimentos adicionais para redução de perdas. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se níveis de investimento estáveis ao longo do período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais. O valor médio mais elevado no período anterior (2016-2018) é influenciado pela verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período analisado, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*.

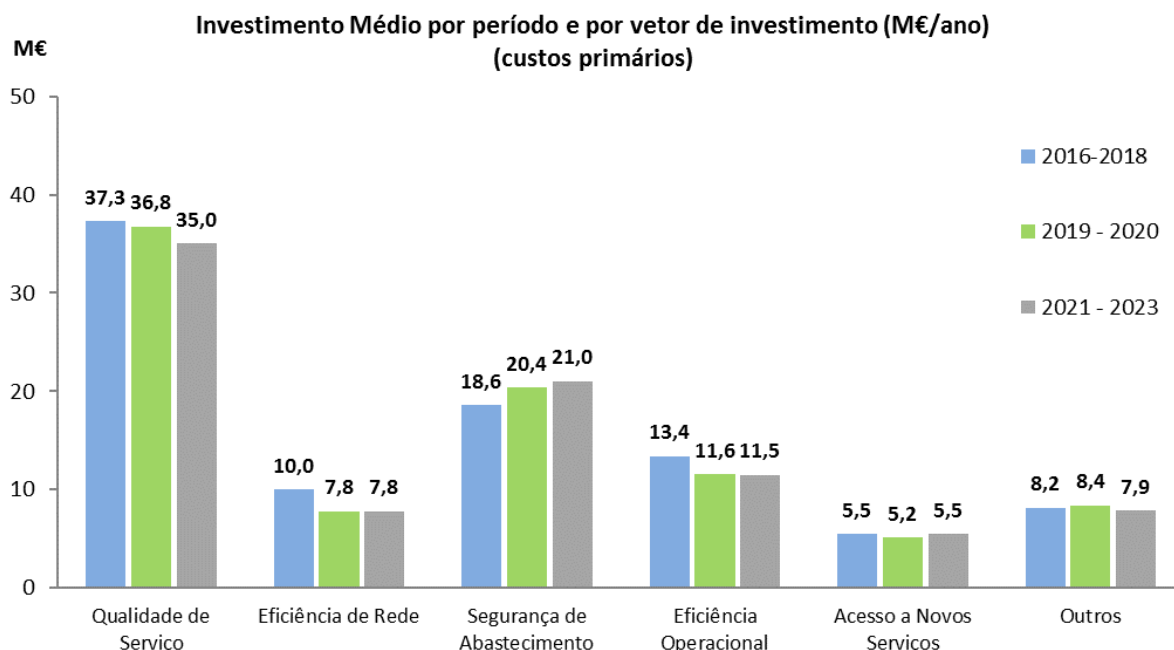


Figura 14: Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto)

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamentos de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- À manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

• INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, *Big Data*, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

Os valores considerados para a rede de AT e MT contemplados neste Plano para 2019-2023, distribuem-se anualmente da seguinte forma (M€):

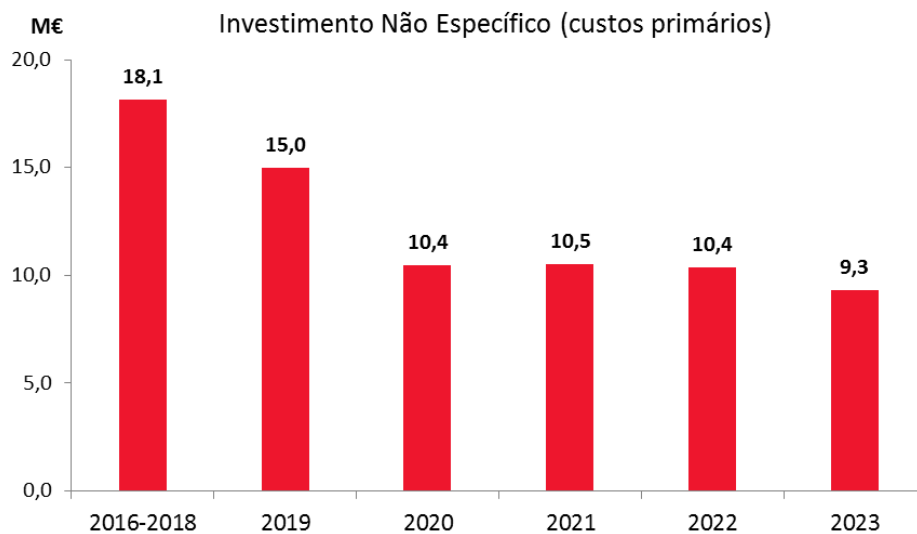


Figura 15: Investimento não específico (custos primários)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução dos valores médios anuais para cerca de 11,1M€ no presente Plano 2019-2023.

O forte investimento não específico no período 2016-2018 deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se uma redução deste tipo de investimento.

• ENCARGOS

Na EDP Distribuição, os Encargos de Investimento Capitalizáveis assumem três naturezas:

- I. Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- II. Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- III. Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Estão considerados no PDIRD-E 2018 os seguintes encargos (M€):

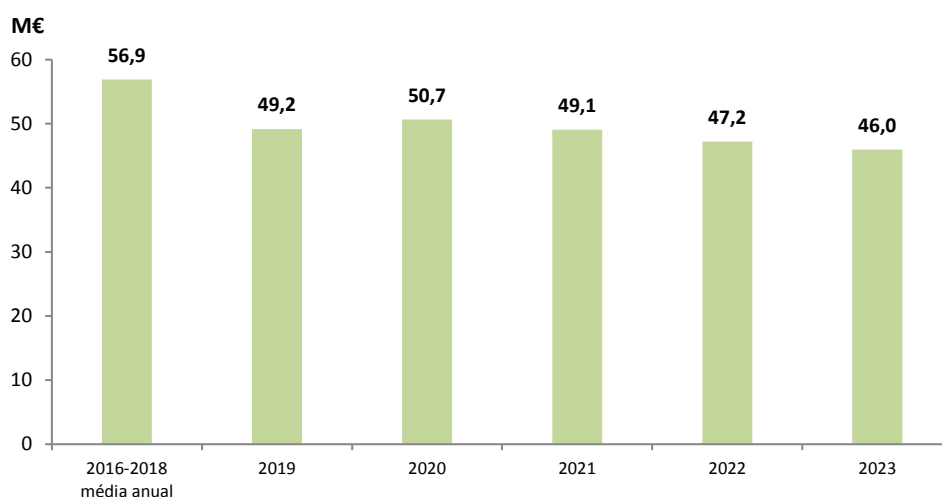


Figura 16: Evolução dos encargos (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 56,9 M€, estimando-se para o final do período do PDIRD-E uma redução superior a 10M€, face ao período anterior (2016-2018).

• INVESTIMENTO TOTAL

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2019-2023, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na tabela seguinte os valores totais de investimento para o cenário proposto para este PDIRD-E 2018:

Tabela 3: Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

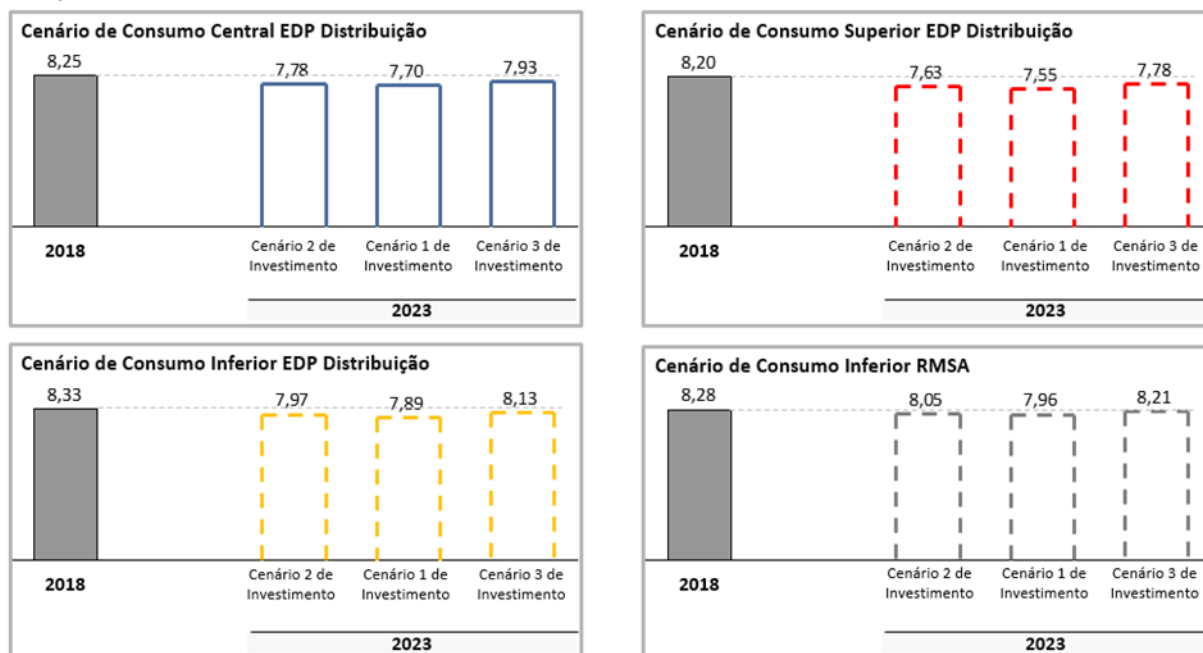
Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2019-23					Total
	2016-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Custos Primários	111,1	103,2	102,6	101,4	98,2	97,0	502,5
Investimento Específico	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Investimento Não Específico	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
Encargos Diretos	46,3	40,9	42,2	40,9	39,3	38,3	201,5
Investimento Específico	42,0	36,7	39,6	38,3	36,8	36,1	187,5
Investimento Não Específico	4,3	4,1	2,6	2,6	2,5	2,2	14,0
Encargos Transversais	6,7	5,9	6,1	5,9	5,7	5,5	29,0
Investimento Específico	6,0	5,3	5,7	5,5	5,3	5,2	27,0
Investimento Não Específico	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	2,0
Encargos Financeiros	3,9	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	11,5
Investimento Específico	3,4	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	10,0
Investimento Não Específico	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	1,4
Investimento Custos Totais	168,0	152,4	153,2	150,5	145,4	143,0	744,5
Investimento Específico	144,4	132,2	139,5	136,8	131,9	130,9	671,4
Investimento Não Específico	23,6	20,2	13,7	13,7	13,5	12,1	73,1

IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2018. Assim, e para o horizonte deste Plano 2019-2023, foi realizada uma análise de sensibilidade às variações dos cenários de investimento e consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na figura seguinte.

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários*

Euros/MWh



* Exclui-se: impacto dos PEF, dos Ganhos e Perdas Atuariais, devolução do ACT e apoios BT e considera RoR e kms de rede de 2018.

Figura 17: Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários

Em resultado da análise de sensibilidade efetuada, verifica-se que para qualquer cenário de investimento e para todos os cenários de evolução da procura considerados no período 2019-2023 (incluindo o cenário de consumo inferior do RMSA⁴), o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2023, é inferior ao do ano de referência 2018.

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagravamento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento.

⁴ Para efeitos de comparação com os cenários da EDP Distribuição, foram assumidos pressupostos ao nível do cenário do RMSA. Este cenário foi ajustado ao valor real de 2017.

PDIRD-E 2018 (2019-2023)

versão julho

Página em branco

ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD	21
1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO	21
1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO.....	23
1.2.1 Âmbito	23
1.2.2 Conteúdo	24
1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA.....	26
1.3.1 impacto na economia e emprego	27
1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES.....	27
2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO.....	35
2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS	35
2.1.1 Exigências regulamentares	35
2.1.2 Restrições técnicas	35
2.1.3 Avaliação técnico-económica	38
2.1.3.1 Introdução.....	38
2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas	39
2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)	39
2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	40
2.3 ANÁLISE DE RISCO	41
2.3.1 Análise de Risco de Projetos de Investimento.....	42
2.3.2 Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede.....	42
3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2018	45
3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS.....	45
3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2018	46
3.2.1 Utilização da Rede AT	47
3.2.2 Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT	48
3.2.3 Caracterização das Saídas MT.....	48
3.2.4 Potências de Curto-Circuito	49
3.3 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO	49

3.3.1	Ligação de Clientes	49
3.3.2	Reserva N-1	50
3.3.3	Variações de Tensão	50
4.	ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND	55
4.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO	55
4.1.1	Vetores de Investimento	55
4.1.2	Segurança de Abastecimento	58
4.1.3	Qualidade de Serviço Técnica	64
4.1.3.1	Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST	65
4.1.3.2	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND	68
4.1.4	Eficiência da Rede.....	84
4.1.5	Eficiência Operacional	87
4.1.6	Acesso a Novos Serviços	90
4.1.7	Outros Investimentos	92
4.1.8	Programas de Investimento.....	93
4.2	REDE INTELIGENTE	97
4.3	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	99
5.	EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS.....	101
5.1	PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP).....	101
5.2	COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN	101
5.3	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS	104
5.4	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS	107
5.5	PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS.....	108
5.5.1	Cenário de Evolução dos Consumos	108
5.5.2	Cenário de Evolução das Pontas	109
5.5.3	Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações	109
5.5.4	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição	110
5.5.5	Focos de Desenvolvimento de Cargas.....	111
6.	PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA	113
6.1	PONTOS DE ENTREGA DA RNT	113

6.2	LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS	114
6.3	PRODUÇÃO EMBEBIDA	115
6.3.1	Situação em 31 dezembro 2017	115
6.3.2	Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local	117
7.	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2019-2023	119
7.1	INTRODUÇÃO	119
7.1.1	Ligação à RNT	120
7.1.2	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Eletroprodutores	121
7.1.3	Reforço Interno da RND.....	121
7.1.4	Manutenção e Melhoria da Qualidade de Serviço	122
7.1.5	Renovação e Reabilitação de Ativos.....	122
7.1.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	125
7.2	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS	127
7.2.1	Zona 1	127
7.2.1.1	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	128
7.2.1.2	Reforço interno da RND.....	129
7.2.1.3	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	131
7.2.1.4	Renovação e reabilitação de ativos	132
7.2.1.5	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	139
7.2.2	Zona 2	142
7.2.2.1	Ligação à RNT	142
7.2.2.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	143
7.2.2.3	Reforço interno da RND.....	143
7.2.2.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	147
7.2.2.5	Renovação e reabilitação de ativos	150
7.2.2.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	155
7.2.3	Zona 3	158
7.2.3.1	Ligação à RNT	158

7.2.3.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	159
7.2.3.3	Reforço interno da RND.....	159
7.2.3.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	160
7.2.3.5	Renovação e reabilitação de ativos.....	161
7.2.3.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	166
7.3	OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND.....	167
7.3.1	Reserva de Transformadores AT/MT	167
7.3.2	Integração Paisagística de Redes Aéreas.....	168
7.3.3	Fixação anti-sísmica de TP	168
7.3.4	Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT.....	169
7.3.5	Projeto Localização de Defeitos	169
7.3.6	Projeto de Telecomunicações.....	170
7.3.6.1	Rede Core (fixa)	171
7.3.6.2	Rede Acesso (sem fios)	171
7.3.7	Modernização e Relocalização do Data Center	174
7.3.8	Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND	176
7.3.9	Renovação Tecnológica de hardware da plataforma de visualização e operação remota da RND.....	177
7.3.10	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND....	177
7.3.11	Expansão da Rede de Fibra Óptica.....	178
7.3.12	Investimento Inovador	178
7.3.12.1	ADMS – Advanced Distribution Management Systems	180
7.3.13	Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua	182
7.3.14	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	183
7.3.15	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito..	184
7.3.16	Substituição de rede subterrânea a 10kV nas AOLSB e AOLRS	184
7.4	IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS.....	185
7.4.1	Impacto na Qualidade de Serviço	185
7.4.2	Impacto na Eficiência da Rede	187
7.4.3	Impacto na Eficiência Operacional.....	187
7.4.4	Impacto no Acesso a Novos Serviços	187

7.5	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO	188
7.6	LISTA ORDENADA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL	191
7.7	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018	192
7.8	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD E-2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016	192
7.9	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD-E 2016	192
7.10	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018	193
7.11	TABELA DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2018	193
8.	CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2018 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO ..	195
8.1	SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2020 E 31.12.2023	195
8.1.1	Utilização da Rede AT	197
8.1.2	Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT	198
8.1.3	Caracterização da Rede MT	199
8.1.4	Potências de Curto-Circuito	200
8.2	VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO	200
8.2.1	Ligação de Clientes	200
8.2.2	Reserva N-1	200
8.2.3	Variações de Tensão	201
9.	QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE	203
9.1	INTRODUÇÃO	203
9.2	COMPONENTE ESTRATÉGICA - AVALIAÇÃO DE OPÇÕES ESTRATÉGICAS	204
9.3	COMPONENTE OPERACIONAL - AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO ..	205
10.	ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2018	209
10.1	ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD	209
10.1.1	Segurança de Abastecimento	210
10.1.2	Qualidade de Serviço Técnica	212

10.1.3	Eficiência da Rede.....	213
10.1.4	Eficiência Operacional	215
10.1.5	Acesso a Novos Serviços	216
10.1.6	Conclusão.....	217
10.2	ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO	219
10.2.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento.....	219
10.2.2	Análise de Risco de Conjuntos de Projetos de Investimento	219
11.	BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS	221
11.1	VETORES DE INVESTIMENTO.....	221
11.2	BALANÇO DO INVESTIMENTO GLOBAL ANUAL.....	221
11.2.1	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2015	222
11.2.2	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2016	223
11.2.3	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2017	223
11.3	BALANÇO POR VETOR DE INVESTIMENTO	224
11.3.1	Segurança de Abastecimento	224
11.3.2	Qualidade de Serviço Técnica	225
11.3.3	Eficiência da Rede.....	226
11.3.4	Eficiência Operacional	228
11.3.5	Acesso a Novos Serviços	229
11.3.6	Outros Investimentos	229
12.	PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2019-2023	231
12.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO	232
12.1.1	Investimento Obrigatório	233
12.1.2	Investimento de Iniciativa da Empresa	236
12.1.2.1	Descrição dos Programas de Investimento.....	237
12.1.2.2	Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa.....	244
12.1.2.3	Investimento em Rede Inteligente	247
12.2	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	248
12.3	PLANO DE INVESTIMENTO 2019-2023	249
12.4	AValiação DO IMPACTO NA TARIFA.....	255

ANEXOS

Anexo 1 – Rede de distribuição AT

Anexo 1.A – Rede de distribuição AT 31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.B – Rede de distribuição AT 31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.C – Rede de distribuição AT 31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2 – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas

Anexo 2.A – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.B – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.C – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.
31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo 3.A – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 3.B – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 3.C – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2023 (Previsão)

Anexo 4 – Caracterização da rede AT

Anexo 4.A – Caracterização da rede AT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 4.B – Caracterização da rede AT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 4.C – Caracterização da rede AT 31.12.2023 (Previsão)

Anexo 5 – Caracterização da rede MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 6 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

Anexo 6.A – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2018 (Previsão)

Anexo 6.B – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2020 (Previsão)

Anexo 6.C – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT
31.12.2023 (Previsão)

Anexo 7 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Anexo 7.A – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 7.B – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 7.C – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2023 (Previsão)

Anexo 8 – Fichas de caracterização dos principais investimentos

Anexo 9 – Estudos de fundamentação – Sumários Executivos

- Anexo 9.A – Fundamentação dos Valores de Investimento Necessários para a Renovação e Reabilitação de Ativos nas Redes de MT e AT para o PDIRD-E 2018
- Anexo 9.B – Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços
- Anexo 9.C – Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local
- Anexo 9.D – Balanço intercalar dos benefícios estimados decorrentes da implementação do Projeto Piloto do Lourical
- Anexo 9.E – Predicting Transformer Health (PATH)
- Anexo 9.F – Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D
- Anexo 9.G – Rede Subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS

Anexo 10 – Previsão da Procura de Eletricidade 2018-2024

Anexo 11 – Lista Ordenada dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual (por ordem de prioridade nos vetores de investimento)

- Anexo 11.A – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 1
- Anexo 11.B – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 2
- Anexo 11.C – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 3

Anexo 12 – Tabela Resumo dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 (ordem alfabética)

- Anexo 12.A – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018
 - Anexo 12.A.1 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 1
 - Anexo 12.A.2 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 2
 - Anexo 12.A.3 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 3
- Anexo 12.B – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016
 - Anexo 12.B.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1
 - Anexo 12.B.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2
 - Anexo 12.B.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

Anexo 12.C – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016

Anexo 12.C.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1

Anexo 12.C.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2

Anexo 12.C.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

Anexo 13 – Tabela Resumo dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD- E 2018

Anexo 13.A – Tabela resumo dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

Anexo 13.B – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

Anexo 14 – Tabela Resumo dos Investimentos Não Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 (ordem alfabética)

Anexo 15 – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2018, face ao PDIRD-E 2016 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2016

Anexo 16 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização

Página em branco

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1	37
Tabela 3.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2018	46
Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018	47
Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2018	48
Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2018	48
Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2016-2017	52
Tabela 3.6: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2016	53
Tabela 3.7: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2017	53
Tabela 3.8: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2016..	53
Tabela 3.9: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2017..	53
Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento	57
Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2013 a 2017	66
Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2017 ..	68
Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento ...	96
Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€)	98
Tabela 4.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto).....	99
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA	103
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais	108
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)	108
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)	109
Tabela 7.1: Transformador de potência a adquirir	167
Tabela 7.2: Redução de END proporcionada pelos principais projetos (GWh)	186

Tabela 7.3: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço	186
Tabela 7.4: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh).....	186
Tabela 7.5: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh).....	187
Tabela 7.6: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2016 vs. PDIRD-E 2018	189
Tabela 7.7: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€)	190
Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023	195
Tabela 8.2: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2020	197
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2023	197
Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2020	198
Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2023	198
Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica	199
Tabela 9.1: Opções estratégicas – Descrição	204
Tabela 9.2: Fatores Críticos de Decisão (FCD)	205
Tabela 9.3: Critérios A.....	206
Tabela 9.4: Critérios B.....	206
Tabela 9.5: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2018	207
Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento	218
Tabela 11.1 Evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017 previsto e real	225
Tabela 12.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2019-2023.....	235
Tabela 12.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 2 - proposto)	245
Tabela 12.3 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 1)	245

Tabela 12.4 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 3)	246
Tabela 12.5. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto).....	248
Tabela 12.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 1	248
Tabela 12.7. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 3	248
Tabela 12.8: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2019-2023 (cenário 2 - proposto)	250
Tabela 12.9 Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)	254
Tabela 12.10 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)	255

Página em branco

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)	64
Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017	67
Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017	67
Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 1)	70
Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 2)	71
Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2018-2024 (cenário 3)	72
Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)	83
Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 1)	83
Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 3)	84
Figura 4.10: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto) ..	85
Figura 4.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)	87
Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2 - proposto)	89
Figura 4.13: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 2 - proposto)	91
Figura 4.14: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 1)	91
Figura 4.15: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 3)	92
Figura 4.16: Investimento na rubrica “Outros” 2014-2023 (cenário 2 - proposto)	93
Figura 5.1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)	102
Figura 5.2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA	103
Figura 5.3: Evolução da energia elétrica distribuída, 2014-2017	104
Figura 5.4: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2017	105

Figura 5.5: Distribuição de consumos por setor, ano 2017	105
Figura 5.6: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2017	106
Figura 5.7: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2014-2017	107
Figura 5.8: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2014-2017	107
Figura 5.9: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2018-2024	109
Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND	115
Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida	117
Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)	120
Figura 7.2: Idade média de classes de ativos da RND verificada em 2016 e previsão para 2023 para os três cenários de investimento analisados no estudo (anexo 9.A)	123
Figura 7.3: Rede de Acesso - Fase I: Implementação da rede privativa (LTE 450MHz)	173
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2019-2023	196
Figura 11.1: Investimento global anual (M€)	222
Figura 11.2: Investimento por vetor em 2015 (M€)	222
Figura 11.3: Investimento por vetor em 2016 (M€)	223
Figura 11.4: Investimento por vetor em 2017 (M€)	223
Figura 11.5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento (M€)	224
Figura 11.6: Contribuição do Investimento obrigatório (excluindo eq. de contagem) para o vetor SA (M€)	224
Figura 11.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica – QST (M€)	225
Figura 11.8: Contribuição do investimento em Melhoria da QST para o vetor QST (M€)	226
Figura 11.9: Contribuição do investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos para o vetor QST (M€)	226
Figura 11.10: Contribuição do investimento em Automação de SE para o vetor (M€)	226
Figura 11.11: Contribuição do investimento em Automação e telecomando para o vetor (M€)	226

Figura 11.12: Investimento no vetor Eficiência da Rede - ER (M€)	227
Figura 11.13: Contribuição do investimento em Desenvolvimento de Rede para o vetor ER (M€)	227
Figura 11.14: Contribuição do investimento Redução de Perdas AT/MT para o vetor ER (M€)	227
Figura 11.15: Investimento no vetor Eficiência Operacional - EO (M€).....	228
Figura 11.16: Contribuição do investimento em Telecontagem em PTD para o vetor EO (M€)	229
Figura 11.17: Contribuição do Investimento Inovador para o vetor EO (M€).....	229
Figura 11.18: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços - ANS (M€)	229
Figura 11.19: Investimento na rubrica “Outros” (M€)	230
Figura 11.20: Contribuição do Inv. Obrigatório (só eq. de contagem) para a rubrica “Outros” (M€)	230
Figura 12.1: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2016-2023	234
Figura 12.2 Comparticipações financeiras e em espécie, 2016-2023	235
Figura 12.3 Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)	250
Figura 12.4 Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)	251
Figura 12.5 Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto)	252
Figura 12.6: Investimento não específico a custos primários (M€)	253
Figura 12.7 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários.....	256

Página em branco

1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD).

1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, de que se destaca:

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), com a redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que visa assegurar a completa transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 28 de agosto, e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

Releva deste diploma o reforço das regras de planeamento das redes de distribuição em consonância com os objetivos de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, tendo também em conta os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, igualmente, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Assim, o artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever da entidade concessionária da RND assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações.

O artigo 41.º estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD), tendo por base a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados. O PDIRD deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte. O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade. Acresce ainda que, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, a aprovação do PDIRD é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que desenvolve os princípios constantes do aludido Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, bem como com as alterações subsequentes introduzidas pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro.

Refere o artigo 40.º que o PDIRD é um instrumento de planeamento da RND, a elaborar nos anos pares. No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, nomeadamente, os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente, a caracterização da RND, os padrões

de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares, as solicitações de reforço de capacidade de entrega às redes de Baixa Tensão (BT) e as licenças de produção atribuídas, bem como ponderar outros pedidos de ligação à rede, nomeadamente de centros eletroprodutores.

No artigo 40.º-A é definido o procedimento detalhado de elaboração do PDIRD, determinando, designadamente, que o operador da RND deve apresentar a proposta do PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

O anexo IV estabelece as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta Tensão e Média Tensão, referindo, na sua base XVII, que constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

- Portaria 596/2010, de 30 de junho, que aprovou, constituindo o anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas.

No seu capítulo 11, define os critérios de planeamento e desenvolvimento da RND, referindo que o objetivo do planeamento é garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Estipula os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações do Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, que estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para o ordenamento jurídico nacional as Diretivas 2001/42/CE, de 27 de junho, e 2003/35/CE, de 26 de maio, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho.

A EDP Distribuição, devido à relevância deste tema e no seguimento de comentários recebidos a PDIRD-E anteriores, realizou uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) ao PDIRD-E 2018 cujo relatório ambiental será enviado em conjunto com esta proposta de PDIRD-E. No capítulo 9 é apresentado um resumo da AAE efetuada.

Relativamente ao tema do Ambiente, de ressaltar ainda que a EDP Distribuição tem um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) que foi aprovado pelo Lloyd's Register Quality Assurance, de acordo com as normas ISO 14001:2004 e NP EN ISO 14001:2004. Esta certificação abrange a totalidade das atividades da EDP Distribuição.

Desta forma a EDP Distribuição, enquanto titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente, procedeu à elaboração da presente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição para o período 2019-2023.

Para elaboração desta proposta de PDIRD-E 2018 foi tida como base a proposta final do PDIRD-E 2016 apresentada em maio de 2017.

1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO

1.2.1 ÂMBITO

Este Plano contém a previsão dos principais investimentos na RND no período 2019 a 2023.

Esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas nos pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) mais recente (RMSA-E 2016) com horizonte 2017-2030, bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais. Entre os que apresentam uma maior relevância nas opções de investimento tomadas destacam-se:

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprovou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).
- Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, que transpõe a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da microprodução.
- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da miniprodução.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.

- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que, nomeadamente, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, criando obrigações para os operadores de rede de distribuição.
- Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho – estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica.
- Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro – Promove uma zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, localizada ao largo do concelho da Marinha Grande. Refere, no artigo 7.º, alínea 1), que “a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW.”
- Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A.

A execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e de acordo com o desenvolvimento destas medidas.

Assim, a eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a medidas relacionadas com a política energética – e designadamente com a realização de infraestruturas para interligar produção renovável – poderá conduzir a reajustes futuros na composição e programação dos projetos agora previstos para os anos 2019-2023.

1.2.2 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2018 proposta abril, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 define os princípios e os critérios de planeamento que servirão de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na rede nacional de distribuição.

O capítulo 3 caracteriza a rede a rede em serviço em 31.12.2017, a realização dos investimentos que se prevê concluir até final de 2018 e as cargas previstas nesse ano, bem como a evolução prevista das cargas. É evidenciada a satisfação dos padrões de segurança e são identificados constrangimentos na rede.

O capítulo 4 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os vetores de investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico. Refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período do Plano. Além disso, é abordado o conceito de rede inteligente na perspetiva da EDP Distribuição.

O capítulo 5 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2019-2023, considerada na elaboração do presente Plano.

O capítulo 6 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do Plano e indica as infraestruturas que o operador da RND estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND, refere as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

No capítulo 7 procede-se à caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período 2019-2023.

O capítulo 8 caracteriza a rede prevista, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2020 e 2023, após a conclusão do período de vigência deste Plano. Evidencia ainda a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

No capítulo 9 é abordado o tema da avaliação ambiental estratégica feita ao PDIRD-E 2018.

No capítulo 10 é feita uma análise ao risco de não se cumprirem os objetivos globais do Plano, bem como ao risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento definidos.

No capítulo 11 é feito um balanço intercalar ao investimento realizado. Tendo em consideração a estrutura seguida no PDIRD-E, a análise foi feita por vetor estratégico de investimento. São analisados os anos 2015, 2016 e 2017.

O capítulo 12 apresenta o plano de investimento para o período 2019-2023, descrevendo a divisão entre investimento específico e não específico. Para o investimento específico são indicadas as verbas atribuídas por natureza de obra, por nível de tensão e por programa de investimento, e para o investimento não específico são apresentadas as diferentes rúbricas que o constituem. Por fim, é apresentada uma avaliação do impacto do Plano na tarifa.

Os valores de investimento, apresentados neste Plano, são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 12.3, são incorporados os valores relativos aos encargos diretos, transversais e financeiros e apresentados os custos totais resultantes. As fichas de caracterização dos principais investimentos, constantes do anexo 8, são apresentadas a custos totais, sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários.

As fichas são apresentadas a custos totais¹ e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2), sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários, nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas estão incluídos no cenário 3, é apresentada a calendarização para este cenário.

¹ Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

O Decreto-Lei n.º 172/2006, no n.º 2 do seu art.º 40.º, estabelece que o operador da RND deverá observar, no processo de elaboração do PDIRD, as orientações de política energética.

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030, de setembro de 2016, conforme redação DGEG, estão baseados em dados reais de procura e oferta até ao ano 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Para este PDIRD-E ajustaram-se as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

A RND possui capacidade de receção da PRE que se considera suficiente até final do período deste Plano, não se perspetivando como necessário considerar investimentos para criação de capacidade adicional.

O Plano está preparado para o impacto na RND da produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão e da mobilidade elétrica. Este impacto não foi considerado significativo, nomeadamente nos anos iniciais do mesmo. Serão acompanhadas as perspetivas de evolução previstas e, na próxima revisão, poderão ser efetuados ajustes.

A EDP Distribuição na definição do presente Plano teve em consideração os desafios explícitos na “Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 – O XIX Governo Constitucional tem vindo a implementar um modelo energético baseado na racionalidade económica e na sustentabilidade, através, por um lado, da conjugação entre a adoção de medidas de eficiência energética e a utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis e, por outro, da redução dos sobrecustos que oneram os preços da energia.”.

A EDP Distribuição tem vindo, assim, a implementar um conjunto de ações que procuram dar resposta a estes dois pilares fundamentais - racionalidade económica e sustentabilidade - e que terão continuidade neste Plano.

Exemplos de materialização de algumas destas ações no presente PDIRD-E 2018 são:

- Procurar minimizar o impacto na tarifa;
- Garantir o acesso da produção distribuída à rede (garantindo capacidade de rede);
- Assegurar o mérito e oportunidade dos projetos selecionados;
- Priorizar os projetos pelo mérito;
- Atuar na redução de perdas técnicas até ao limite da racionalidade económica;
- Reduzir as assimetrias socio-territoriais;
- Assegurar um adequado rejuvenescimento dos ativos;
- Garantir o desempenho ambiental;
- Aumentar a eficiência energética (com expansão das redes inteligentes).

Assim, este Plano para 2019-2023 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado e revisto de 2 em 2 anos, conforme previsto.

1.3.1 IMPACTO NA ECONOMIA E EMPREGO

Refere-se aqui, genericamente, o impacto do PDIRD-E 2018 na economia e no emprego.

Os investimentos a efetuar na rede abrangem todo o território nacional, assumindo-se como elemento de coesão territorial, económica e social muito relevante. A disponibilidade de infraestruturas tecnológicas adequadas, ligadas à energia e às comunicações, é claramente uma condição necessária à instalação de empresas em qualquer ponto do território, normalmente também já dotado de outros equipamentos e infraestruturas de serviço público e, assim, é também uma condicionante da competitividade e afirmação dos territórios, da captação de investimentos e da dinamização das economias locais. A execução dos investimentos previstos assegura, durante o prazo de execução do plano, um número significativo de empregos diretos e indiretos, distribuídos também por todo o território nacional, que pode ser estimado com base no passado recente.

Para a concretização dos projetos previsto no PDIRD-E 2018, a EDP Distribuição estima um número da ordem dos 3,3 mil trabalhadores e o envolvimento de cerca de 120 empresas prestadoras de serviços, de base regional, com um impacto direto no recrutamento e nas aquisições efetuadas localmente. Estima-se, também, um número da ordem dos 0,9 mil trabalhadores ao serviço das cerca de 125 empresas qualificadas para fornecimento de materiais. Adicionalmente, para os sistemas informáticos, estima-se um número de 350 trabalhadores associados a cerca de 50 empresas prestadoras de serviços, favorecendo o trabalho em rede e à distancia, o que potencia a participação e o desenvolvimento de pequenas e médias empresas e de *startup* do setor disseminadas pelo território.

1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- b) AO – Área Operacional;
- c) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- d) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- e) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- f) CAE – Contrato de aquisição de energia;
- g) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- h) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- i) DRC – Direção de Rede e Clientes;
- j) DTC – *Distribution Transformer Controller*;

- k) EAuTRD- Elementos de Automatização da rede MT da RND;
- l) EB – EDP Box;
- m) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- n) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);
- o) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- p) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- q) ONGA – Organização Não Governamental Ambiental;
- r) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- s) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- t) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- u) PDIRD – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT, a elaborar de 2 em 2 anos, para um período de 5 anos;
- v) PdE – Ponto de Entrega;
- w) PDR – Plano de Desenvolvimento das Redes de Distribuição, incluindo a RND e as redes BT da EDP Distribuição;
- x) PRE – Produtor em Regime Especial;
- y) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- z) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- aa) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- bb) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as RDBT);
- cc) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- dd) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;
- ee) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- ff) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- gg) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- hh) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- ii) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- jj) RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;

- kk) RTS – Rede de Telecomunicações de Segurança (rede de telecomunicações utilizada na transmissão de fonia, dados, telemedidas, telecomandos, etc., para efeito de exploração da rede de distribuição);
- ll) SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- mm) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 no território nacional);
- nn) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- oo) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- pp) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- qq) ZPE – Zona de Proteção Especial.

Para efeitos do presente documento, observaram-se as seguintes definições de conceitos:

- a) Agente de exploração – profissional qualificado para operar as instalações da rede de distribuição;
- b) Agente de mercado – entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, cogedor, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogedor, estes dois últimos se adquirirem energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;
- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram-se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio,

terramoto, inundação, vento de intensidade excecional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (vandalismo), intervenção de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;

- i) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- j) Centro de Condução (CC) – órgão de condução da RND e das RDBT encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos da rede de distribuição;
- k) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- l) Cogrador – entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março;
- m) Comercializador – entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- n) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público universal;
- o) Participação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um requerente de uma ligação à rede para realização da obra necessária à ligação de instalação à rede;
- p) Participação em Espécie – valor dos elementos de ligação à rede entregues ao ORD por um requerente de uma ligação e cuja construção foi promovida por esse requerente;
- q) Consumos sazonais – consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
- r) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
- s) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
- t) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- u) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;

- v) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- w) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- x) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- y) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- z) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;
- aa) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- bb) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- cc) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- dd) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;
- ee) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- ff) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- gg) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- hh) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
- ii) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em

- exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- jj) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
 - kk) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
 - ll) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
 - mm) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
 - nn) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;
 - oo) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
 - pp) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
 - qq) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada U_c , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
 - rr) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
 - ss) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
 - tt) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;
 - uu) Operador da rede de transporte - : entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;
 - vv) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;

- ww) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- xx) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- yy) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- zz) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- aaa) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- bbb) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- ccc) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1);
- ddd) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente);
- eee) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- fff) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;
- ggg) Produção em regime especial – a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;
- hhh) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- iii) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;
- jjj) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- kkk) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;
- III) Segurança “N-1” – critério de segurança que permite garantir que um sistema elétrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;

- mmm) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- nnn) Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- ooo) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- ppp) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- qqq) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- rrr) Tensão de alimentação declarada (U_c) – tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada U_c ;
- sss) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- ttt) Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações elétricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;
- uuu) Transporte – veiculação de energia elétrica numa rede interligada de muito alta tensão e alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- vvv) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- www) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
- xxx) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).

2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2018 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2019-2023). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

Os princípios básicos de planeamento adotados neste Plano assentam em três vertentes, especificamente:

2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme descrito capítulo 11 do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas;
- Igualmente, o Planeamento das redes de distribuição BT deve ser coordenado com o planeamento da RND.

Devem, ainda, ser observados os padrões de segurança para planeamento, descritos em 2.1.2.

2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Neste âmbito, consideram-se as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição.

Padrões de segurança

Os padrões de segurança para planeamento considerados neste Plano são os seguintes:

- **Capacidade dos equipamentos**

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

- **Ligação de clientes**

É garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

- **Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pelas restantes alimentações AT ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede MT alimentada por subestações adjacentes (ou seja, recorrendo à reserva de rede MT existente).

A alimentação da totalidade dos consumos é igualmente assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bialimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal (as linhas MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes).

- **Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso à instalação de uma subestação móvel de reserva.

Adicionalmente, e em caso de falha de um circuito (reserva N-1), para os blocos de carga superiores a 70 MW é assegurada a reposição imediata da carga do bloco, menos 20 MW, cuja alimentação será restabelecida no tempo máximo de 3 horas. Para blocos de carga superiores a 100 MW é assegurada, em 3 horas, a alimentação de, pelo menos, a carga que excede 100 MW, ou de um terço da carga do bloco, no caso de falha de um segundo circuito (reserva N-2).²

² Independentemente da zona de qualidade de serviço, a carga de algumas redes atinge dimensão significativa, cuja interrupção, ainda que momentânea, causa grande perturbação na operação do SEN. Para obviar este constrangimento, o

- **Limites de sobrecarga admissível em regime N-1**

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1

	Inverno	Verão
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

(valores dos transformadores em relação à potência nominal e valores das linhas e cabos de acordo com as características dos materiais e tipo de instalação)

Condições: Inverno – temp. ar 20°C, vento 0,6 m/s, temp. solo 10°C
 Verão – temp. ar 35°C, vento 1,0 m/s temp. solo 20°C

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)
 Rede AT – 30 minutos
 Rede MT – 30 minutos

Salienta-se que, nos transformadores a aplicação de uma carga superior à nominal ou de uma temperatura ambiente mais elevada do que a considerada na sua conceção, implica um certo grau de risco de envelhecimento acelerado. Os valores adotados em planeamento no caso de socorro em contingência N-1, indicados no quadro anterior, foram convenientemente escolhidos por forma a não ultrapassar os limites entendidos como adequados e considerando uma margem de segurança em termos de operação da rede.

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

É garantido que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

Nos estudos de desenvolvimento da rede de distribuição a incluir neste Plano foram analisadas as solicitações futuras previstas para o período considerado em termos de evolução da produção e dos consumos e, tendo em conta os objetivos de qualidade de serviço, foram definidos os investimentos necessários para a estruturação e o dimensionamento da rede, de modo a assegurar o seu funcionamento dentro dos limites estabelecidos nos padrões de segurança para planeamento atrás descritos.

ORD passou a incluir critérios adicionais de reserva N-1 instantânea e reserva N-2 para blocos de carga de dimensão superior a 70 MW, à semelhança de critérios em uso noutros países (por exemplo, Reino Unido) e acompanhando os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT em situações especiais de cargas monoalimentadas (alínea b do ponto 9.6.1 do capítulo 9 do RRT).

2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

2.1.3.1 Introdução

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida no âmbito da atividade da empresa. No caso do Operador da Rede de Distribuição (ORD) a remuneração do seu investimento é definida por ação regulatória. Neste contexto, são avaliados os benefícios dos projetos de investimento para o SEN e para a sociedade.

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactos ambientais e sociais. Estes estudos respondem a problemas identificados na rede, sendo analisadas alternativas de investimento diferentes cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite ao operador da rede de distribuição a seleção da alternativa mais adequada.

Os estudos técnicos de planeamento baseiam-se na simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas. Na EDP Distribuição é utilizado como meio de cálculo o DPlan – Distribution Planning.

Face à crescente penetração da produção distribuída na RND, são simulados vários regimes extremos e intermédios de carga, baseados nos diagramas reais de produção e de consumo. Para lidar com a incerteza nos regimes de produção e consumo, a EDP Distribuição, em conjunto com a comunidade científica nacional, está a desenvolver metodologias de planeamento probabilístico, por forma a aumentar nível de confiança das suas previsões e melhor adequação dos investimentos às necessidades de desenvolvimento da RND.

A avaliação do mérito económico das alternativas estudadas é efetuada com recurso à aplicação INVESTE – Programa de Análise Económica de Investimentos. Considera preços constantes e uma taxa de atualização definida. Os indicadores económicos são calculados considerando-se os custos com materiais e mão-de-obra acrescentados de encargos diretos, transversais e financeiros. Isto é, os indicadores económicos dos projetos de investimento são calculados a custos totais.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

As avaliações económicas dos projetos de investimento incluem uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Essa avaliação é realizada para três cenários de evolução da procura (Inferior, Central e Superior), sendo determinado o momento mais adequado de realização

dos investimentos em cada um dos cenários. Este é função dos indicadores económicos associados a cada cenário, bem como da utilização da ponta para esses mesmos cenários.

A análise de sensibilidade permite avaliar a robustez da solução em presença de diversos cenários de evolução da procura, aumentando a garantia de cumprimento dos padrões de segurança e do resultado económico esperado dos projetos.

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas

As perdas nos elementos de uma rede podem ser essencialmente constantes, dependendo apenas do facto de o equipamento estar ou não ligado (caso das perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores), ou variar com o quadrado da corrente que percorre o equipamento (caso das perdas por efeito de Joule nos enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas).

O cálculo da energia de perdas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan – Distribution Planning) considerando a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas.

No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação estabelecida por F.H. Buller e C.A. Woodrow³ que é uma equação simples binomial que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas.

Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula. A valia unitária de perdas, isto é, o preço a atribuir a cada kWh perdido, é estabelecido para cada um dos níveis de tensão AT, MT e BT, com base no preço médio de venda da tarifa transitória no nível de tensão imediatamente superior, procurando assim refletir o acréscimo de utilização das infraestruturas da rede.

2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)

A Energia Não Distribuída (END) associada à falha de um determinado elemento da rede é devida, por um lado, aos incidentes aleatórios que o poderão afetar (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) e, por outro, pelas interrupções necessárias a

³ Engenheiros da *General Electric Company* que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo $\beta = X.\alpha + (1-X).\alpha^2$, no artigo intitulado “*Load Factor-Equivalent Hour Values Compared*”, publicado na edição de *Electrical World* de Nova Iorque em 14 de julho de 1928.

trabalhos programados (trabalhos de manutenção, trabalhos de ligação de novas instalações, etc).

Na análise de uma determinada rede no sistema DPlan – Distribution Planning, a END é calculada simulando defeitos sobre todos os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada com base na ponta média máxima das saídas das subestações, normalmente no fim do período de planeamento ou ano alvo. No cálculo é considerado uma taxa de incidentes por km e uma duração típica da interrupção (valores baseados em análises estatísticas).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Através de religações automáticas, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. O cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

Para efeito de cálculo da END, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) são consideradas como interrupções equivalentes com a duração de 8 minutos.

Na valia unitária da END é utilizado o valor que consta no incentivo e penalização da qualidade de serviço estabelecido pela Entidade Reguladora.

2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi definido com base numa metodologia de previsão desenvolvida com o INESC TEC, suportada num conjunto de regressões lineares que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *inputs* macroeconómicos tais como: indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, etc. Este Plano inclui as verbas necessárias à realização deste investimento. A sua realização acompanhará os compromissos estabelecidos com os requisitantes e promotores.

Por sua parte, o designado Investimento de Iniciativa da Empresa foi definido tendo em consideração as exigências de qualidade de serviço técnica impostas pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como os incentivos à sua melhoria e à redução da energia de perdas expressos no Regulamento Tarifário e, ainda, os objetivos inerentes à manutenção e melhoria das condições de alimentação de clientes pré-existentes e preocupações ambientais.

O Investimento de Iniciativa da Empresa incluído no presente Plano reúne as verbas a despender na persecução destes objetivos, encontrando-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos seguintes 5 vetores: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores descritos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Dentro do investimento específico de iniciativa da empresa, os critérios de priorização adotados na seleção dos investimentos a incluir no Plano foram os seguintes:

- obrigações legais e regulamentares;
- projetos em curso no início do período de abrangência do Plano;
- compromissos assumidos com outras entidades;
- satisfação dos padrões de segurança;
- manutenção e melhoria da qualidade de serviço, tendo em conta a redução de assimetrias, o aumento da resiliência da rede e o rejuvenescimento dos ativos;
- aumento de eficiência da rede, tendo presente o aumento da eficiência operacional, e as preocupações ambientais.
- investimento inovador e de acesso a novos serviços de rede inteligente.

Considera-se, assim, que os projetos selecionados respondem aos objetivos definidos para os diversos vetores de investimento.

2.3 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD-E 2018 compreende 5 (cinco) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento (descrito no capítulo 10);
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura (descrito no capítulo 10);
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento (descrito no capítulo 10);
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa a estas duas últimas dimensões.

2.3.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição, foi realizado um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), descrito no PDIRD-E 2014⁴.

Foi desenvolvida uma metodologia, baseada nesse estudo, de análise de sensibilidade da rede quanto à segurança de abastecimento para cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência. A metodologia parte do pressuposto de que os projetos, considerados individualmente, apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho. Foram considerados cenários de evolução de consumos para cada concelho, coerentes com os cenários Inferior, Central e Superior previstos para os consumos em Portugal Continental. Estes cenários, a nível concelhio, têm uma probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior. Considerou-se, ainda, para análise dos projetos a incluir neste Plano, um cenário adicional mais que superior com uma probabilidade de não excedência de 90% dos consumos previstos a nível concelhio.

Esta metodologia é aplicada aos projetos previstos iniciar no período de vigência deste Plano, suportando a decisão de calendarização dos investimentos, que tem em conta o risco de não assegurar a alimentação das cargas em presença desse cenário de evolução de consumos mais exigente.

Tendo em conta que a revisão de 2 em 2 anos do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

2.3.2 AVALIAÇÃO DO RISCO ASSOCIADO À FALHA DE ELEMENTOS DA REDE

O conceito de risco diferencia-se do conceito de fiabilidade, complementando-o com uma avaliação quantitativa ou qualitativa, facilitando a definição de indicadores e de padrões de ameaça, vulnerabilidade ou incerteza associados a determinados cenários, geralmente com impacto negativo.

⁴ João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, dezembro de 2013.

A avaliação de risco reconhece não só a probabilidade de eventos de falha, mas também os respetivos graus de severidade das suas consequências.

A avaliação do risco destes eventos analisou duas topologias frequentemente utilizadas nas subestações AT/MT da RND e duas topologias de rede AT, para diferentes situações de disponibilidade de recurso, tratadas de forma independente.

O resultado dessa avaliação permitiu suportar, do ponto de vista do risco de falha dos componentes, os critérios de planeamento no que diz respeito à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço.⁵

⁵ A metodologia foi apresentada no paper Prata, R., Carvalho, P., Ferreira, Luís AFM, Santos, CA, "Failure Risk Associated with Different Substation and HV Network Configurations, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Jun. 2011, Frankfurt.

Página em branco

3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2018

Neste capítulo apresenta-se a previsão da situação da Rede Nacional de Distribuição (RND) anterior ao início deste Plano (correspondente à situação base de estudo), considerando a rede em serviço em 31.12.2017, a realização dos investimentos que se prevê concluir até final de 2018 e as cargas previstas nesse ano.

3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT.

A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE Lindoso e o PdE REN- Pedralva.

A estrutura da rede AT é genericamente emalhada, sendo a exploração efetuada em malha fechada sempre que possível e conveniente. A maior parte da rede AT é aérea existindo, no entanto, uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto.

A configuração típica das subestações AT/MT pressupõe que estas tenham a possibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, sendo dotadas de barramento AT e possuindo dois transformadores de potência. Em zonas de elevada densidade de cargas, e por razões de limitações de espaço, existem subestações sem barramento AT, constituindo como que um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, sendo garantida a reserva N-1 às cargas servidas. Em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas em que a sua configuração de base prevê a possibilidade de expansão futura; esta situação poderá, também, ocorrer em novas subestações nos primeiros anos de funcionamento. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a EDP Distribuição dispõe de unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva.

As subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas, o que flexibiliza a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente.

Geograficamente, estas instalações encontram-se naturalmente mais concentradas nas zonas de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30kV, 15kV e 10kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV.

Existem ainda pequenas redes a 6kV que têm vindo a ser substituídas para níveis de tensão mais elevados.

A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõe de alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção.

3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2018

Apresenta-se, na tabela 3.1., uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2018.

Tabela 3.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2018

Caraterização da Rede em 31.12.2018			
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		392
	Nº TP AT/MT		670
	Potência Instalada	[MVA]	17.083
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		53
	Potência Instalada	[MVA]	405
Rede AT:	Aérea	[km]	8.785
	Subterrânea	[km]	498
Rede MT:	Aérea	[km]	58.028
	Subterrânea	[km]	14.317

Nota: a informação sobre a Rede AT inclui as linhas em serviço e ligadas a 60 (ou 130) kV; a informação sobre a rede MT, inclui os circuitos em serviço e ligados a um circuito alimentador (não contempla circuitos desligados).

Nos capítulos 3.2.1., 3.2.2 e 3.2.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de evolução de consumos considerados neste Plano. Verifica-se que as diferenças entre os três cenários são desprezáveis, pelo que nos anexos a este Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

No anexo 1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2018.

No anexo 2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

No anexo 5 é apresentada a caracterização individual da rede MT, mais pormenorizada.

3.2.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

No cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND simularam-se quatro regimes obtendo-se as respetivas intensidades de corrente:

- Ponta de consumos no inverno, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de inverno.
- Ponta de consumos no verão, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de verão.

A utilização das linhas ou cabos AT foi calculada para o máximo valor obtido da relação da intensidade de corrente de cada regime sobre a intensidade admissível, em função da estação do ano.

Na tabela 3.2. indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado.

Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	8.945	8.945	8.937	96,4	96,4	96,3
Ut > 70	337	338	346	3,6	3,6	3,7

Embora se tenha verificado um abaixamento dos consumos nos últimos anos, que se reflete na utilização da capacidade das linhas AT, verifica-se que ainda persistem situações com utilizações acima dos 70%.

Refira-se, ainda, que devido à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro, resultam 6 linhas de AT com utilização da capacidade superior a 90% em todos os cenários de consumo. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

3.2.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

No cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuada a simulação apenas para o regime de ponta de consumo, sem geração.

Na tabela 3.3. apresenta-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2018

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	365	364	364	93,1	92,9	92,9
70 < Ut ≤90	25	26	26	6,4	6,6	6,6
Ut > 90	2	2	2	0,5	0,5	0,5

A utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 49% para o cenário inferior e de 50% para o cenário central e superior de consumos. Entretanto, verifica-se que existem, ainda, algumas instalações onde a utilização da potência instalada é superior a 70% e a 90%.

As subestações com utilização superior a 90% foram objeto de uma análise mais detalhada no âmbito deste Plano, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

3.2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS SAÍDAS MT

A tabela 3.4. reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2018

Nível Tensão [kV]	N. Saídas média/SE	Compr. médio/saída [km]	Ponta média/saída [MW]		
			Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
30	6	41	2,27	2,28	2,29
15	8	19	2,39	2,40	2,40
10	16	5	1,40	1,40	1,41
6	6	2	0,35	0,35	0,35

A ponta média por saída de subestação AT/MT está relacionada com o nível de tensão da rede de distribuição, que se efetua maioritariamente nos níveis de 15 e 30kV, excetuando-se a rede de distribuição da Grande Lisboa em que predomina a distribuição no nível de tensão de 10kV.

Destaca-se, ainda, que a EDP Distribuição tem vindo nos últimos anos a instalar um elevado número de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e a motorizar e telecomandar um número significativo de postos de transformação (PT).

Em 31.12.2018 prevê-se que existam na rede MT cerca de 7.700 pontos telecomandados.

3.2.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em alta tensão, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 25kA e 31,5kA, em função das características da rede em que se insere cada instalação, e com duração estipulada de 3 segundos.

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em média tensão em subestações, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 16kA para 10kV e 15kV, e 12,5kA para 30kV, com duração estipulada de 3 segundos.

Refere-se que os valores máximos das potências de curto-circuito nos barramentos MT foram calculados considerando todos os transformadores da subestação em paralelo. No entanto, a exploração normal é com os semibarramentos abertos.

Então, como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da EDP Distribuição nas condições mais desfavoráveis é de 1,5 segundos, e como a exploração normal é com os semibarramentos abertos, os valores indicados para efeitos de dimensionamento são coerentes com estas condições de exploração, inclusivamente nos casos em que a potência de curto-circuito máxima calculada é superior ao valor de referência.

Para o cálculo dos valores mínimos de curto-circuito, considerou-se que a subestação seria alimentada pela linha de maior secção, quando houver mais do que uma, e com o transformador de maior potência em serviço.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

3.3 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista para 31.12.2018, considerando o cenário central de consumos. O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva N-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

3.3.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND tendo em consideração as cargas naturais respetivas.

Verifica-se que a generalidade das subestações possui potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Para o cenário central de consumos da EDP Distribuição estima-se em 2018 que cerca de 87% das subestações AT/MT, possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

Para as restantes subestações os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta-se, entretanto, que este facto é atenuado na prática devido à contribuição da produção independente ligada à rede MT nas áreas de influência de diversas subestações já que, conforme anteriormente referido, na determinação daqueles valores se considerou a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

Nas subestações em que ainda assim persiste um valor de capacidade disponível baixo, foram analisadas as condições da rede respetiva tendo em conta, nomeadamente, o crescimento de cargas perspectivado para a zona envolvente, prevendo-se no período de abrangência do presente Plano os investimentos necessários.

3.3.2 RESERVA N-1

Os pressupostos de garantia de reserva N-1, definidos de acordo com os padrões de segurança para planeamento, variam consoante a zona de qualidade de serviço das cargas abrangidas tal como considerado no RQS. Assim, a garantia de reserva N-1 nas zonas A é mais exigente do que nas zonas B e C.

A situação da RND reflete esta diferença, existindo por exemplo uma maior concentração de subestações em zonas A, com menores comprimentos por saída MT e possibilidades de alimentação alternativas, quer na MT quer na AT, e também uma maior densidade de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT.

Foi definida uma estratégia de instalação de novas subestações AT/MT para garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A) de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. A implementação desta estratégia está sujeita a uma avaliação técnico-económica, caso a caso, mais pormenorizada.

3.3.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a EDP Distribuição realiza em subestações AT/MT seguem as recomendações da NP EN 50160 – características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, bem como o preceituado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, sendo que umas têm duração anual e outras são de carácter permanente. As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão

- Valor eficaz da tensão
- Tremulação/*flicker* da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também os eventos de tensão, mais concretamente, cavas de tensão e sobretensões.

Monitorização da QEE na EDP Distribuição

No artigo 27º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações das características da tensão.

No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 7 estão definidos quais os critérios de monitorização aos quais o ORD tem que dar resposta.

Segundo o referido Procedimento, a monitorização permanente da QEE na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 68 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018 e registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

Em subestações AT/MT da RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

Ainda segundo o Procedimento, a monitorização da QEE da RND deve incluir a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018, e registar posteriormente, um crescimento anual mínimo de 7 subestações.

Evolução da Monitorização da QEE na EDP Distribuição

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a EDP Distribuição monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2016-2017.

Nesse biénio, e relativamente a subestações AT/MT, foram monitorizadas as instalações referidas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2016-2017

Ano	Monitorização permanente		Monitorização periódica - anual	
	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT
2016	54	80	30	60
2017	61	88	30	49

Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no *site* da EDP Distribuição.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

Os resultados não contemplam o contributo de incidentes de grande impacto classificados como eventos excecionais, nomeadamente resultantes das tempestades de 10 e 11 de janeiro e 14 e 15 de fevereiro de 2016, bem como das tempestades Dóris e Ana, ocorridas em fevereiro e dezembro de 2017. De igual modo, os resultados também não contemplam o contributo dos incidentes de grande impacto resultantes dos incêndios de junho e outubro de 2017, que ainda se encontram em processo de classificação como evento excecional (em avaliação pela ERSE), nos termos da regulamentação em vigor.

Na figura 3.1 apresenta-se a evolução, para o período 2016-2017, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT alvo de monitorização periódica é diferente em cada ano.

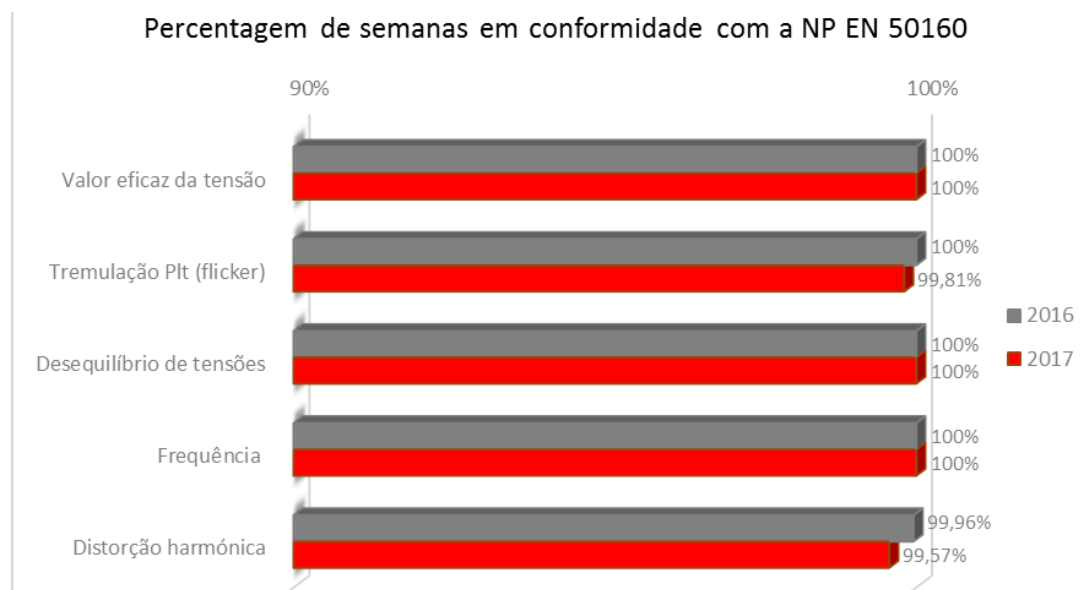


Figura 3.1: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2016-2017

Tendo em consideração os eventos de tensão registados, em cada ano, nos barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica previsto na norma EN 61000-4-30 e agregação temporal de 3 minutos.

Nas tabelas seguintes é apresentado o número médio anual de cavas de tensão e de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tabela 3.6: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2016

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	49,4	3,3	3,9	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	15,6	1,3	1,5	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	13,9	2,9	1,6	0,2	0,0
40 > u ≥ 5	3,0	1,5	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.7: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2017

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	64,8	4,3	3,6	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	19,8	1,5	1,4	0,2	0,0
70 > u ≥ 40	16,3	1,6	1,8	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,8	1,0	0,5	0,0	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Refere-se que cerca de 90%, em 2016, e 93%, em 2017, das cavas de tensão registadas tiveram uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Tabela 3.8: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2016

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Tabela 3.9: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2017

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,1	0,0	0,0
120 > u > 110	0,1	0,0	0,0

Conforme informado nas tabelas salienta-se o número reduzido de sobretensões registadas nos barramentos MT monitorizados.

Todas as novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, terão capacidade de monitorização permanente da QEE. Assim, considerando que até final de 2018 se prevê a intervenção em mais de 7 subestações AT/MT neste âmbito, estará assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no início deste PDIRD-E.

As situações não regulamentares identificadas são objeto de análise caso a caso, sendo normalmente resolvidas por ações de configuração da rede e, em determinados casos, pode conduzir à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar.

4. ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

Nesta proposta de PDIRD-E 2018 define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e os objetivos que se pretendem atingir.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica;
- À redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede.

4.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O investimento específico é referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição.

Este investimento considera todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis, efetuadas para o desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição. Para além dos custos primários, consideram-se os encargos diretos que contribuem diretamente para a realização física das obras, os encargos transversais que não concorrem no imediato para realização física da obra e os encargos financeiros.

Ao longo do presente documento os investimentos específicos são apresentados a custos primários. Nas tabelas finais de investimento (capítulo 12.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2018 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

4.1.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Os projetos de investimento, no geral, têm uma avaliação quantitativa dos benefícios que irão gerar e poderão impactar num ou mais vetores de investimento (e.g. o estabelecimento de uma nova subestação AT/MT em zona de elevado crescimento de cargas tem impacto na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço técnica, na eficiência da rede e na eficiência operacional). Como em função da sua motivação os projetos são agrupados por programa de investimento, daí resulta que cada programa possa contribuir para mais do que um vetor de investimento.

Na elaboração desta proposta de PDIRD-E 2018, agora apresentada, foram considerados 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Para relacionar os vetores com os programas de investimento é utilizada uma matriz de contribuição que define o contributo de cada programa para os diferentes vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa.

Decorrendo da recomendação da ERSE emitida no PDIRD-E 2014 foi desenvolvido um projeto com o INESC TEC de atualização dos vetores estratégicos do PDIRD e respetiva contribuição dos programas de investimento, tendo sido criado um novo vetor designado Acesso a Novos Serviços.

Assim, foram revistas as contribuições dos programas de investimento para os vetores estratégicos, obtendo-se a relação que se apresenta na tabela seguinte, que foi utilizada na elaboração do PDIRD-E 2016 e mantida neste Plano.

Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Aquisição de Terrenos para Subestações	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Para o PDIRD-E 2018 foram analisados três cenários de investimento: cenário 1 - de menor investimento; cenário 2 - cenário intermédio; cenário 3 - de maior investimento.

Para estes diferentes cenários foram definidos objetivos distintos no vetor Qualidade de Serviço Técnica, sendo mais exigentes para o cenário de maior investimento e menos exigentes para o de menor investimento. No vetor Acesso a Novos Serviços, o cenário 3 apresenta, também, objetivos mais exigentes para a rede inteligente. Nos restantes vetores estratégicos os objetivos mantêm-se nos três cenários analisados verificando-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos investimentos respetivos resultantes do impacto dos diferentes investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica nesses outros vetores.

Nos capítulos 4.1.2 a 4.1.6 são apresentados os objetivos para cada um dos vetores e os níveis de investimento respetivos. Refira-se que, nos vetores Segurança de Abastecimento e Eficiência da Rede, o investimento previsto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

Neste Plano propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento (intermédio), conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

No capítulo 7 são descritos os principais investimentos (projetos e subprogramas) considerados neste Plano, em quaisquer dos cenários de investimento. É, ainda, apresentado o seu custo total (a custos primários) e referidas as datas de conclusão, em cada um dos cenários de investimento onde estão incluídos.

No anexo 8 estão incluídas as fichas de caracterização dos principais investimentos considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2). Nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas

estão incluídos no cenário de maior investimento (cenário 3), é apresentada a calendarização para este cenário.

Nos anexos 11 e 12 estão identificados todos os investimentos previstos em cada um dos cenários.

Seguidamente é apresentada a estratégia definida neste Plano para cada um dos vetores de investimento.

No capítulo 4.1.8 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

4.1.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Teve-se, assim, em consideração o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RND, incluindo critérios adicionais de reserva a considerar para grandes blocos de carga (ver capítulo 2.1.2).

Para garantir este objetivo a RND deverá ter capacidade compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes BT. Garante-se, assim, a ligação de novos clientes e produtores bem como a alimentação dos existentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

Após um período de quebra acentuada dos consumos entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento moderado dos consumos a partir de 2015, em consonância com o aumento do PIB, estando refletido nas previsões de crescimento para o período de abrangência do PDIRD-E 2018 (2019-2023).

Na elaboração deste Plano foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (Inferior, Central e Superior), de acordo com o estudo realizado pela EDP Distribuição e que consta do anexo 10. No capítulo 5 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND.

Para este vetor de investimento tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos da EDP Distribuição, que representa uma taxa de crescimento média anual de 1,1% no período 2019 a 2023, prevendo-se neste cenário que a energia distribuída anualmente pela RND atinja em 2023 um valor próximo do máximo histórico atingido em 2010.

De acordo com a recomendação emitida pela ERSE no Parecer ao PDIRD-E 2016, foi efetuado um estudo com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de

estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação.

Os resultados dos estudos efetuados até agora não são conclusivos, pelo que se manteve nesta proposta de PDIRD-E 2018 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação (ver capítulo 5.5.3)

Os projetos de investimento considerados individualmente apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

Assim, a adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com uma análise de sensibilidade para os três cenários de consumo, refletidos a nível concelho (com probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior), e tendo em consideração a respetiva área de influência de cada projeto. Complementarmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade dos projetos quanto à segurança de abastecimento para um cenário de evolução dos consumos mais do que superior, sendo de 90% a probabilidade de não ser excedido (ver capítulo 2.3.1).

Desta análise verificou-se que, independentemente do cenário de procura considerado, a necessidade de execução dos projetos de segurança de abastecimento a realizar nos três primeiros anos (2019 e 2021) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa, para os anos subsequentes (2022-2023) os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência), atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada dois anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Para os projetos analisados para o PDIRD-E 2018⁶ foram avaliadas três alternativas de investimento para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento. Nas três alternativas consideraram-se os projetos que são coordenados com o ORT, os projetos em curso ou previstos iniciar no PDIRD-E 2016 até ao ano de 2018, e os projetos para garantia de reserva a blocos de carga com ponta de carga superior a 70 MW.

A estas alternativas correspondem diferentes valores de investimento no programa Desenvolvimento de Rede.

- a) Na alternativa de maior investimento, considerou-se a eliminação de potência não garantida em ambos os regimes (N e N-1), correspondendo a um investimento de 44,4M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.
- b) Na alternativa de menor investimento, no final do Plano prevê-se potência não garantida em regime N de 11MW, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência

⁶ Valores de potência não garantida não simultânea para a totalidade da RND.

não garantida de 133MW, correspondendo a um investimento de 14M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.

- c) Na alternativa intermédia, no final do Plano não se prevê a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 83MW, correspondendo a um investimento de 25,5M€ no programa Desenvolvimento de Rede no mesmo período.

No presente Plano optou-se pela alternativa c) dando, assim, resposta aos padrões de segurança para planeamento, uma vez que esta não prevê a ocorrência de potência não garantida em regime N. Por outro lado, assumiu-se algum risco de não garantia de potência em regime N-1, tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10%, correspondente ao grau de confiança considerado de 90%, o risco associado considera-se negligenciável.

Os níveis moderados de crescimento dos consumos considerados para este Plano levaram a que, no âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, apenas estejam previstos os investimentos necessários para garantir os padrões de segurança de planeamento e para assegurar a não ocorrência de potência não garantida em regime normal de exploração com um elevado grau de confiança.

Deste modo, serão efetuados os reforços na rede necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento (90% da potência instalada em subestações e 70% da capacidade nominal das linhas). No capítulo 3 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados nos anexos 2, 3,4 e 5.

Estes reforços na rede poderão passar pela instalação de novas subestações ou reforços de potência em subestações existentes, ou pela implementação de medidas mitigadoras de reforço da rede MT que permitam adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

Adicionalmente, atendendo ao impacto no fornecimento de energia resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de fornecimento de energia a um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos, previu-se a necessidade de existência de uma reserva global de transformadores. De acordo com o estudo efetuado pela EDP Distribuição neste âmbito para PDIRD-E anteriores, foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores de reserva. No presente PDIRD-E 2018 prevê-se concluir este plano de reserva de transformadores AT/MT, com a aquisição do último transformador de potência previsto. O investimento associado a este subprograma encontra-se caracterizado no capítulo 7.3.1, sendo detalhado na ficha incluída no anexo 8.

Garantia de alimentação às capitais de distrito

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), devido à concentração de serviços prioritários, foi definido o objetivo de garantir a alimentação dos consumos, mesmo na situação de indisponibilidade total de uma subestação AT/MT. Esta ação destina-se a ultrapassar situações de carência após incidentes graves em subestações, como incêndios, que, não sendo frequentes, provocam constrangimentos significativos.

Deste objetivo resulta que as capitais de distrito devam ser alimentadas, pelo menos, por duas subestações distintas. Atualmente, não cumprem este critério as alimentações das cidades de Beja, Bragança e Portalegre.

Existe ainda o caso particular de Castelo Branco, onde uma parte da rede MT é alimentada a 6 kV, por uma única subestação. Embora exista uma 2ª subestação em Castelo Branco, esta não tem o nível de tensão para socorrer esta rede. Em função das oportunidades de intervenção que vão surgindo, vem-se procedendo à progressiva conversão da rede para a tensão de 30 kV, prevendo-se a completa desativação da subestação 60/6 kV em 2019.

Neste Plano será dada continuidade à concretização deste objetivo, prevendo-se a construção no período do PDIRD-E 2018 da subestação 60/15 kV do Parque Industrial de Beja, para garantia do abastecimento à capital do distrito de Beja.

Na sequência do projeto de reforço de potência da subestação de Alpalhão, concluído em 2017, as condições de recurso à capital do distrito de Portalegre melhoraram significativamente, sendo agora a alimentação dos consumos da cidade garantidos no caso de falha total da subestação de São Vicente, até ao final de 2023.

Fica a faltar a 2ª subestação para a capital do distrito de Bragança. Tendo em conta a baixa valia económica do projeto, este não foi incluído no PDIRD-E 2018, sendo reavaliada a sua oportunidade em próximos planos.

Foi atualizada a análise da rede que alimenta cada capital de distrito para o caso da falha total do barramento MT nas subestações AT/MT. A estimativa das cargas nas capitais de distrito que não se conseguem alimentar na indisponibilidade do barramento MT de uma subestação, embora com garantia de alimentação com reserva N-1, é apresentada no anexo 6, para os anos de 2018, 2020 e 2023. Esta potência não garantida resulta geralmente dos consumos monoalimentados, das configurações particulares da rede MT, em que as interligações se estabelecem na mesma subestação, e da insuficiência de potência de transformação em algumas subestações para socorro da subestação em falha.

No período 2019-2023, são 4 as subestações previstas que deixam de ter potência não garantida à sua falha. Continuam a desenvolver-se estudos com o objetivo de criar projetos para mitigar os casos de potência não garantida, que serão realizados ponderando a sua racionalidade económica.

Monetização de Benefícios

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no anexo 9.B.

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, os resultados apresentados neste estudo, e para os três cenários de evolução da procura, apontam que os níveis de investimento são inferiores aos custos que poderiam advir da não resolução de potência cortada em transformadores de potência AT/MT.

Assim, atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período deste Plano, os valores de investimento considerados neste PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontram-se em valores quase mínimos, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

No capítulo 8 é efetuada uma análise à utilização da rede prevista após conclusão do Plano 2019-2023. Os níveis de utilização das principais instalações previstos no final do período podem ser consultados nos anexos 2, 3 e 4.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Segurança de Abastecimento.

- **Programa Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem)**

Os investimentos realizados neste âmbito garantem a ligação de novos clientes e produtores através da expansão e reforço da RND, contribuindo assim para a segurança de abastecimento.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa suportam a expansão da rede de AT e MT garantindo a alimentação das cargas e dando resposta a situações de utilizações elevadas que previsivelmente venham a ocorrer no curto ou médio prazo, em conformidade com os padrões de segurança para planeamento. Inclui, ainda, os projetos que apresentam risco de potência não garantida em regime normal de exploração para a rede em estudo, considerando o cenário de evolução de consumos mais do que superior, com reduzida probabilidade de não excedência (grau de confiança de 90%). Contribuem, desta forma, para a segurança de abastecimento.

No âmbito deste programa, foi criado um subprograma específico para os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga, e que a seguir se descreve.

Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D

No âmbito da segurança de abastecimento foi desenvolvido um estudo pela EDP Distribuição com o objetivo de avaliar o impacto da aplicação dos critérios de planeamento definidos pela Norma Inglesa ER P2/6 – OFGEN ao caso da RND.

Neste estudo, atendeu-se aos Padrões de Segurança para Planeamento da Rede Nacional de Transporte do regulamento da rede de transporte (RRT) que definem que as cargas monoalimentadas “antenas” ou casos equivalentes de ligações em “T” deverão ter um limite máximo de ponta de 70 MW. Em consonância, adotou-se este pressuposto, e estabeleceram-se critérios de planeamento para a alimentação de grandes blocos de carga (potência de ponta superior a 70MW), os quais se baseiam também na norma inglesa ER P2/6 - Ofgem, que a seguir se definem:

- em N-1 instantâneo (falha de um circuito) a mínima carga alimentada deverá ser o bloco de carga menos 20MW;
- para instalações que alimentem uma carga superior a 70MW, deverá existir interbarras AT e proteção diferencial de barramento AT seletiva, de forma a evitar o deslastre total de elevados valores de carga.

Para este Plano foram identificadas as situações que não cumprem os critérios definidos e identificadas soluções para ultrapassar os constrangimentos. Assim, pretende-se investir no reforço de condutores das linhas AT nos casos em que em regime N-1 ocorrem sobrecargas que provocam o deslastre das linhas, e em novo circuito paralelo no caso das linhas AT sem recurso; nas instalações pretende-se investir em interbarras AT, caso não existam, e em proteções diferenciais AT de barramento seletivas.

O investimento associado a este subprograma encontra-se detalhado no anexo 8 (Ficha nº 3).

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permite assegurar o bom funcionamento da rede e contribui para a segurança de abastecimento.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura 4.1.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis,

apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

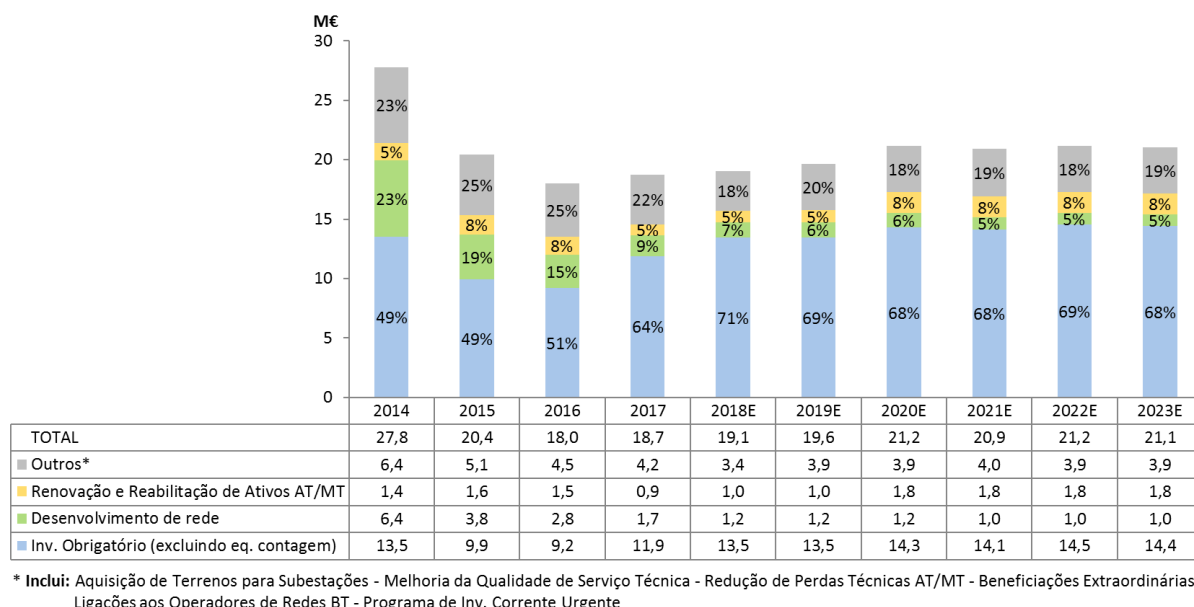


Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a segurança de abastecimento é negligenciável.

4.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Para tal o investimento é essencialmente dirigido para:

- Não degradar significativamente a qualidade de serviço técnica global;
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumentar a resiliência das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Melhorar as redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Renovar os ativos da rede para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- Reduzir o nº. de interrupções breves;

- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Assim, neste Plano tem-se como objetivo para os próximos anos não piorar significativamente os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas.

4.1.3.1 Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST

Em seguida efetua-se uma análise ao desempenho da EDP Distribuição, em termos de Qualidade de Serviço Técnica (QST), caracterizada através dos seus indicadores gerais, com base nos valores registados no período 2013-2017.

O cálculo dos indicadores atendeu aos requisitos do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º 455/2013 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 232 de 29 de novembro de 2013), em vigor no ano de 2017.

Assim, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos).

O cálculo dos indicadores considera todas as interrupções que afetem os PdE, independentemente da origem, excluindo aquelas que com origem em instalação do cliente não interrompam outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º.2 e n.º.3 do artigo 20 do RQS.

Os indicadores gerais considerados foram:

- TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT referente a interrupções longas (minutos);
- SAIDI MT – Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (minutos/PdE);
- END MT – Energia não distribuída nos PdE devida a interrupções longas (MWh);
- SAIFI MT – Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (interrupções/ PdE);
- MAIFI MT – Frequência média das interrupções breves no sistema na rede MT (interrupções/ PdE).

São também apresentados os indicadores por zonas geográficas, conforme o disposto no artigo 17.º do RQS classificadas no procedimento n.º.1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), sendo as localidades classificadas como zona A aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço mais exigente e as localidades classificadas como zona C aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço menos exigente.

O desempenho da rede, no período 2013 a 2017, caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço, é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2013 a 2017

Indicador	2013		2014		2015		2016		2017	
	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões
TIEPI MT (min.)	198,34	70,00	78,21	59,85	60,35	52,65	59,05	49,98	100,62	50,29
SAIDI MT (min/PdE)	293,21	104,61	118,21	87,71	86,68	74,45	87,81	71,36	172,45	71,49
END MT (MWh)	14.113	4.744	5.345	4.064	4.051	3.538	4.078	3.421	6.994	3.478
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	3,36	2,00	2,33	1,84	1,77	1,63	1,94	1,68	2,35	1,55
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	15,14	13,0	13,25	13,06	10,4	10,2	10,6	10,4	11,5	9,1

Nota: os valores de 2017, ainda são provisórios.

Nos anos identificados na tabela verificaram-se eventos meteorológicos excepcionais que afetaram Portugal Continental de forma significativa. Os indicadores apresentados na tabela permitem avaliar o impacto desses efeitos, e que se descrevem:

- Em 2013, os relacionados com a tempestade Gong, que se verificaram nos dias 19 a 21 de janeiro e que afetaram as regiões Norte, Porto e Lisboa e, nos dias 19 a 24 de janeiro, as regiões Centro do País.
- Em 2014, os relacionados com a tempestade Stephanie, que se verificaram entre a tarde de 9 de fevereiro e a manhã de 10 de fevereiro e que afetaram todo o território continental.
- Em 2015, os relacionados com as intempéries nos dias 17 e 18 de outubro, que afetaram os distritos de Leiria, Lisboa e Santarém e, nos dias 1 e 2 de novembro, que afetaram os distritos de Beja e Faro.
- Em 2016, os relacionados com as intempéries dos dias 10 e 11 de janeiro de 2016, que afetaram o Norte do País, e o temporal dos dias 14 e 15 de fevereiro de 2016, que afetou praticamente todo o território continental.
- Em 2017, os relacionados com a tempestade Dóris, que se verificaram nos dias 2 a 5 de fevereiro e que afetaram todo o território, os incêndios de Pedrogão Grande nos dias 17 a 20 de junho que afetaram a região centro e nos dias 15 a 24 de outubro que afetaram as regiões norte e centro, e a tempestade Ana nos dias 10 e 11 de dezembro que afetou todo o território continental.

Nas figuras seguintes representa-se a evolução dos indicadores SAIDI MT e TIEPI MT no período 2013 a 2017 para todas as interrupções de fornecimento de longa duração com origem na rede de distribuição e considerando o contributo de todos os eventos excecionais.

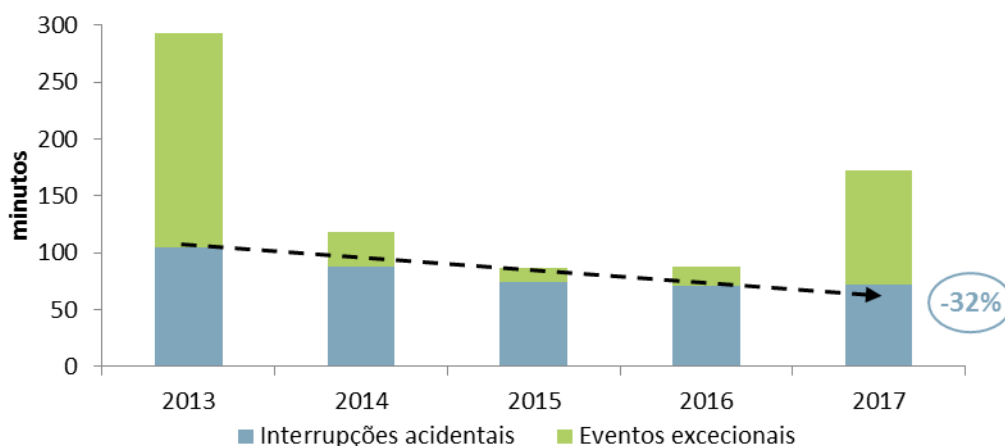


Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017⁷

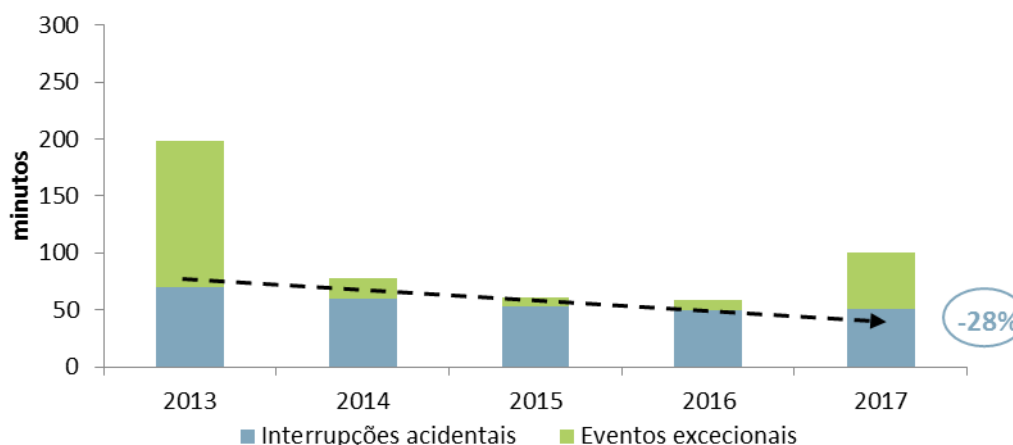


Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017⁸

Da análise das Figura 4.2 e Figura 4.3 verifica-se que, excluído o impacto dos eventos excecionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT sofreram uma redução de 32% e 28%, respetivamente, face aos valores registados em 2013. Nos últimos três anos verifica-se uma tendência de manutenção destes indicadores.

⁷, ⁷ Os valores de SAIDI e TIE em 2017, ainda são provisórios

A tabela 4.3 apresenta os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excepcionais, no período 2013 a 2017.

Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2017

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano				
			2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	0,60	0,49	0,57	0,56	0,46
	B	4	1,19	1,03	0,98	0,88	0,83
	C	7	2,16	1,80	1,46	1,41	1,45
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3	0,87	0,81	0,69	0,96	0,77
	B	5	1,49	1,33	1,26	1,27	1,20
	C	7	2,40	2,20	1,93	1,96	1,82

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

A análise da tabela permite verificar que, no período considerado, para os indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, foram integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos na Diretiva n.º20/2013 (Parâmetro de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico), para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal Continental.

4.1.3.2 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND

A Entidade Reguladora estabelece mecanismos de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade do operador da rede de distribuição (ORD).

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço, previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.º 243 de 20 de dezembro de 2017) e é designado por incentivo à melhoria da continuidade de serviço. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo é estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço e os parâmetros de cálculo estão publicados na diretiva da ERSE n.º10/2017.

O cálculo do incentivo atende aos parâmetros de regulação com base na END e no SAIDI MT e o mecanismo tem um duplo objetivo, de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.

Na definição da estratégia para melhoria de qualidade de serviço do presente Plano teve-se em consideração este mecanismo, tendo-se como objetivo manter a qualidade de serviço global na zona de incentivos.

A recuperação da qualidade de serviço técnica na RND registada nos últimos anos, e em conformidade com os objetivos definidos pela Entidade Reguladora, tem permitido atingir a zona de incentivo. No último triénio, regista-se uma tendência de manutenção da qualidade de serviço. Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede.

Em conformidade com os objetivos estratégicos definidos neste Plano para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, foram estimadas as necessidades de investimento necessárias para

garantir a qualidade de serviço da rede com base num modelo desenvolvido com o INESC TEC para o PDIRD-E 2016. Este modelo foi revisto para a elaboração do presente PDIRD-E 2018, com objetivo de validar as metodologias utilizadas e, paralelamente, desenvolver uma metodologia que permita a monetização dos benefícios dos investimentos no vetor.

Este modelo atende a um racional que considera que o desempenho da rede depende de três componentes: (i) da degradação dos elementos da RND, que pode ser contrariada pela realização de investimento direto na rede; (ii) dos trânsitos de potência que neles circulam; (iii) e da exposição a fatores externos, relacionados com o meio envolvente e com as condições atmosféricas.

A monetização dos benefícios dos investimentos no vetor QST é feita com base no conceito do impacto do não investimento na RND num horizonte temporal de 30 anos. Este índice será estimado através da relação do mesmo com os índices SAIDI MT, TIEPI MT e SAIFI MT.

Tendo presente a importância atribuída à continuidade do fornecimento de energia elétrica com as características técnicas adequadas, bem como a racionalidade dos investimentos e, ainda, a perspetiva moderada para a evolução dos consumos adotada neste Plano, foram analisados três cenários de investimento para esta proposta de PDIRD-E 2018 que se distinguem, essencialmente, pelos objetivos fixados no âmbito do vetor da Qualidade de Serviço Técnica.

Cenários de Investimento Estudados

Os cenários de investimento analisados tiveram por base a continuidade da estratégia de redução das assimetrias de QST e foram definidos numa perspetiva de manutenção ou degradação controlada dos níveis atuais de qualidade de serviço global, mantendo-se dentro da zona de incentivo da qualidade de serviço.

Assim, os três cenários que se apresentam neste Plano atendem ao descrito:

Cenário 1

Objetivos:

- Degradação da Qualidade de Serviço Técnica global esperada (6min. para NC=50%)
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas mas admitindo degradação nas melhor servidas

Neste cenário o investimento no vetor da Qualidade de Serviço Técnica é orientado para o objetivo de melhorar as zonas pior servidas, com degradação nas melhores zonas, resultando numa degradação da qualidade de serviço técnica global.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 30,6M€, inferior (em cerca de 20%) ao nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

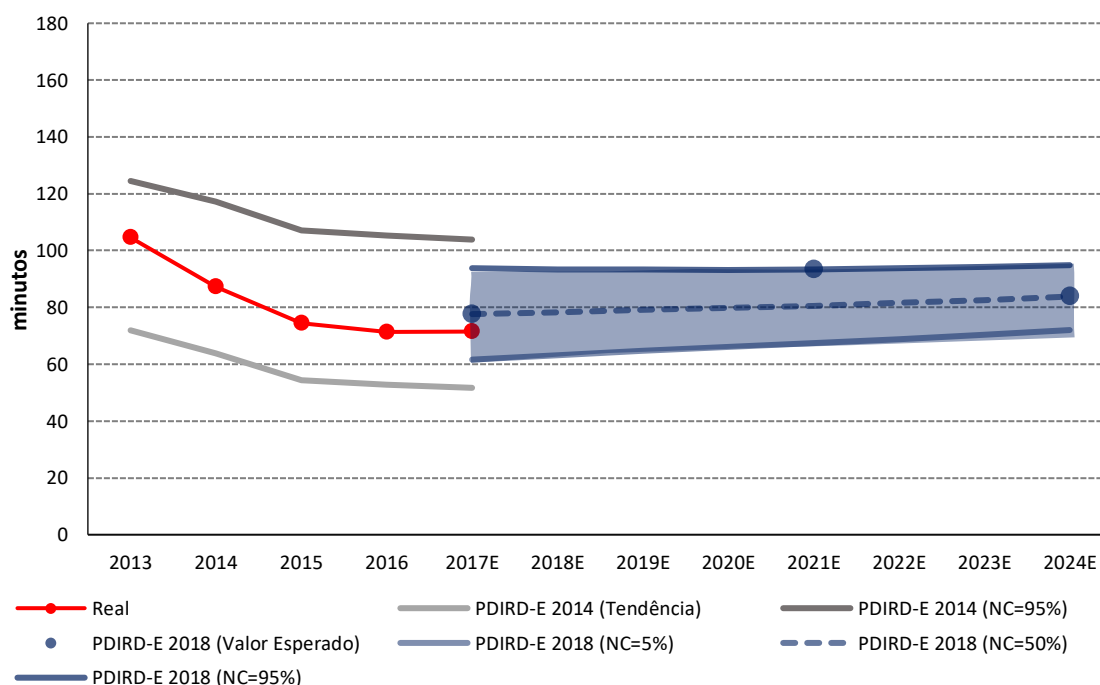


Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 1)⁹

Por análise do gráfico, verifica-se que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período deste Plano, devido ao aumento esperado da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

Para o cenário 1 (de menor investimento) o valor de SAIDI MT previsto atingirá em 2024 o valor de 83,8 minutos com um grau de confiança de 50%, refletindo uma degradação em 6 minutos do nível global da qualidade de serviço técnica esperada da RND relativamente aos níveis atuais, i.e., comparativamente com o valor de 2017 estimado pelo modelo, que se situa em 77,6 minutos para o mesmo grau de confiança.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST. Tal deverá ser conseguido através de uma melhoria nas piores zonas e de uma degradação nas melhores servidas.

Cenário 2

Objetivos:

- Degradação da Qualidade de Serviço Técnica global esperada (3,5min. para NC=50%)

⁹ O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas

Neste cenário, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. No entanto, prevê-se que a redução de assimetrias não seja suficiente para compensar a degradação da qualidade de serviço global esperada.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 35,7M€, próximo do nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

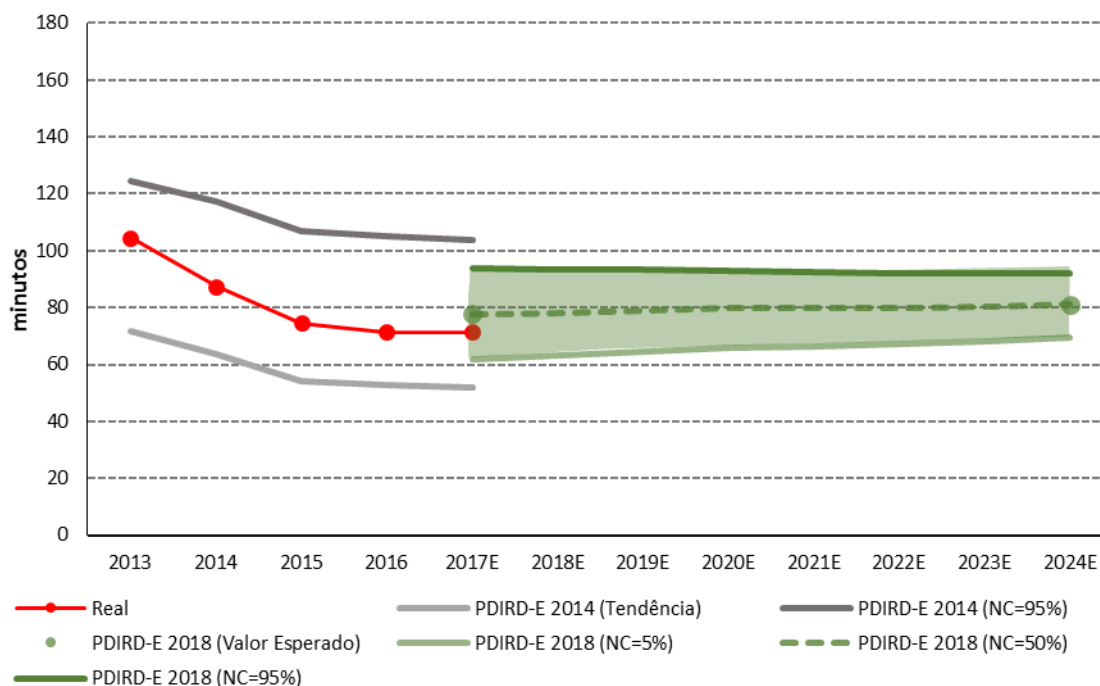


Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 2)¹⁰

Para o cenário 2 de investimento (intermédio) o valor de SAIDI MT previsto atingir em 2024 é de 81,1 minutos com um grau de confiança de 50%, refletindo uma degradação de 3,5 minutos do nível global da qualidade de serviço técnica esperada da RND relativamente aos níveis atuais (o valor de 2017 estimado pelo modelo, para o mesmo grau de confiança, é de 77,6 minutos).

¹⁰ O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST, que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas.

Assim, neste cenário, o risco de degradação das melhores zonas é considerado aceitável.

Cenário 3

Objetivos:

- Manutenção da Qualidade de Serviço Técnica global esperada
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação da melhor servidas (do que no cenário 2)

Neste cenário, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a manutenção dos níveis atuais da qualidade de serviço global, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço e com um menor risco de degradação das melhores zonas, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 43,5M€, superior (em cerca de 20%) ao nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

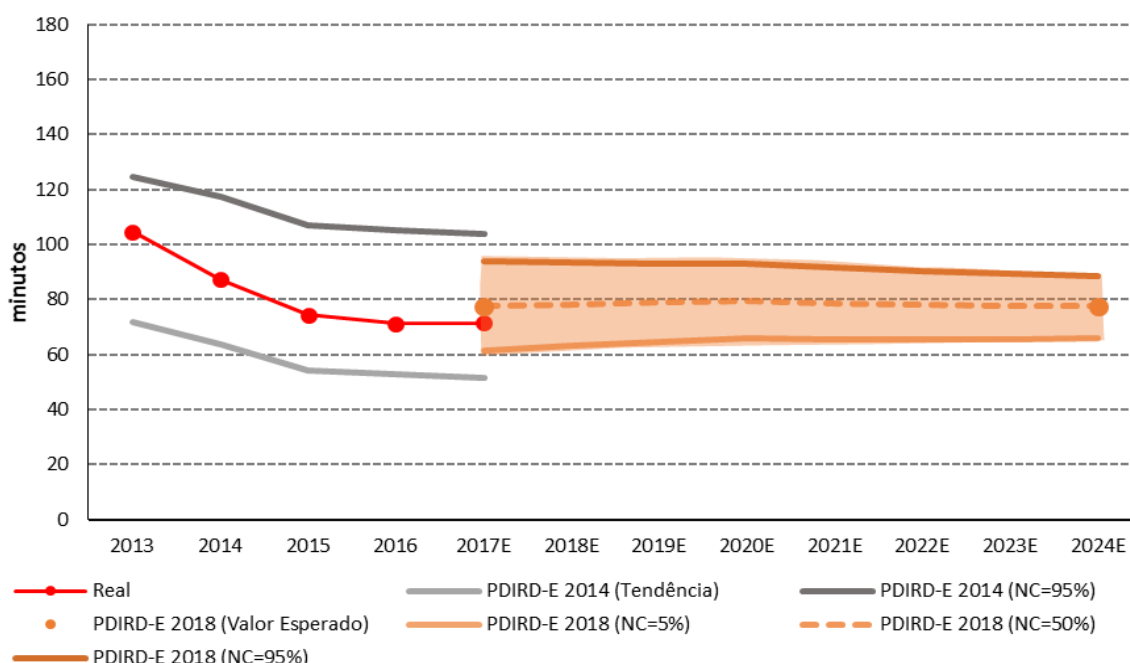


Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2018-2024 (cenário 3)¹¹

¹¹ O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

Neste cenário de maior investimento (cenário 3), espera-se manter em 2024 o valor de SAIDI MT nos níveis atuais, ou seja, 77,6 minutos (valor estimado pelo modelo para 2017 e para um grau de confiança de 50%).

Neste cenário, existe um menor risco de degradação da qualidade de serviço nas melhores zonas de qualidade de serviço, uma vez que mesmo para níveis de confiança mais baixos a degradação da qualidade de serviço global é menos significativa.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST, o que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas e com um menor risco de degradação das melhores zonas.

Cenário de investimento proposto

A definição dos objetivos de QST deverá ter em consideração as recomendações da ERSE e as expectativas dos diversos *stakeholders*, a evolução da conjuntura macroeconómica, a racionalidade económica dos investimentos e o nível de risco associado ao grau de confiança no alcance dos objetivos.

Apesar de existirem alguns sinais de recuperação da conjuntura, esta apresenta ainda vulnerabilidades que implicam alguma incerteza, recomendando a adoção de um cenário de investimento prudente.

Assim, dos três cenários de investimento analisados, é proposta a adoção do cenário 2 (intermédio), por ser o que melhor garante a eficiência dos investimentos que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir que, mesmo para cenários mais pessimistas de crescimento do consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa;
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.

O risco de uma eventual degradação nos níveis atuais de continuidade de serviço, associado a este cenário, será controlado pela monitorização do desempenho das redes e pela elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD-E) permitindo reavaliar os objetivos e a adequação dos investimentos previstos.

Considerações Gerais

Nos cenários descritos apresentaram-se os valores de evolução previstos para o indicador SAIDI MT. Relativamente ao indicador TIEPI MT, uma vez que este possui uma forte correlação com o indicador SAIDI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT.

O atual mecanismo de incentivo à QST previsto no RQS, na sua componente 1, relaciona a END com o indicador TIEPI MT. No cenário de investimento proposto (cenário 2) existe o risco de degradação deste indicador, sendo negligenciável o risco de sair da zona de incentivo.

No que se refere à componente 2 deste mecanismo, relativa à continuidade de fornecimento dos clientes pior servidos, nesta proposta de PDIRD-E 2018 o risco de sair da zona de incentivo é negligenciável.

Os investimentos realizados nos últimos anos na melhoria da continuidade do fornecimento de energia conduziram a uma redução nos indicadores SAIFI MT e MAIFI MT, não considerando os eventos excepcionais, de 23% e 30%, respetivamente, no período 2013-2017 (nota: os valores de 2017 são ainda provisórios). Embora exista dificuldade em valorizar economicamente investimentos explicitamente orientados para a melhoria destes indicadores, já que não são objeto de um mecanismo de incentivo específico, reconhece-se, no entanto, o seu impacto para o cliente final.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expectativas dos clientes, a EDP Distribuição tem como objetivo não degradar significativamente estes indicadores, através da realização de investimentos em programas que genericamente contribuem para a QST, assim como através de investimentos especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

Relativamente à qualidade da onda de tensão, eventuais inconformidades com o RQS identificadas através da monitorização das instalações são objeto de análise caso a caso. Estas situações têm sido resolvidas por ações de configuração da rede e pela realização de pequenos investimentos recorrendo ao programa de investimento corrente urgente.

Considerando que, decorrente da monitorização realizada, o número de situações de inconformidade atualmente identificadas não é significativo, continua a não se justificar a existência de um programa específico para a sua regularização.

Atendendo-se ao estudo desenvolvido pelo INESC TEC (anexo 9), com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar no vetor Qualidade de Serviço Técnica, os resultados obtidos para o cenário recomendado (cenário 2) apontam que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte do estudo (30 anos), ultrapassam o investimento que se prevê realizar no período 2019-2023 neste vetor.

Destaca-se que a quantificação dos benefícios não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias de qualidade de serviço técnica entre zonas, dado a sua valorização em termos monetários ser complexa, mas esta redução de assimetrias é diferenciadora nos objetivos estratégicos deste Plano.

Em seguida são destacados os programas de investimento especificamente direcionados para os objetivos de melhoria da qualidade de serviço técnica.

- **Programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica**

No âmbito deste programa os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

- a) Garantia N-1 às Sedes de Concelho**

Conforme descrito em anteriores edições de PDIRD-E este subprograma tem como objetivo garantir a reserva N-1 às sedes de concelho.

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

No PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016 previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Incluíram-se, também, os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de TIEPI MT (€/min). Refira-se que alguns dos projetos podem resolver mais do que um tipo de falha.

Neste Plano, e para este subprograma, dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, apontando-se para a sua conclusão em 2020. Verifica-se, assim, o adiamento em 1 ano da data de conclusão do subprograma, devido à reavaliação dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e à identificação de necessidade adicional de intervenção nesta instalação (nomeadamente no SPCC). Desta forma, conciliaram-se as intervenções a realizar na SE Felgueiras com as previstas para a rede MT de alimentação.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha nº 6).

- b) Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa**

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

A conclusão, do posto de corte Alto São João, permitiu que a cidade de Lisboa ficasse alimentada por cinco injetores: Alto São João, Carriche, Moscavide, Palhavã e Zambujal, cada um associado a um PdE da RNT: Alto de São João, Carriche, Sacavém, Sete Rios e Zambujal, respetivamente.

A indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade, mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

No PDIRD-E 2014, no âmbito do programa de investimento de Desenvolvimento de Rede, foram previstos um conjunto de pequenos projetos e um grande projeto designado por Cabo subterrâneo AT Alto S. João - Santa Marta, com o objetivo de diversificar a alimentação por dois injetores distintos a subestações AT/MT localizadas na zona central da cidade de Lisboa. No PDIRD-E 2016, com o objetivo de alargar a alimentação por dois injetores distintos a mais subestações AT/MT da cidade de Lisboa foi criado o presente subprograma e que integrou os investimentos anteriormente previstos no programa de Desenvolvimento de Rede, dado contribuir para o mesmo objetivo, e que constituíram a 1ª Fase.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, teve em consideração a oportunidade da sua execução em simultâneo com o estabelecimento das obras associadas ao novo injetor de Alto São João e à nova subestação AT/MT da Pena, e encontra-se concluída.

Previu-se realizar a 2ª fase durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2016, com conclusão prevista para o ano de 2018, através da concretização do projeto "Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista". A obtenção da aprovação autónoma deste projeto por despacho do Sr. SEEn ocorreu no final do ano de 2017, resultando em atraso no arranque do projeto. Assim, prevê-se atualmente concluir esta fase no ano de 2019, com realização no período do presente PDIRD-E.

A realização da 3ª fase está prevista no período abrangido por este PDIRD-E.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No capítulo 7.2 e no anexo 8 (Ficha nº 8) é apresentada uma descrição mais detalhada dos projetos e investimentos respetivos.

c) Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos no PDIRD-E 2014.

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “*Buffer* de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD-E 2014 aprovado, a EDP Distribuição deu início ao projeto-piloto na zona do Lourçal:

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Assim, no âmbito deste subprograma, foram selecionadas para intervenção prioritária as redes localizadas nos concelhos que reúnem as seguintes condições:

- Área de maior risco, com redes aéreas estabelecidas em zonas fortemente arborizadas em solos arenosos e de maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos, e com impacto significativo no TIEPI MT.
- Área com registo histórico de interrupções com causas associadas à presença de árvores;
- Resultado da avaliação económica com relação benefício/custo superior à unidade.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo a atuação em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500km na rede de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500km.

O Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2016 versão de junho, considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal e pela apresentação de um relatório sobre o mesmo de forma a aferir os reais benefícios do investimento e permitir concluir sobre o interesse da continuidade deste subprograma.

Em conformidade com o parecer referido, a EDP Distribuição e elaborou o relatório recomendado, cujo sumário executivo se apresenta no anexo 9.D, e sobre o qual se sublinham os seguintes aspetos:

- A exequibilidade do projeto no terreno, e para a qual contribuiu a elevada interação entre a EDPD e os diversos *stakeholders*, nomeadamente autarquias, juntas de freguesia e proprietários. Refere-se que dos 108 proprietários identificados, até à data, 69% autorizaram intervenção nos terrenos, 21% estão em negociação, e apenas 10% não autorizaram a intervenção;
- A resolução da totalidade das questões técnicas associadas à definição, caracterização e localização das intervenções do *buffer* de gestão de risco;
- O aumento da resiliência da rede, tomando como amostra os incidentes e tempo de indisponibilidade registados numa linha (Torneira I) com traçado aéreo estabelecido na zona do Louriçal, na sequência do temporal Gong em dezembro de 2011, comparado com o tempo de indisponibilidade registado na mesma linha, após intervenção parcial no âmbito deste projeto, na sequência do temporal Ana em dezembro de 2017. Os resultados obtidos permitiram aferir de uma redução muito significativa no tempo de indisponibilidade da linha;
- O alinhamento dos custos de execução do projeto com o orçamento previsto.

Assim, e em alinhamento com o investimento previsto na proposta final do PDIRD-E 2016, prevê-se concluir o projeto-piloto do Louriçal em 2018. No presente PDIRD-E 2018, face aos resultados que se tem vindo a registar com o projeto-piloto, prevê-se o investimento necessário para dar continuidade a este subprograma a partir do ano de 2019.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No anexo 8 inclui-se a ficha mais detalhada para este subprograma (Ficha nº 5).

O sumário executivo apresenta-se no anexo 9.

d) Melhoria das Redes MT de Alimentação a Pontos de Entrega com Pior Qualidade de Serviço Técnica

Conforme descrito no PDIRD-E 2016, este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço.

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT por zona de qualidade de serviço, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias tendo em consideração os objetivos definidos em cada cenário de investimento.

A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2014 a 2016.

O telecomando que se tem vindo a instalar na rede tem um contributo significativo na redução do número de pontos de entrega afetados por interrupções.

Assim, verificou-se que as saídas que possuem pontos telecomandados instalados apresentam troços com parâmetros distintos, dependendo da localização desses pontos. Desta forma, considerou-se necessário analisar cada saída MT não pela totalidade dos pontos de entrega alimentados por essa saída, mas sim por um grupo representativo do pior troço.

Os estudos efetuados incidiram sobre 417 saídas de MT, o que representa cerca de 11% do número total de saídas da RND. Da análise das saídas resultou uma carteira de projetos superior ao necessário para dar resposta ao cenário de investimento mais exigente (cenário 3), permitindo a seleção dos investimentos considerados mais adequados.

Da carteira de projetos foram selecionados e programados os projetos a considerar neste subprograma no período deste PDIRD-E, de acordo com os objetivos de QST definidos para cada cenário de investimento.

Assim, os investimentos neste subprograma variam consoante o cenário de investimento analisado, uma vez que o cenário 3 apresenta um maior investimento do que os cenários 1 e 2 (estes últimos são iguais). Relativamente aos principais projetos (descritos individualmente no âmbito do PDIRD-E), registam-se diferenças na sua calendarização ao longo do período 2019-2023, podendo a realização estar prevista para mais tarde nos cenários 1 e 2 (com menos investimento), e sendo que um dos projetos¹² é apenas incluído no cenário 3 (de maior investimento).

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha nº 7).

e) Níveis de Tensão na RND

A existência na RND de vários níveis de tensão MT na mesma zona comporta limitações no planeamento e na exploração da rede, com impacto negativo na qualidade de

¹² Projeto Nova linha 15kV Ilhas Armonia Culatra (Ficha nº 112 do anexo 8).

serviço técnica, traduzindo-se nomeadamente em dificuldades de exploração em regime perturbado.

Tal facto conduziu à necessidade de definição de uma estratégia de orientação para o desenvolvimento destas redes, quer em zonas de fronteira como em zonas de sobreposição ou em pequenas bolsas (ilhas), e que consiste na eliminação progressiva da sobreposição dos níveis de tensão e das pequenas ilhas (com uma única alimentação).

Uma vez que os projetos de conversão de redes MT envolvem volumes de investimento elevados, neste PDIRD será dada continuidade a esta estratégia, continuando a executar os projetos de forma progressiva, quando economicamente viáveis ou desde que identificada necessidade de intervenção e não exista melhor alternativa técnica.

Entretanto, todas as novas instalações a estabelecer nas zonas de alteração do nível de tensão serão efetuadas com o isolamento adequado para o nível de tensão superior.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A renovação de ativos é fundamental para assegurar o correto funcionamento da RND e contribui de forma muito significativa para a melhoria da qualidade de serviço das redes.

Com o abrandamento dos consumos nos anos recentes a necessidade de reforço e expansão da rede diminuiu, pelo que diminuiu o seu contributo para a renovação de ativos. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos de rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, exige esforços redobrados de renovação ou reabilitação para os manter a funcionar com níveis de desempenho adequado.

A manutenção dos níveis de fiabilidade adequados nos ativos em exploração é determinante para evitar uma degradação acentuada do desempenho da rede e contribuir para os objetivos de qualidade de serviço definidos.

- **Programa Automação e Telecomando da Rede MT**

Procurando ir de encontro à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT, foi realizado um estudo para o PDIRD-E 2016 para apurar os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão e que apresentem racionalidade técnico-económica.

Concluiu-se que a instalação de pontos telecomandados nas redes aéreas justifica-se economicamente em secções de 31MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3,5MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas e DTC instalados (sendo o telecomando efetuado com recurso a DTC Cell).

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Sem prejuízo dos critérios estabelecidos, sempre que possível, a seleção do local de instalação de um novo ponto telecomandado deve ter em consideração a existência na proximidade de clientes considerados prioritários pelo Regulamento de Qualidade de Serviço (artigo 63º) para os quais uma interrupção de energia terá grande impacto.

A crescente preocupação com a continuidade do fornecimento de energia, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis, levou a EDP Distribuição a introduzir um novo equipamento para o telecomando de redes aéreas, denominado OCR3.

Este equipamento, para além das funções de telecomando que permitem isolar os defeitos que possam ocorrer, com recurso a automatismos existentes nas saídas das subestações, tem funções de proteção e de automatismos de religação e reconfiguração da rede programáveis, que lhes permite isolar os defeitos autonomamente, sem recurso às proteções das saídas das subestações, o que limita o impacto das falhas.

A utilização do OCR3 antecipa ganhos significativos na redução do MAIFI MT (interrupções de curta duração).

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Assim, a presente proposta de PDIRD-E 2018, prevê dar continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha respetiva (Ficha nº 9).

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

É de realçar o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente o suporte:

- ao elevado número de pontos telecomandados existentes e previstos instalar na rede MT;
- à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede;
- às operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração);
- à coordenação mais eficiente das equipas no terreno, com mais informação e mais centralizada.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, explicitado em mais detalhe no capítulo 7 (capítulo 7.3.6), demonstrando a importância que esta infraestrutura tem para o funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, o desenvolvimento de sistemas inteligentes de supervisão e operação são fundamentais para permitir uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, face aos novos desafios.

Destaca-se, ainda, que as questões de segurança cibernética ganham cada vez mais relevância na rede constituída pelos sistemas referidos.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se nas figuras seguintes.

No vetor Qualidade de Serviço Técnica os objetivos variam consoante o cenário de investimento considerado. Assim, apresentam-se os gráficos correspondentes a cada um dos três cenários estudados.

O cenário proposto neste Plano é o cenário 2 correspondente a um volume de investimento intermédio (Figura 4.7), apresentando-se também o cenário 1 de menor investimento (Figura 4.8) e o cenário 3 de maior investimento (Figura 4.9).

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

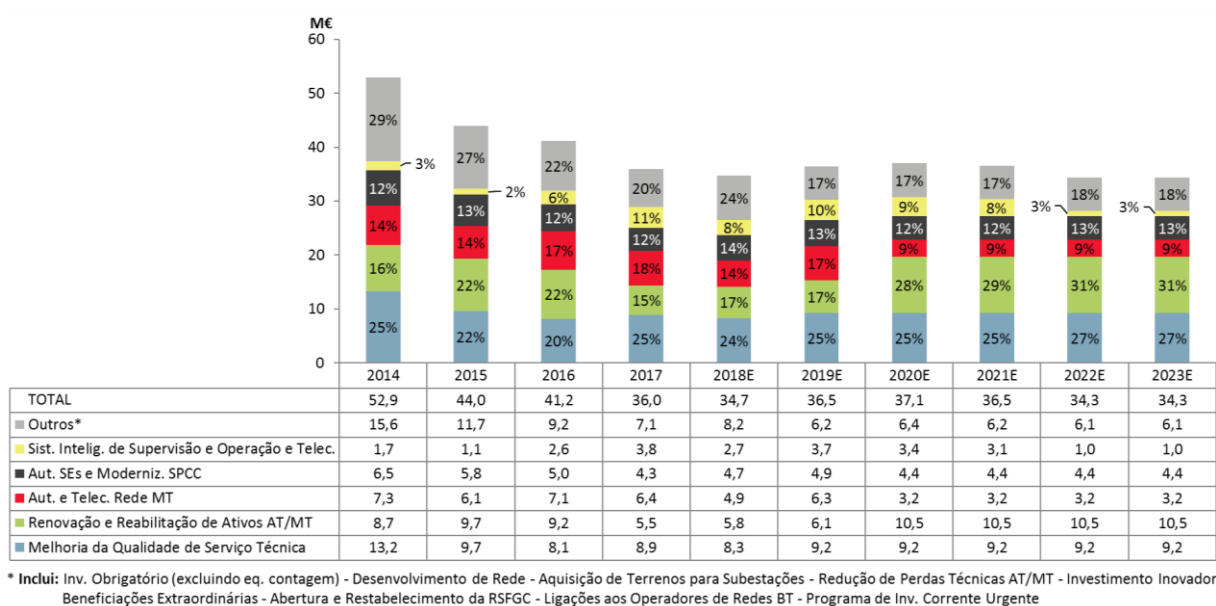


Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

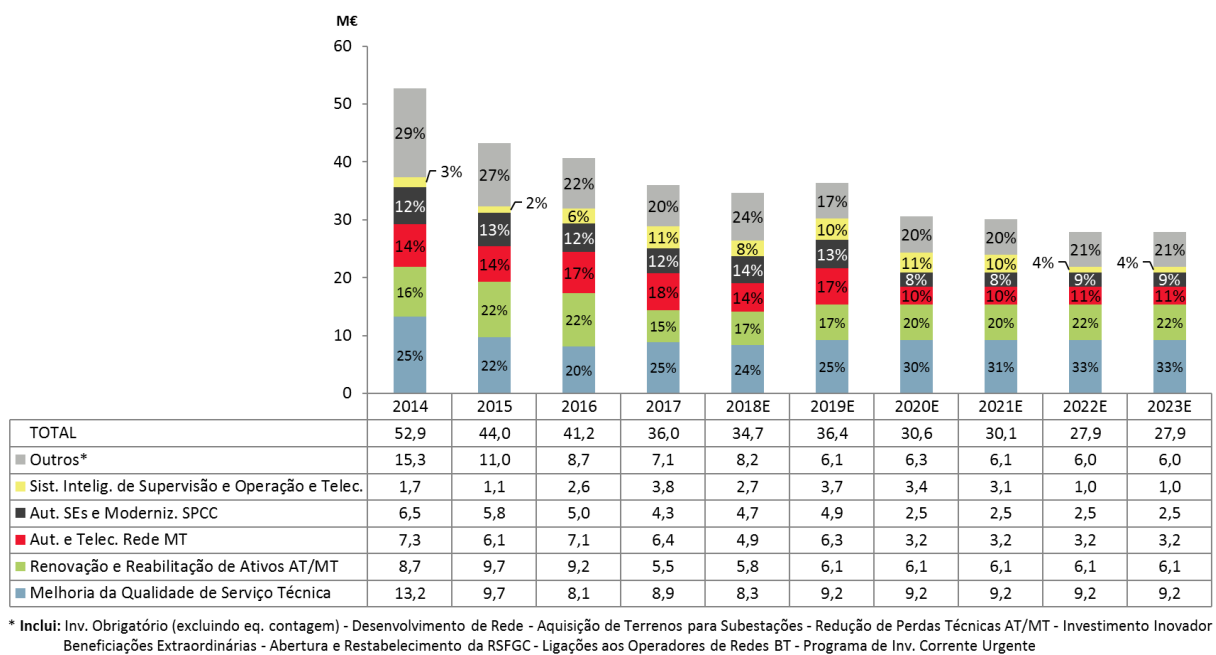
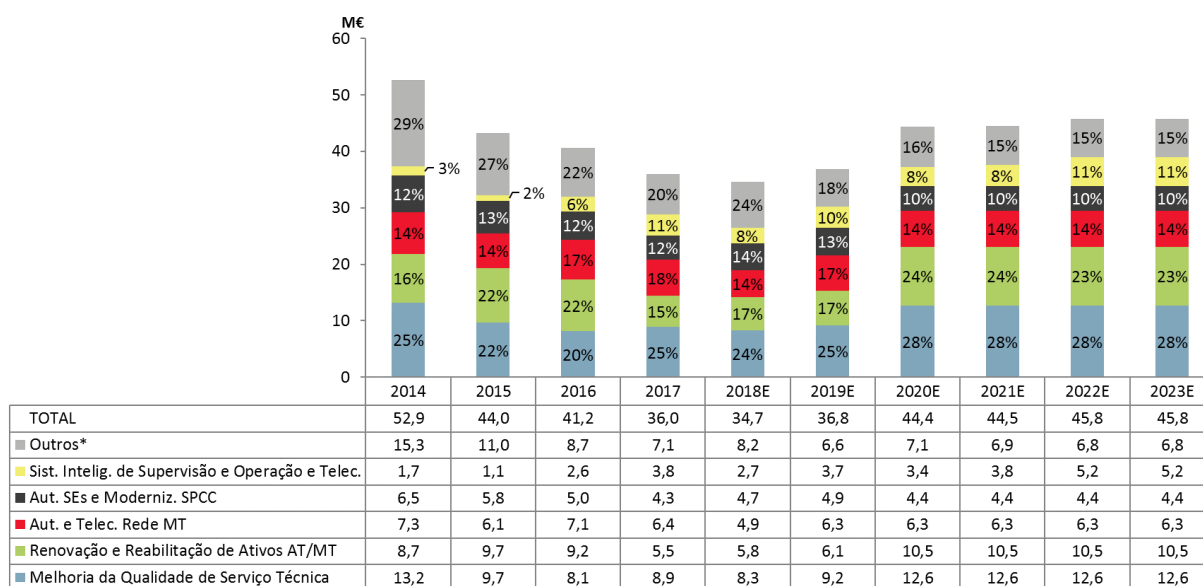


Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 1)



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 3)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a qualidade de serviço é tolerável.

4.1.4 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes que permitam alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do

sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (anexo 9.B) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução expectável das perdas técnicas AT/MT, para o período indicado, face ao investimento em eficiência na rede realizado e previsto no cenário proposto de investimento (cenário 2), de acordo com as previsões do modelo de avaliação do impacto do investimento neste vetor desenvolvido no referido estudo. Este modelo permitiu a desagregação das perdas por níveis de tensão e considerando a contribuição da componente de perdas técnicas.

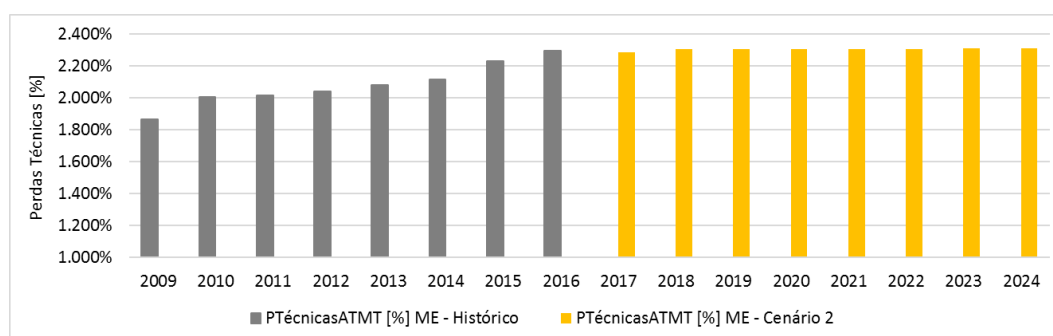


Figura 4.10: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto)

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

No âmbito do mesmo estudo, foram também monetizados os benefícios dos investimentos no vetor Eficiência da Rede, de modo a evidenciar a sua racionalidade.

Concluiu-se que, neste vetor, os benefícios obtidos ao longo do horizonte temporal de análise (30 anos) ultrapassam largamente os investimentos realizados no período do PDIRD-E 2018. Deste modo, e por prudência, os valores de investimento considerados neste Plano encontram-se nos valores quase mínimos de investimento, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

Assim, a EDP Distribuição mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, tendo neste âmbito identificado um programa específico de investimento (Redução de Perdas Técnicas AT/MT) a incidir, principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

Verifica-se, entretanto, que o contributo dos vários programas genéricos de investimento para o vetor Eficiência da Rede permitirá per si manter as perdas técnicas em níveis adequados,

pelo que no programa específico de Redução de Perdas Técnicas AT/MT apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimação das perdas na rede.

Procura-se, assim, melhorar os patamares de perdas na rede mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica, com benefícios para a sociedade.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência da Rede.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa, para além de garantir a alimentação das cargas e contribuir para a melhoria da qualidade de serviço, apresentam normalmente um forte contributo para o aumento da eficiência da rede.

- **Programa Redução de Perdas Técnicas AT/MT**

Este programa destina-se especificamente à redução da energia de perdas técnicas na RND e incide, principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos, nomeadamente no que diz respeito à substituição dos condutores das redes de distribuição, conduz genericamente à redução da energia de perdas técnicas uma vez que promove a substituição das secções de condutores mais reduzidas por secções superiores contribuindo, assim, para a melhoria da eficiência da rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na Figura 4.11.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Eficiência da Rede encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

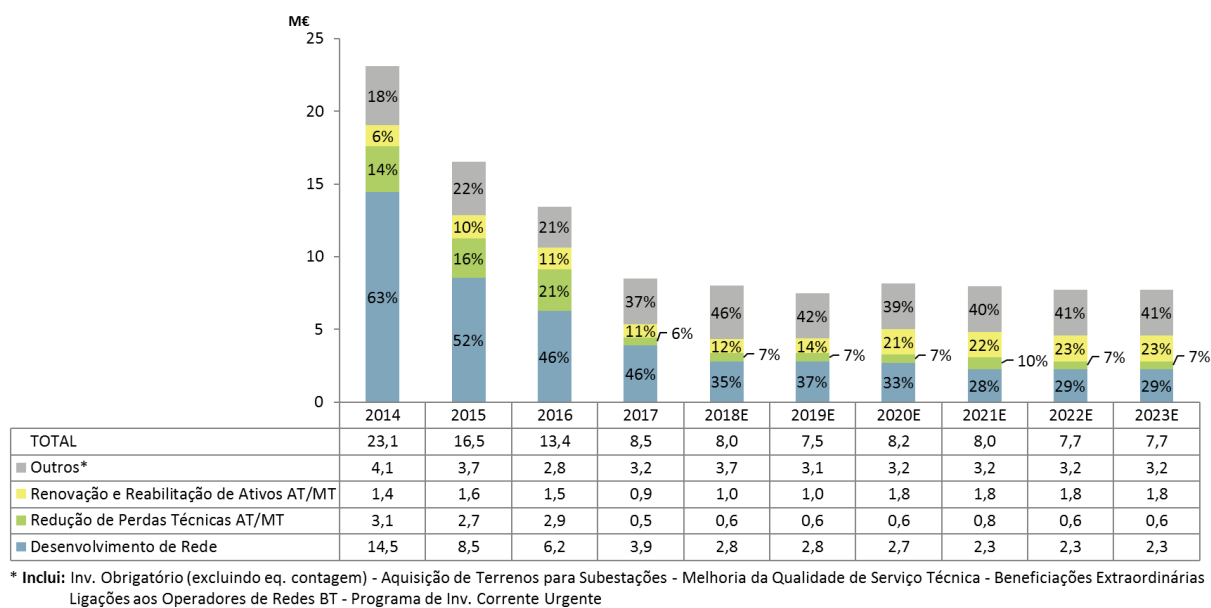


Figura 4.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é tolerável.

4.1.5 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

Estas evoluções criam novos desafios e potenciam o aparecimento de novos projetos que levam a alterações no âmbito em que se inserem os vetores de investimento.

A cota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Eficiência Operacional (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência Operacional.

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

A automação e a modernização dos sistemas em subestações diminuem os custos operacionais, melhorando a eficiência operacional e facilitando a operação e condução da rede.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Os projetos incluídos neste programa contribuem para a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, o que contribui para melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos degradados por ativos novos diminui as necessidades de manutenção, contribuindo assim para a melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Beneficiações Extraordinárias**

Uma ação de beneficiação extraordinária visa repor a condição técnica do ativo, caso não se tivesse registado um envelhecimento/degradação precoce. Os projetos neste âmbito são determinantes para garantir a boa condição técnica desses ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores, contribuindo de forma significativa para uma melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Investimento Corrente Urgente**

Trata-se de um programa para dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente. Os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência, mas destinam-se essencialmente à resolução de incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica. Na maioria dos casos levam à substituição dos elementos de rede, quando obsoletos, diminuindo, assim, os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na Figura 4.12. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores, que

foi atualizada para o PDIRD-E anterior com o aparecimento de um novo vetor Acesso a Novos Serviços (ver capítulo 4.1.1.).¹³

No ano de 2018 está incluída, no programa de investimento Corrente Urgente, a verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa.

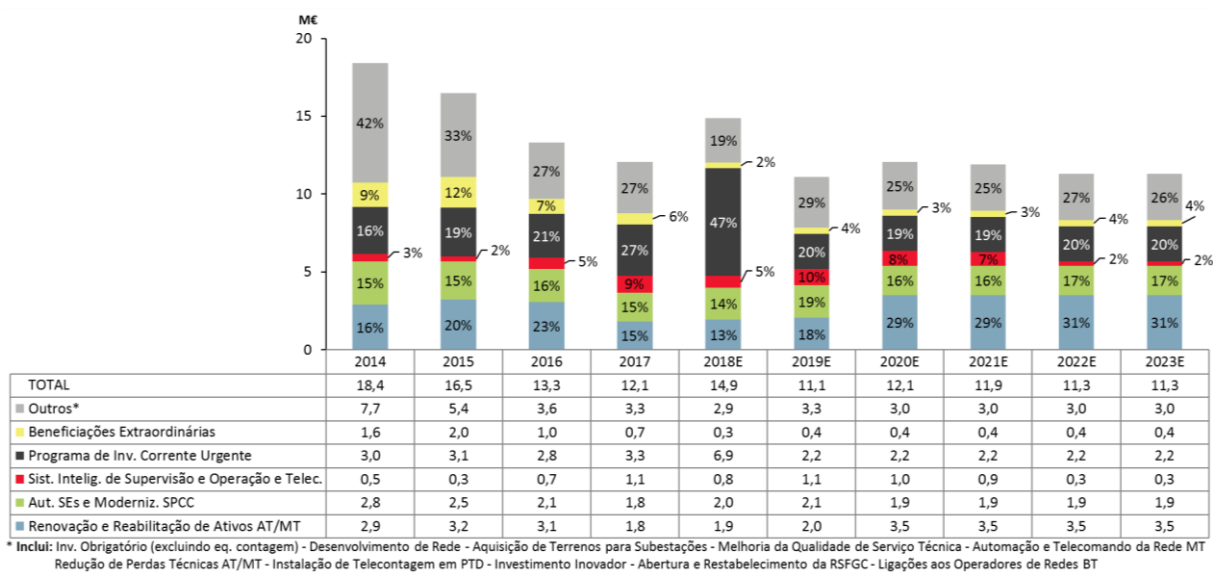


Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto no cenário 2 proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (57,7M€ no período 2019-2023), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,7%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

¹³ Apesar da matriz ter sido atualizada no PDIRD-E 2016, a partir de 2017, para efeitos de comparação da evolução dos investimentos aplicou-se a matriz atual para todo o período em análise (2014-2023).

4.1.6 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Acesso a Novos Serviços (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas direcionados para o vetor Acesso a Novos Serviços.

- **Programa Investimento Inovador**

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência: componentes avançados, monitorização e sensorização da rede e inteligência e gestão ativa e integrada da rede, com benefícios na disponibilização de informação e facilitador de serviços para o mercado e para os consumidores, contribuindo para o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, as telecomunicações e a cibersegurança, contribuindo para uma gestão mais inteligente da rede.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se nas figuras seguintes. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores, que foi atualizada para o PDIRD-E anterior com o aparecimento deste novo vetor (ver capítulo 4.1.1.).¹⁴

¹⁴ Apesar da matriz ter sido atualizada no PDIRD-E 2016, a partir de 2017, para efeitos de comparação da evolução dos investimentos aplicou-se a matriz atual para todo o período em análise (2014-2023).

No vetor Acesso a Novos Serviços os objetivos variam consoante o cenário de investimento considerado, devido à variação do Investimento Inovador. Assim, apresentam-se os gráficos correspondentes a cada um dos três cenários estudados.

O cenário proposto neste Plano é o cenário 2 correspondente a um volume de investimento intermédio (Figura 4.13), apresentando-se também o cenário 1 de menor investimento (Figura 4.14) e o cenário 3 de maior investimento (Figura 4.15).

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

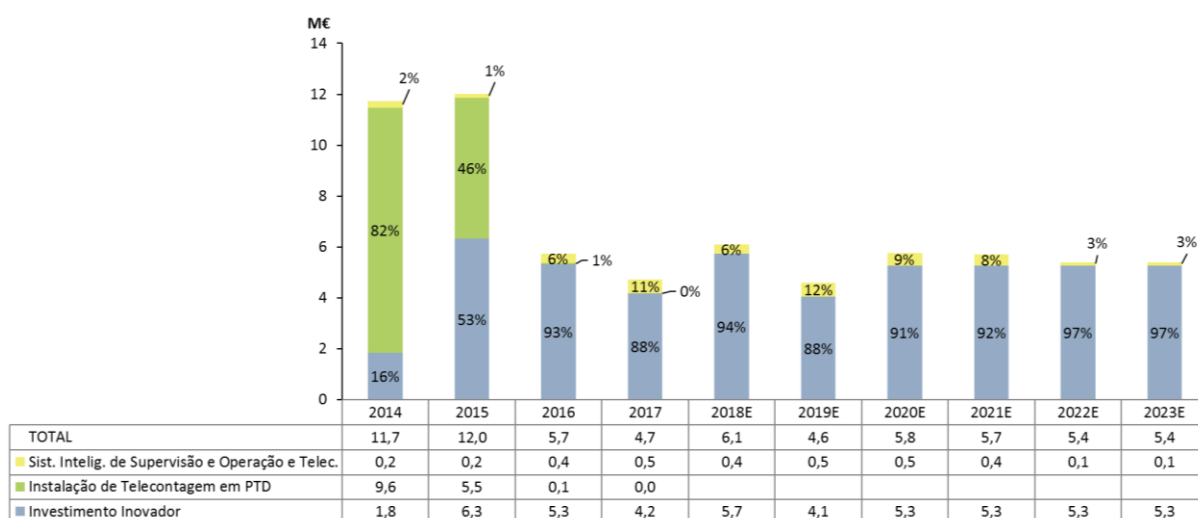


Figura 4.13: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

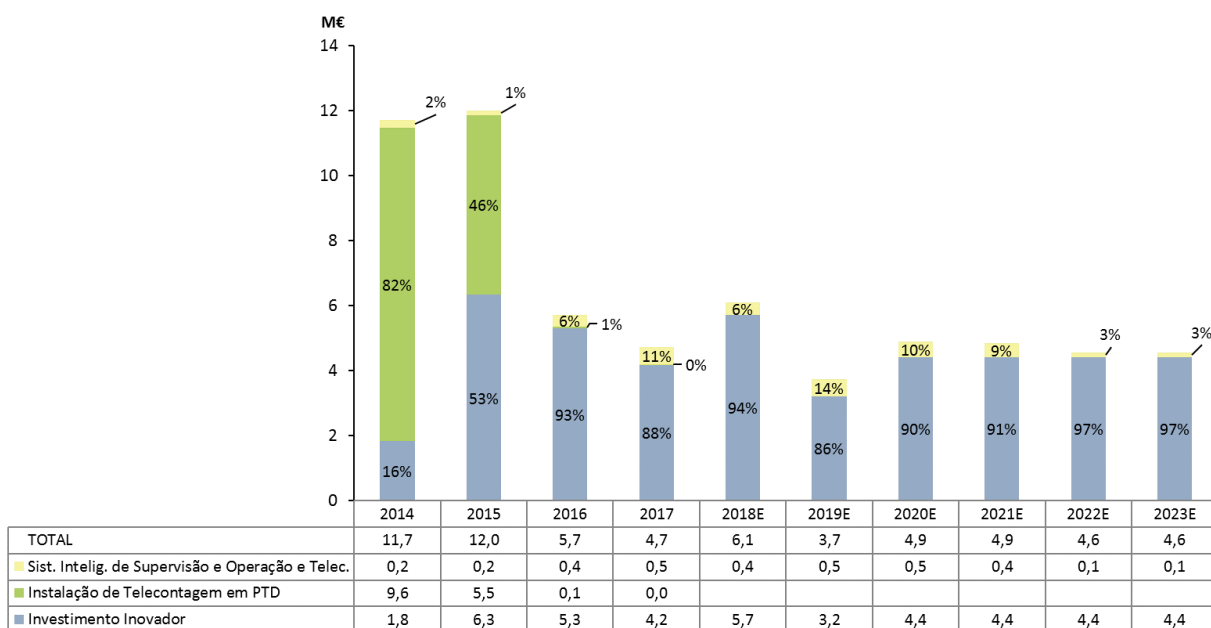


Figura 4.14: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 1)

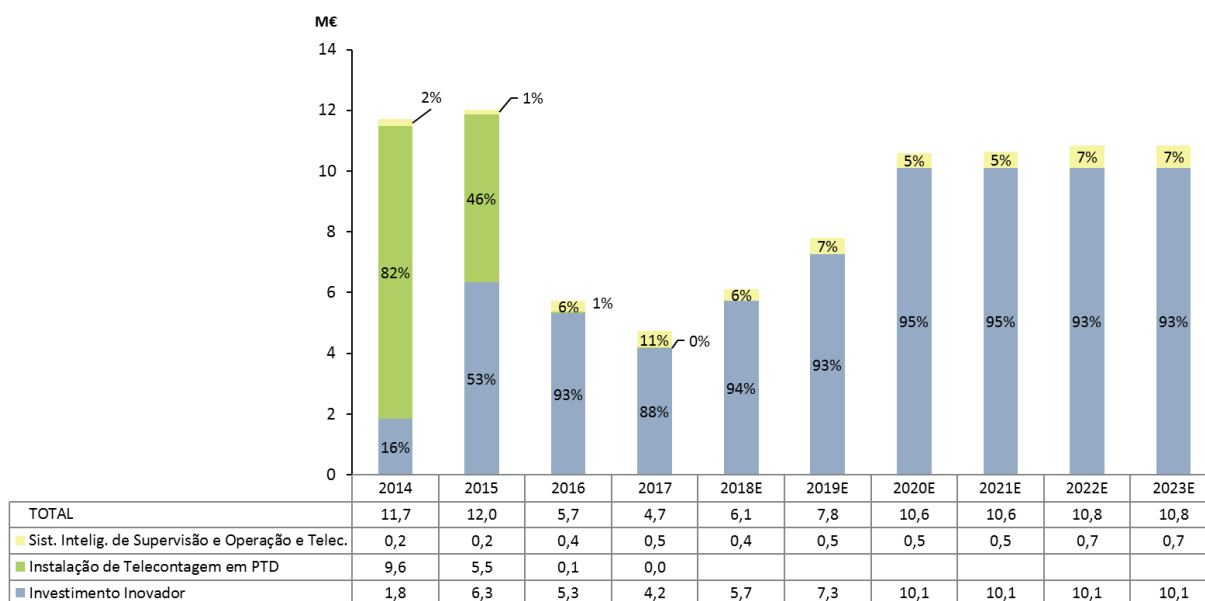


Figura 4.15: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 3)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

4.1.7 OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por “Outros”.

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a EDP Distribuição tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas e recolocação de ninhos no âmbito da proteção da avifauna.

Para além de ações no âmbito já referido, este programa engloba, ainda, um subprograma específico para enterramento de linhas aéreas, designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas,

procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. A ficha respetiva é apresentada no anexo 8.

Salienta-se, ainda, a preocupação com a abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 17/09 de 14 de janeiro, prevendo-se um reforço de verba em relação ao PDIRD-E anterior.

A evolução do investimento na rubrica “Outros”, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2016-2021, apresenta-se na Figura 4.16, destacando os programas mais relevantes. Uma vez que as diferenças nesta rubrica entre cenários são desprezáveis, apresenta-se, apenas, o gráfico correspondente ao cenário 2 proposto para este PDIRD-E 2018.

No ano de 2018 está incluída, no programa de investimento Corrente Urgente, a verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

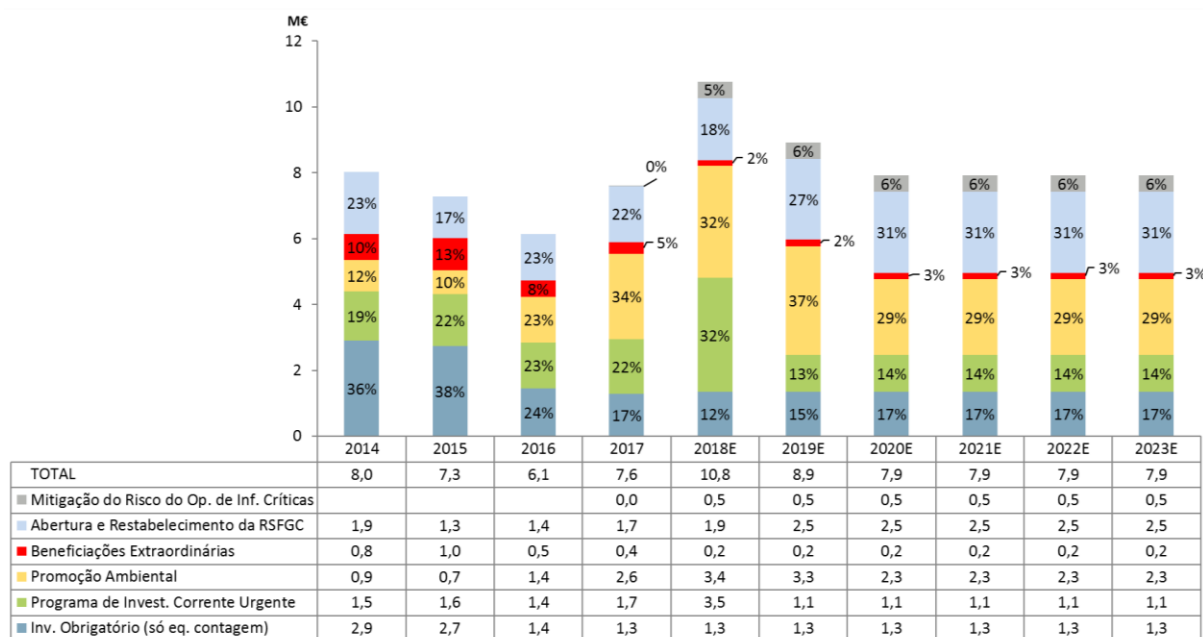


Figura 4.16: Investimento na rubrica “Outros” 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

4.1.8 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Os programas de investimento (específico) agregam projetos que visam contribuir para o mesmo objetivo estratégico.

Por seu lado, os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa.

A decisão de alocar um projeto a um determinado programa no Plano considera a sua motivação principal, no momento da análise, relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. A motivação do projeto é classificada através de um mobilizador, que designamos por *driver*.

Assim, para a classificação do programa de investimento a atribuir a um projeto de investimento atende-se a 5 (cinco) *drivers*:

- Padrões de Segurança
- Perdas Técnicas na Rede
- Qualidade de Serviço Técnica
- Condição e Desempenho dos Ativos
- Rede Inteligente

Padrões de Segurança

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Garantir os consumos previstos para a zona em estudo em condições técnicas e regulamentares e atendendo aos cenários de previsão de procura, assegurando que os equipamentos e materiais instalados nas redes não ultrapassam os seus valores nominais ou as suas características em regime normal de funcionamento.
- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores.
- Assegurar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, garantindo a coerência entre as suas ligações.
- Garantir a qualidade de energia elétrica fornecida, em conformidade com o disposto no RQS em vigor e recomendações da NP EN 50160.
- Garantir a alimentação às capitais de distrito (Zonas A), no caso de falha total de uma subestação AT/MT.
- Assegurar a reserva a grandes blocos de carga, de forma a não causar perturbações significativas na operação do SEN.

Perdas Técnicas na Rede

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Melhorar o nível de perdas técnicas AT/MT da rede nacional de distribuição.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Eficiência da Rede.

Qualidade de Serviço Técnica

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar o cumprimento dos padrões de QST da rede nacional de distribuição nos termos do RQS em vigor e tendo em atenção as zonas de qualidade de serviço definidas.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica.
- Melhorar o desempenho da rede e os indicadores gerais de QST.
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- Aumentar a resiliência das redes aéreas localizadas em zonas de maior risco e sujeitas a condições atmosféricas adversas.
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.
- Reduzir o número e duração das interrupções de energia elétrica, através da instalação de equipamentos de telecomando na rede e da modernização de instalações e upgrade de funções de automação, proteção, comando e controlo.
- Garantir o alinhamento com a estratégia definida no âmbito de subprogramas especificamente orientados para os objetivos de melhoria da QST (e.g. Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho).

Condição e Desempenho dos Ativos

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar níveis adequados de fiabilidade e o funcionamento adequado dos ativos em exploração na RND.
- Renovar e reabilitar ativos em mau estado de conservação, aferido pelo seu índice de saúde e de criticidade.
- Substituir ativos tecnicamente inadequados ou em fim de vida útil da RND.
- Alinhar os investimentos com as necessidades estimadas de renovação e reabilitação por classes de ativos.
- Garantir que o ativo cumpre as suas funções durante o período de vida útil que lhe é esperado.
- Assegurar a resolução de problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma resolução urgente.

Rede Inteligente

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de telegestão, supervisão e operação da rede.
- Melhorar a resiliência dos sistemas, aumentando a sua disponibilidade, operacionalidade e eficácia.
- Promover a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede.
- Desenvolver a segurança cibernética.
- Potenciar a utilização de tecnologias inovadoras na RND, nas áreas de componentes avançados, monitorização e sensorização, e inteligência e gestão ativa integrada da rede.

Finalmente, existem alguns projetos que, não sendo diretamente motivados pelos 5 drivers anteriormente descritos, são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. projetos que visam cumprir imposições regulamentares e obrigações legais ou a política ambiental da empresa).

A matriz de influência dos drivers dos projetos para os programas de investimento é apresentada na tabela seguinte.

Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento

Programa de Investimento	Padrões de Segurança	Qualidade de Serviço Técnica	Perdas Técnicas na Rede	Condição e Desempenho dos Ativos	Rede Inteligente	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	X					
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						X
Desenvolvimento de Rede	X					
Aquisição de Terrenos para Subestações	X					
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		X				
Automação e Telecomando da Rede MT		X				
Promoção Ambiental						X
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						X
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		X				
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações					X	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT			X			
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT				X		
Beneficiações Extraordinárias				X		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC						X
Ligações aos Operadores de Redes BT	X					
Programa de Investimento Corrente Urgente				X		
Investimento Inovador					X	

4.2 REDE INTELIGENTE

As tecnologias de comunicação e de informação estão a revolucionar praticamente todos os setores de atividade e o setor energético não é impermeável a essa evolução. Na sua essência, o conceito de “rede inteligente” encerra a ideia de transformação de rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais para melhorar a eficiência e/ou o desempenho da rede. O *Council of European Energy Regulators* (CEER) define rede inteligente (“*smart grid*”) da seguinte forma:

*«Rede inteligente é uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.»*¹⁵

Esta definição enfatiza os benefícios esperados das redes inteligentes, em particular o seu potencial para assegurarem os objetivos tradicionais de eficiência económica, qualidade de serviço e segurança no atual contexto de proliferação da produção distribuída, do autoconsumo e de serviços inovadores centrados nos consumidores (designadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo). Outras definições centram-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, destacando a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia (CE) ou o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Embora o conceito de redes inteligentes seja relativamente lato, em geral considera-se que contribuem para este paradigma de funcionamento da rede de distribuição os projetos que promovem a capacidade de recolha, processamento e análise de informação para otimização da exploração ou que permitem um maior nível de automação e telegestão. Neste sentido, a EDP Distribuição considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

a) Sensorização e Monitorização

Neste âmbito, pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização. Para tal, deverá obter-se cada vez mais informação da rede e

¹⁵ CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

com maior fiabilidade. Estes novos dados passam a ser potenciados por esta capacidade de sensorização e comunicação e garantem uma operação mais inteligente da rede.

b) Automação e Telegestão

Esta área tem como foco a automatização e gestão ativa da rede, atuando ao nível da integração na rede existente de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

c) Telecomunicações e Cibersegurança

As comunicações e a sua evolução são uma peça fundamental na evolução das redes energéticas. A monitorização, a sensorização, a automação e a gestão otimizada da rede são tudo áreas de alguma forma dependentes de uma circulação de informação rápida, segura e fiável.

d) Automação do Processamento e Análise de Dados

Idealmente uma rede inteligente seria capaz de autonomamente detetar, avaliar e resolver as situações que necessitam de atuação. Esta inteligência ativa, sendo de elevada complexidade, só é possível se aumentarmos a capacidade de processamento e análise dos novos dados que serão possíveis obter. O investimento nesta área, em conjunto com as áreas anteriores, permite uma maior aproximação desse objetivo.

Assim, os investimentos associados ao desenvolvimento de uma rede inteligente serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

Com base na definição anterior e nas 4 categorias designadas, podem considerar-se como investimentos em redes inteligentes os seguintes programas, de entre os previstos neste Plano 2019-2023:

Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€)

Programa de Investimento/Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Telecomunicações e Cibersegurança	Automação do Processamento e Análise de Dados
Automação e Telecomando da Rede MT	X	X		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	X	X		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		X	X	X
Investimento Inovador	X	X	X	X

O montante global previsto para o conjunto destes programas corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no período 2019-2023, que totaliza 100,2M€ para o cenário proposto apresentado, distribuídos conforme se apresenta na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto)

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	4,8	6,2	18,6	29,6
Total Investimento Rede Inteligente	24,1	20,9	55,2	100,2

Tendo em conta as variações nos valores dos programas nos três cenários de investimento, a variação no total 2019-2023 do investimento em rede inteligente para o cenário 3 é de mais de 53M€, enquanto que no cenário 1 os valores são inferiores em 16M€ relativamente ao cenário 2, conforme apresentado no capítulo 12.1.2.3.

Assim, o investimento em rede inteligente proposto procura assegurar o desenvolvimento adequado do paradigma das redes inteligentes na rede de distribuição, considerado essencial pela EDP Distribuição como resposta aos desafios atuais do setor.

4.3 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

Os sistemas informáticos, pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado. A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado. São, por isso, fundamentais para enquadramento no desenvolvimento de uma rede inteligente.

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa.

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Na rubrica “Outros” estão considerados investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o equipamento administrativo, social, ferramentas e mobiliário.

O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e de MT, no período 2019-2023, corresponde a um investimento global de cerca de 55,6M€.

No capítulo 7.5 é apresentada uma descrição mais detalhada do investimento não específico na EDP Distribuição.

5. EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2018 (2019-2023), fazendo-se, ainda, uma análise breve à recente evolução histórica.

5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP)

O gráfico que se segue retrata os valores e previsões de energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com o estudo desenvolvido pela EDP Distribuição para o período 2018-2024 e que se apresenta no anexo 10. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

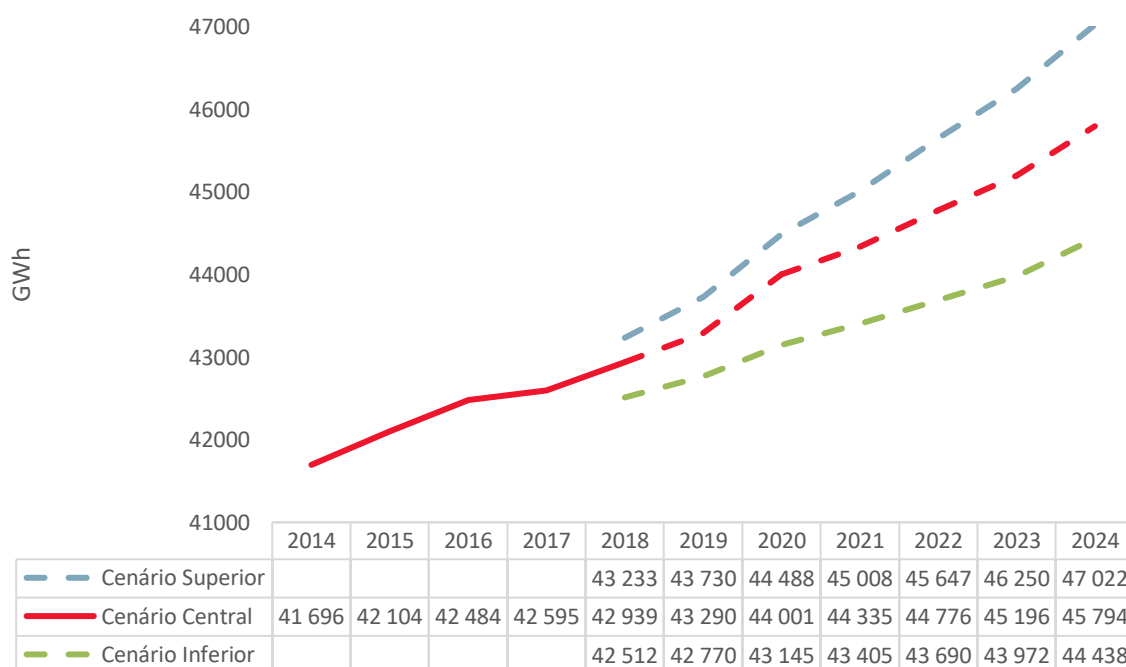


Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP)

5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016), considerado para a elaboração deste Plano, estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Na Figura 5.1 apresenta-se a comparação dos cenários macroeconómicos considerados nos pressupostos do RMSA-E 2016 e no estudo da EDP Distribuição, verificando-se que o cenário da EDP Distribuição é mais otimista que o cenário do estudo do RMSA no período do Plano.

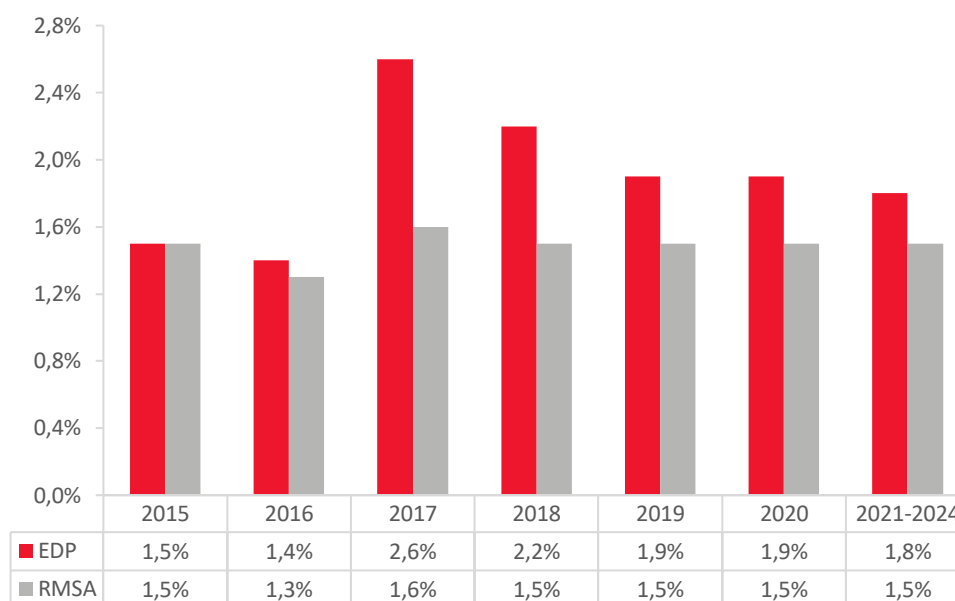


Figura 5.1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
 Fonte histórico – valores de 2015 e 2016 do Banco de Portugal
 (Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

Conforme ilustrado no gráfico da Figura 5.1, depois de um crescimento real de 1,4% no ano de 2016 e uma projeção de 2,6% efetuada no final do ano de 2017 por diversas entidades, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas¹⁶, são mais otimistas que as consideradas no RMSA E-2016. Este fator é motivado, essencialmente, pelo facto de o RMSA ter uma data de elaboração anterior à recuperação macroeconómica verificada.

O estudo efetuado pela EDP Distribuição para o período 2018-2024 que se apresenta no Anexo 10, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais verificados nos anos 2016 e 2017, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

É possível observar no gráfico da Figura 5.2 e na Tabela 5.1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2016-2024. À semelhança do estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição, também os pressupostos do RMSA-E 2016 consideram três cenários de consumo (Inferior, Central e Superior).

¹⁶ Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

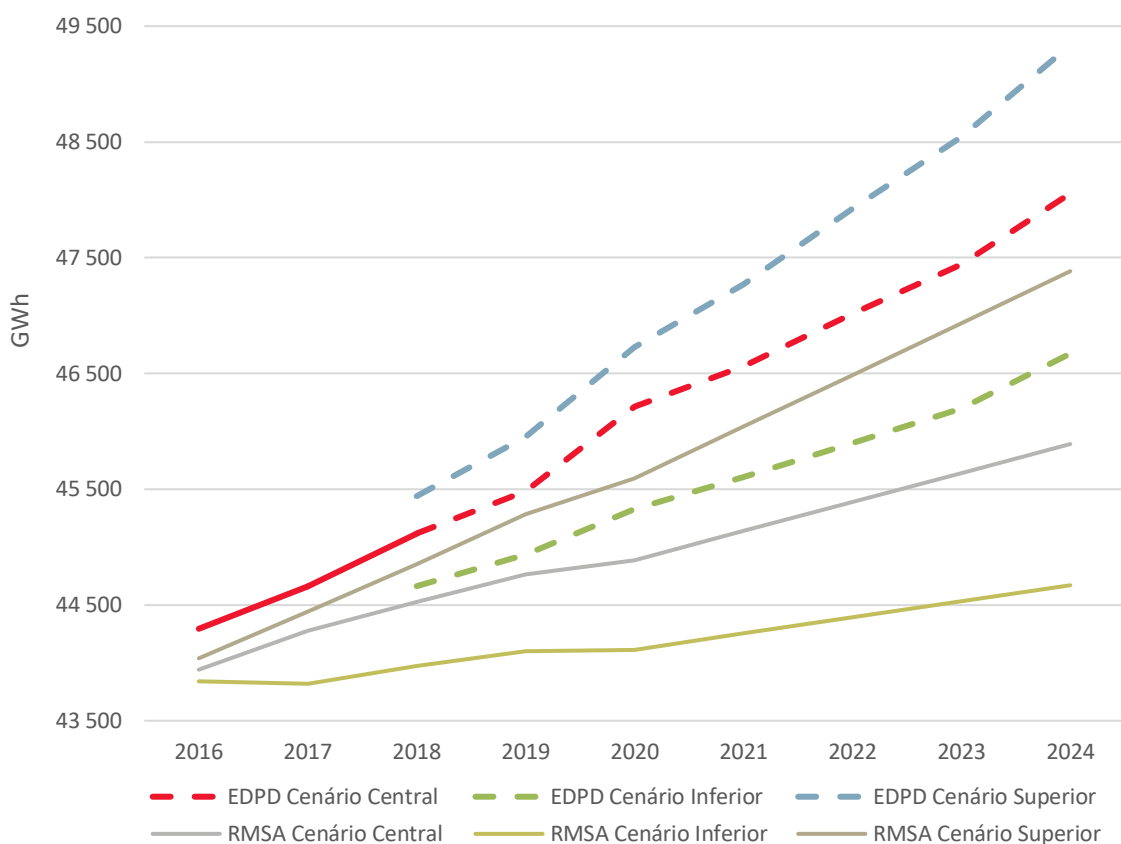


Figura 5.2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EDP Cenário Inferior			44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671
EDP Cenário Central ⁽¹⁾	44.599*	44.753*	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054
EDP Cenário Superior			45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336
RMSA Cenário Inferior	43.853	43.882	44.070	44.234	44.297	44.474	44.651	44.826	45.001
RMSA Cenário Central ⁽²⁾	43.941	44.291	44.567	44.830	44.993	45.270	45.547	45.826	46.104
RMSA Cenário Superior	44.029	44.439	44.862	45.298	45.631	46.081	46.535	46.993	47.453

*Os valores do cenário central EDP Distribuição para 2016 e 2017 são valores reais, não considerando correções de impactos de temperatura e calendário.

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

⁽¹⁾ Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

⁽²⁾ Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição (não se considera o autoconsumo)

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-2016 são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelos cenários macroeconómicos considerados. Também tem influência nesta diferença os anos iniciais de consumo, que no caso do estudo da EDP Distribuição tem como base consumos reais de 2016 e 2017, superiores aos valores estimados nos pressupostos do RMSA-E 2016.

Assim, apesar do RMSA-2016 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2018 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que o este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

5.3 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A Figura 5.3 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2014-2017, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da EDP Distribuição.

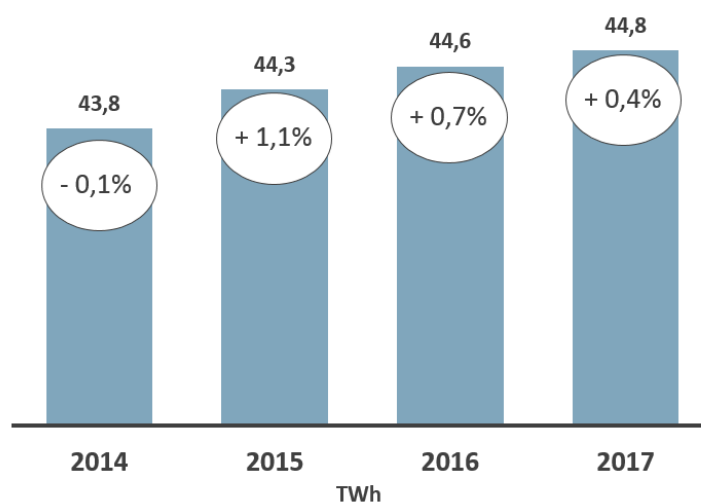


Figura 5.3: Evolução da energia elétrica distribuída, 2014-2017

Uma análise à figura permite concluir que a taxa média de crescimento anual (TMCA) dos consumos, no período em análise, foi de +0,8%.

Após um período de quebra acentuada dos consumos entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento dos consumos a partir de 2015, com um crescimento mais moderado nos dois últimos anos. Ainda que o crescimento não seja muito acentuado, verifica-se já uma leve retoma, em consonância com o aumento do PIB já referido.

Em 2017, os consumos de energia eléctrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na Figura 5.4.

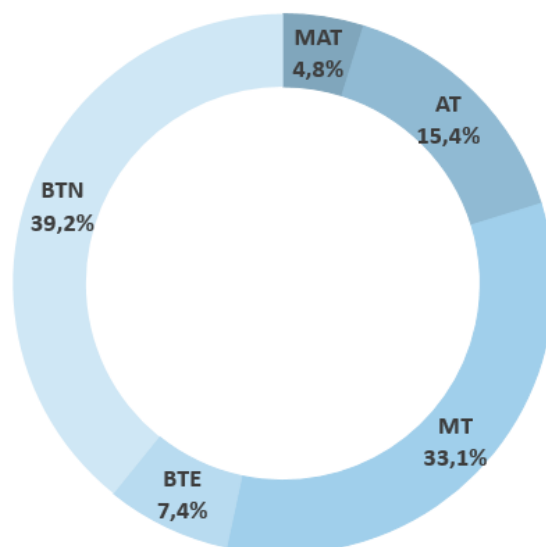


Figura 5.4: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2017

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 47% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A Figura 5.5 apresenta a distribuição por tipo de uso.

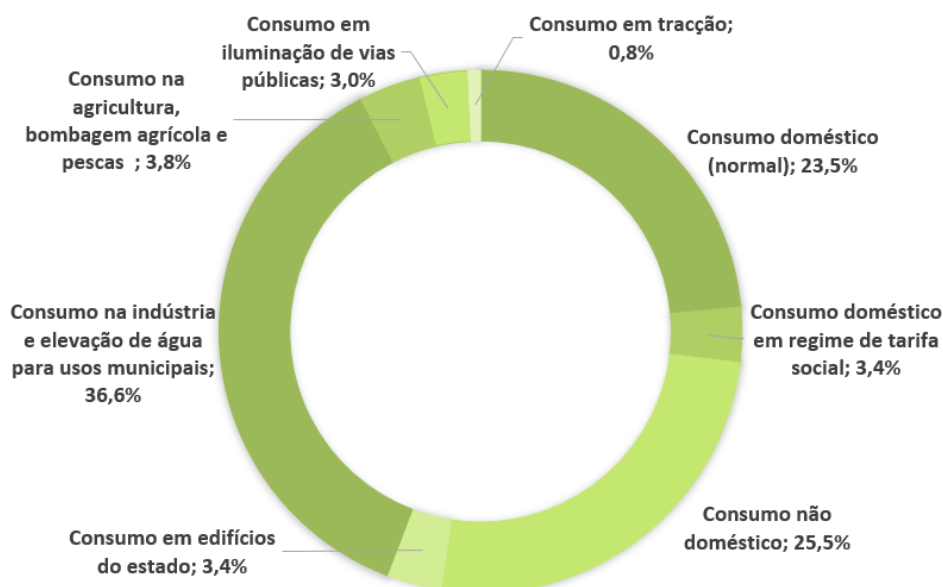


Figura 5.5: Distribuição de consumos por setor, ano 2017

Da análise da figura anterior constata-se que a maior fatia de consumo se verifica na indústria. Os consumos por setor mantêm-se em consonância com os dados do PDIRD-E anterior.

Apresenta-se na Figura 5.6 um mapa com as densidades de consumos MT+BT para cada concelho de Portugal Continental (os consumos MT+BT são determinantes para o dimensionamento das subestações AT/MT da RND).

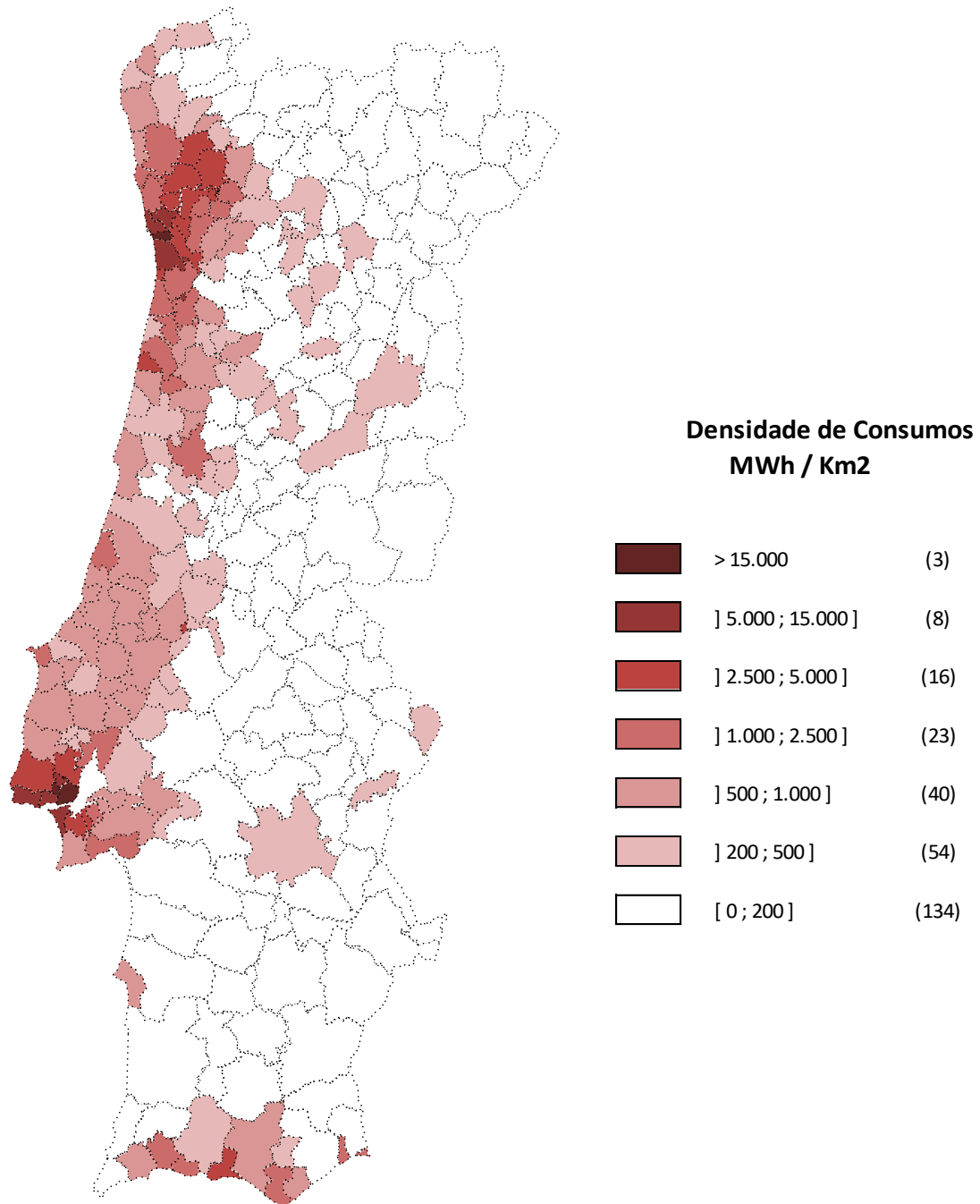


Figura 5.6: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2017

Uma análise genérica ao mapa permite concluir que a grande maioria dos consumos de eletricidade estão concentrados na faixa litoral e nos grandes centros urbanos.

5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição nos anos de 2014 a 2017 é representada na Figura 5.7.

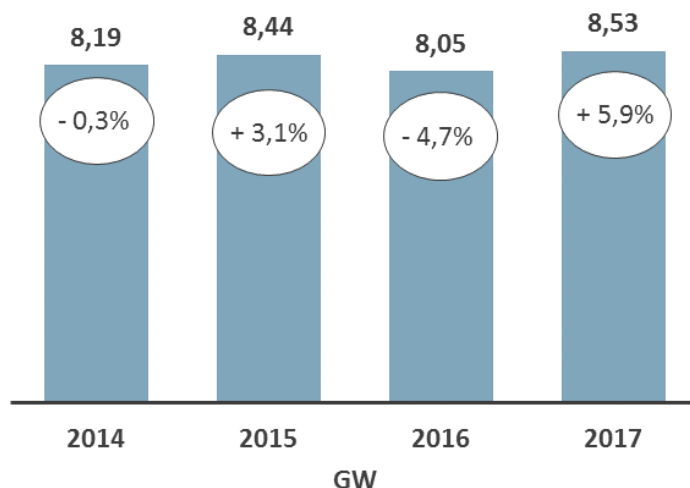


Figura 5.7: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2014-2017

Relativamente à evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se uma oscilação nos valores da ponta no período considerado, mas com um acréscimo em 2017. A TMCA, no período 2014-2017, foi de +1,4%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 5.8.

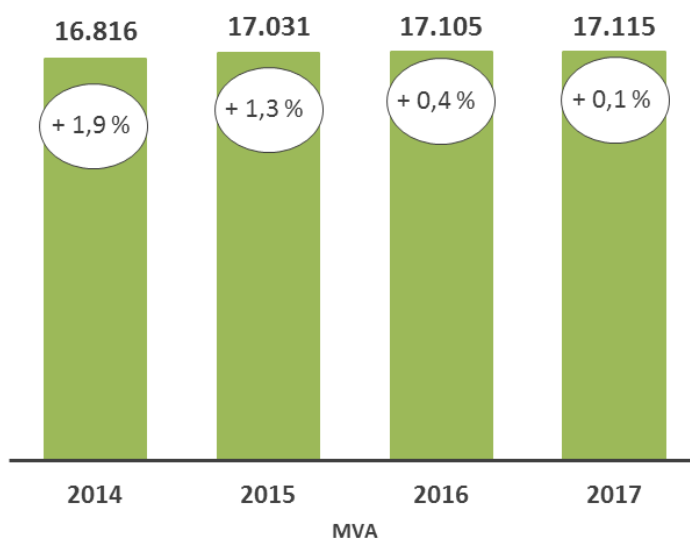


Figura 5.8: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2014-2017

Verifica-se que a evolução da potência instalada tem crescido a um ritmo ajustado à evolução da carga no período 2014-2017. Este crescimento justifica-se para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das subestações mais carregadas, nomeadamente naquelas onde essa utilização ultrapassou os 90%, garantindo os padrões de segurança para planeamento, a melhoria da qualidade de serviço e o aumento da eficiência da rede.

5.5 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

5.5.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme atrás referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano inclui-se no anexo 10 o estudo elaborado pela EDP Distribuição, considerando os consumos verificados até ao ano de 2017, as previsões mais recentes da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na Tabela 5.2 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais

Unidade: GWh

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento
2015	48.392	4.114	44.277	1,1%
2016	48.629	4.029	44.599	0,7%
2017	49.004	4.251	44.753	0,3%
2018	49.099	3.983	45.116	0,8%
2019	49.439	3.957	45.482	0,8%
2020	50.170	3.959	46.211	1,6%
2021	50.519	3.959	46.560	0,8%
2022	50.991	3.979	47.012	1,0%
2023	51.456	4.013	47.443	0,9%

A TMCA, no período 2019-2023, é de +1,1%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 47,4 TWh em 2023, valor próximo do máximo histórico atingido em 2010 (47,8 TWh).

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada nas Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2017	Previsto					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
MAT + AT	9 042	9 119	9 178	9 272	9 315	9 376	9 437
Variação anual	3,6%	0,9%	0,6%	1,0%	0,5%	0,7%	0,6%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2018-2023

Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)

 Unidade: **GWh**

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2017	Previsto					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
MT + BTE + BTN + IP	35 710	35 996	36 305	36 939	37 244	37 636	38 006
Variação anual	-0,4%	0,8%	0,9%	1,7%	0,8%	1,1%	1,0%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2018-2023

5.5.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2024, é a que se apresenta na Figura 5.9.

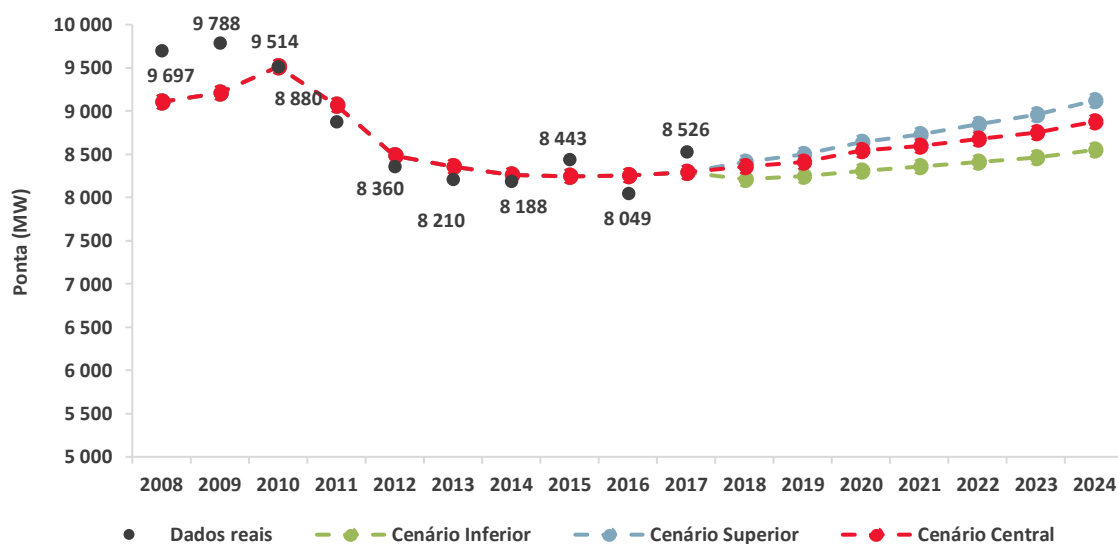


Figura 5.9: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2018-2024

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2017 (dados reais). Para os anos de 2018 a 2024 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

5.5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À PONTA DE SUBESTAÇÕES

De acordo com uma recomendação da ERSE emitida no seu Parecer ao PDIRD-E 2016, foi efetuado um estudo com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação.

Foram testadas diversas variáveis para correlação, tais como, consumo de energia, carga natural, temperatura, sazonalidade e produção dispersa. Usando uma metodologia de regressão linear aplicada a uma função polinomial de 1º grau foram testados vários modelos combinando as variáveis referidas, obtendo-se resultados inconclusivos sobre a relação da variação da ponta com as variáveis incluídas.

Assim, considerando que os estudos efetuados até agora não são conclusivos, manteve-se neste PDIRD-E 2018 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

Com vista a futuros Planos a EDP Distribuição continuará a aprofundar este tema, envolvendo nomeadamente entidades académicas, integrando ferramentas e conhecimentos para fundamentação da assunção da relação adotada.

5.5.4 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS NAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

As potências das cargas nas subestações para a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes encontram-se no anexo 3.

No anexo 3.A é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2018, considerando os investimentos da EDP Distribuição que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2018, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

Nos anexos 3.B e 3.C é feita uma caracterização das pontas nos anos de 2020 e 2023, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

A projeção das pontas nas subestações foi efetuada com base na taxa de crescimento de consumo anual prevista para os concelhos, nos níveis de tensão MT e BT.

Nos anexos para cada subestação descreve-se a sua potência instalada, a ponta máxima e carga natural (inverno e verão), a potência de ligação disponível e a utilização da potência instalada.

Os termos utilizados nos quadros têm os seguintes significados:

Potência instalada – é igual à soma das potências nominais dos enrolamentos primários dos transformadores instalados na subestação, em MVA

Ponta máxima – Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;

Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA

Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente)

Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1)

5.5.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a EDP Distribuição tem disponíveis para recolha de informação do mercado, relativa a eventuais intenções de ligação à rede, permitiu sinalizar zonas de potencial crescimento acentuado de cargas.

Para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar constrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores.

Salienta-se que os grandes empreendimentos têm prazos de concretização alargados, pelo que não se justifica a realização antecipada de infraestruturas extra em resposta a essas solicitações. No entanto, face à relevância dos valores de potência envolvidos, estes poderão influenciar a escolha de soluções técnicas mais potenciadas, globalmente integradas em zonas onde se prevê um crescimento mais acentuado.

Face à incerteza na concretização de novos empreendimentos, em termos de datas e valores de potência a requisitar, serão devidamente monitorizados os focos de desenvolvimento de cargas, uma vez que valores significativamente diferentes dos previstos poderão criar necessidades de ajustamento no investimento, nomeadamente nos últimos anos deste Plano.

Página em branco

6. PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

6.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2018, prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 66 pontos de entrega (abreviadamente, PdE), divididos em 65 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO - CONCHAS. Esta última, é utilizada apenas em regime de socorro, sendo nulo o trânsito de energia em exploração normal. No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD-E 2018, concluiu-se a ligação da RND à subestação da REN - OURIQUE, concelho de Ourique, da RND à subestação REN - Alcochete, concelho de Alcochete, tendo sido desativados conforme previsto os pontos de entrega REN - RUIVÃES e REN - GUIMARÃES.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2018 está prevista a entrada em serviço de 2 novos pontos de entrega da RNT:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO
- DIVOR

Para fazer face ao crescimento dos consumos que então se verificavam no eixo Porto – Póvoa de Varzim, foi prevista a necessidade de apoio da Rede de distribuição em AT com um novo PdE, na região de Vila do Conde. Os estudos efetuados pelo concessionário da RNT conduziram à localização do futuro PdE no concelho de Famalicão, afastando-se do propósito inicial. A integração do PdE na RND passa agora por um maior apoio à rede AT alimentada pelo PdE RIBA D'AVE, que verá a sua área de influência aumentada, consequência do encerramento dos pontos de entrega monoalimentados RUIVÃES e GUIMARÃES. Face à redução dos consumos na região observada recentemente, a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO, inicialmente prevista para 2017, foi acordada com o operador da RNT para 2019, desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019- linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE REN - DIVOR. Na proposta de PDIRT-E 2017, este projeto está incluído no conjunto classificado como Projetos Complementares, cuja decisão final de investimento fica sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente. O ORD acompanhará o ORT na concretização do projeto, por forma a assegurar a entrada em serviço simultâneo das infraestruturas nas respetivas redes. De acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - DIVOR está prevista para 2020/2021.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE REN - PEGÕES. A necessidade deste ponto de entrega estava relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento, como o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão. Face à decisão de adiamento destes investimentos, foi, de comum acordo com o concessionário da RNT, adiada a data de entrada

em serviço deste novo PdE para depois de 2025. Mantendo-se essa data, as obras de ligação à rede AT iniciar-se-ão depois do período abrangido pelo PDIRD-E 2018.

Para além de novos pontos de entrega, estão previstas novas ligações aos pontos de entrega existentes no período abrangido pelo PDIRD-E 2018, que necessitam de novos painéis nos PdE da RNT:

- PdE VILA FRIA- painel SÃO ROMÃO DE NEIVA II
- PdE CASTELO BRANCO – painel TALAGUEIRA II
- PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO

De comum acordo com o ORT e face à redução dos consumos verificados, foi adiada para 2025 a construção do painel SANTO ANDRÉ, no PdE SINES.

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o concessionário da RNT. Os projetos específicos que concretizam esses desenvolvimentos encontram-se descritos no Capítulo 7 e nos anexos.

6.2 LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS

Existem duas linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT:

- Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ
- Linha 15 kV VILA VERDE DE FICALHO – ROSAL DE LA FRONTERA

O trânsito de energia nestas linhas, maioritariamente nulo dado tratar-se de linhas de recurso, é contabilizado pelo concessionário da RNT.

Após a entrada em serviço do PdE REN - ESTREMOZ e da linha da RND ESTREMOZ - ALCÁÇOVA, a interligação transfronteiriça ALCÁÇOVA – BADAJOZ, que alimentava até então os consumos nos concelhos de Campo Maior e de Elvas a partir da rede espanhola, passou a ter apenas a função de alimentação de recurso.

Nos anos 90, foram estabelecidas duas linhas MT de interligação transfronteiriça: Barrancos-Encinasola, já desativada, e Vila Verde de Ficalho - Rosal de la Frontera, para alimentação mútua das redes locais dos dois países. Com o aumento dos consumos e a evolução das redes, estas interligações deixaram de ser suficientes para a alimentação dos consumos envolvidos, tendo sido a primeira desativada por motivo de alteração da tensão no lado português (Barrancos). Relativamente à segunda linha, quando se justificar a alteração da tensão do lado português, o ORD solicitará ao operador da RNT que sejam desenvolvidas as diligências necessárias com vista à cessação do contrato de interligação MT entre os operadores da rede elétrica Portuguesa e Espanhola.

6.3 PRODUÇÃO EMBEBIDA

6.3.1 SITUAÇÃO EM 31 DEZEMBRO 2017

O ano de 2017 termina com aproximadamente 4.890MVA (4.718MW) de potência ligada na RND, dividida entre 4.316MVA (4.266 MW) relativa a 648 instalações de PRE ligados e 574MVA (452MW) de potência ligada de relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2015 e 31 de dezembro de 2017, o aumento da potência ligada na RND foi de apenas 41MVA, valor reduzido por comparação com anos anteriores, devido à ligação de 15 novos produtores, ao ajustamento de potência de alguns produtores e à desligação e anulação do respetivo ponto de receção de alguns produtores.

A fonte eólica mantém o peso de 57% da potência ligada na RND, e a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica, com um crescimento de 8% entre 2015 e 2017, porém mantendo a menor representação de 7% da potência ligada em PRE na RND.

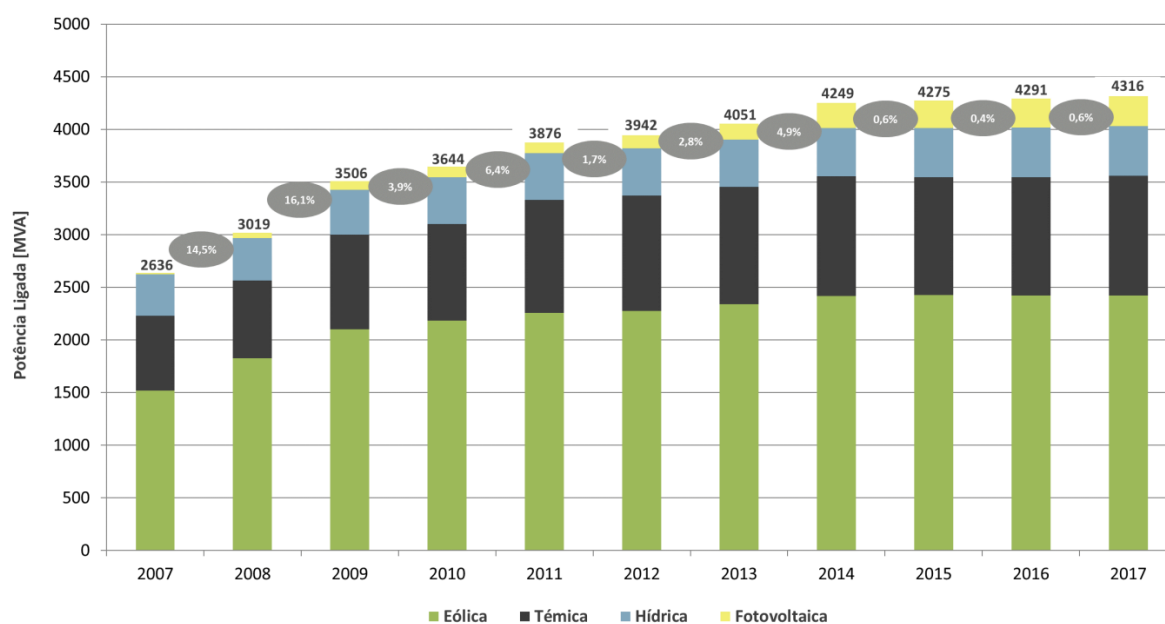


Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND

Processos em curso e comprometidos

Sobre a potência ligada na RND em final de 2017 acrescem 169 MVA de potência de ligação relativa a 12 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e previsivelmente encontram-se a construir as centrais ou tê-las-ão ligado desde final de 2017. É o caso de três Centrais Fotovoltaicas totalizando aproximadamente 37 MVA, cujo tempo de ligação nesta fase é normalmente inferior a um ano, o caso de dois parques eólicos totalizando 73 MVA, duas centrais de biomassa totalizando 30 MVA, dois Aproveitamentos Hidroelétricos totalizando aproximadamente 6MVA e outros três produtores totalizando 23 MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevaria a potência ligada na RND para 4.485 MVA (coluna (a) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 1.079 MVA de potência. Estes processos são situações cujos promotores têm Ponto de Receção (PR) atribuído (coluna (b) do gráfico seguinte) mas o processo de ligação não se iniciou ou está parado. Existem situações sem contactos do Promotor há mais de cinco anos, podendo indiciar o abandono do processo.

O conceito de Ponto de Receção (PR) atribuído designa o compromisso de receção da potência de ligação num ponto da RESP, consequente de um ofício da DGEG ao abrigo do Decreto-Lei n.º 312/2001.

O conceito de Potência Comprometida designa a potência de ligação de Centro Electroprodutores, que não estando ligados, têm comprometida a ligação na RESP, quer seja por Licença de Produção, quer seja por PR atribuído.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro eletroprodutor da Zona Piloto para as energias oceânicas criado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Ao abrigo desta legislação a concessionária da RND garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80 MW. Numa ótica de eficiência de recursos, acompanhando o desenvolvimento da Zona Piloto, serão criadas as condições concordantes com as necessidades de potência que forem sendo declaradas pela entidade gestora.

Sobre os 6.100 MVA de potência ligada e comprometida na RND (PRO+PRE) avalia-se que em 2018 a RND disponha de 7.835 MVA de capacidade de receção para outros centros eletroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. No final de 2020 a capacidade de receção aumenta para 8.142 MVA, sendo este aumento explicado pelo significativo número de novas ligações 60 kV a partir de PdE RNT, nomeadamente, duas novas linhas 60kV do PdE VILA NOVA DE FAMALICÃO, uma nova linha 60 kV do PdE CASTELO BRANCO, o desdobramento da linha 60 kV VILA-FRIA - S. R. NEIVA em dois circuitos 60kV, mas também a outros reforços na RND. No final de 2023, a capacidade de receção volta a aumentar para 8.229 MVA. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

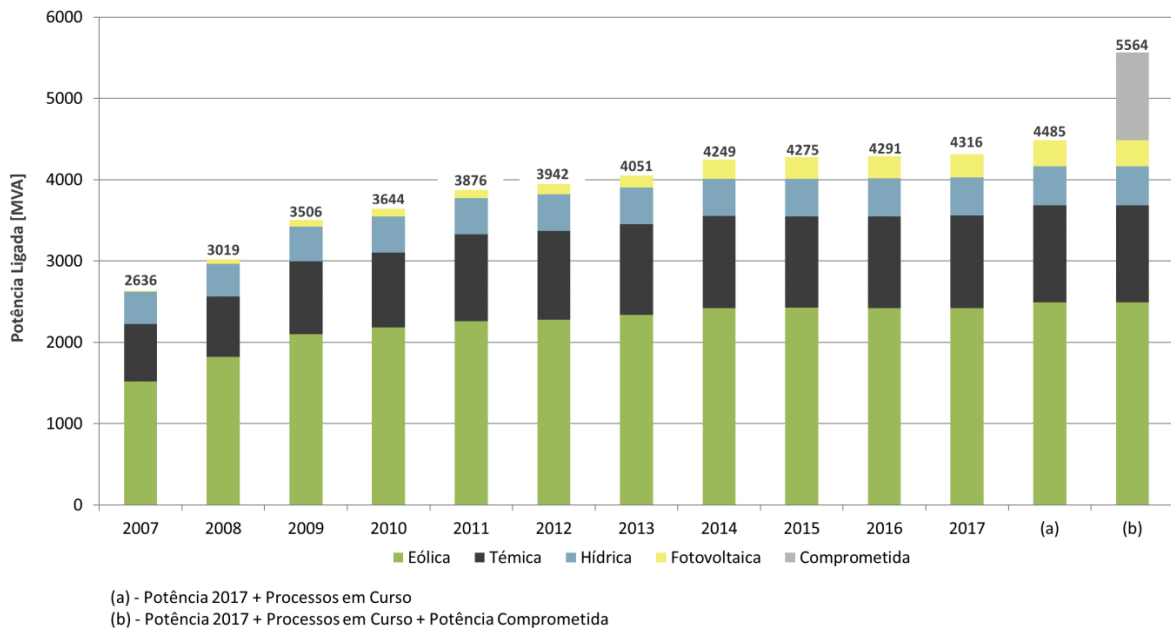


Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida

6.3.2 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL

De 2012 ao final de 2017 foram analisados para efeito de viabilidade de ligação na RND 8.909 MVA de potência de ligação devida por 635 centro eletroprodutores, com a potência média de 13,5 MVA/instalação, sendo 92% da potência de fonte solar, 5% de fonte eólica e os restantes 3% das restantes fontes. No anexo 9.C é apresentada graficamente a distribuição geográfica da potência pedida viabilizar e também a agregação da potência por SE da RNT.

A potência pedida viabilizar (8.909 MVA) é próxima da ordem de grandeza da ponta do SEN (8.771 MW em 2017), tendo que se considerar a potência já ligada na RND (4.890 MVA) e ainda a potência comprometida com produtores não ligados (1.009 MVA) que toma a disponibilidade de potência para os pedidos de viabilidade. Dados os elevados valores de potência, não se prevê possível a ligação da totalidade da potência pedida viabilizar. A potência de viabilidades é muito concentrada geograficamente, 40% da potência distribui-se por 4 SE RNT, localizando-se a potência essencialmente no interior sul, fora dos centros urbanos. As quatro SE RNT onde se concentram 40% da potência de viabilidades (3.366 MVA), são SE REN-ESTREMOZ (1.330 MVA), REN-SANTARÉM (707 MVA), REN-ÉVORA (684 MVA) e REN-F. ALENTEJO (645 MVA), não se prevendo ser possível também nestes casos satisfazer a totalidade da potência pedida viabilizar.

De uma forma geral a capacidade da RND acompanha a da RNT, sendo em 57 das 65 subestações RNT (88%) a capacidade da RND é superior à da RNT ou superior a 100MVA de capacidade na RNT, valor que ORT define para o qual a ligação de potência superior a este limite terá que ser avaliada caso a caso. Existem apenas oito subestações da RNT nas quais a capacidade da RND é inferior à capacidade da rede montante. Nestas redes, poderá ser possível ao Promotor ligar na RND através de PCAT em linhas AT existentes entre subestações RNT e instalações de serviço particular (solução requerida por vários produtores nos últimos

anos evitando a dificuldade construção de linhas), ou ligando diretamente em subestações RNT, ou procedendo à adaptação da rede AT montante, ou ainda ligar na rede existente caso sejam anulados de Pontos de Receção atribuídos de potência igual ou superior à requerida. No conjunto de 57 subestações da RNT, existem 24 que não dispõe de capacidade de receção, situação compreensível porque 70% da PRE que recai sobre a RNT foi ligada na RND, esgotando a capacidade de transformação MAT/AT e conseqüentemente limitando a ligação de mais potência na RND.

Para facilitar aos promotores a identificação das áreas de menor concorrência com pedidos passados apresenta-se a Tabela 2 do Anexo 9.C, informação de capacidade na RND agregada por SE RNT, a potência comprometida e a potência analisada em viabilidades, bem como se apresenta graficamente a informação de capacidade de receção da RND combinada com a de potência analisada e informada a produtores. Os mapas sugerem que as redes a sul do rio Tejo ficarão esgotadas com as viabilidades já analisadas, a norte do rio Tejo, no interior do país existem algumas redes com reduzida disponibilidade (áreas onde foi ligada a geração eólica), a norte do rio Tejo no litoral, não só a capacidade de receção é maior como também existe menor concorrência de potência analisada.

7. CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2019-2023

7.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo procede-se à caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período de 2019 a 2023. Descrevem-se, assim, os projetos individuais bem como os conjuntos de projetos (designados subprogramas) que, apesar de individualmente terem menor dimensão, por possuírem um objetivo comum estão agrupados e são analisados em conjunto, resultando num investimento agregado de maior dimensão¹⁷. Os valores de investimento apresentados neste capítulo são a custos primários.

Encontram-se, assim, descritos neste capítulo todos os principais projetos e subprogramas considerados neste Plano, em quaisquer dos cenários de investimento. É, ainda, apresentado o valor total previsto (a custos primários) e referidas as datas de conclusão, em cada um dos cenários de investimento onde estão incluídos.

No anexo 8 estão incluídas as fichas de caracterização dos principais projetos e subprogramas considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais¹⁸ e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2), sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários. Nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas estão incluídos no cenário 3, é apresentada a calendarização para este cenário.

Nas listas constantes dos anexos 11, 12 e 14 estão identificados todos os investimentos previstos em cada um dos cenários, i.e., para além dos principais investimentos atrás referidos, são ainda listados, em cada programa e subprograma de investimento, os valores agregados dos projetos não descritos individualmente.

Refira-se que os investimentos previstos nos últimos anos do período serão oportunamente reavaliados nas subseqüentes revisões do PDIRD-E, a efetuar de dois em dois anos, podendo sofrer alterações ou surgir novos investimentos.

Por razões de comodidade de representação no mapa de Portugal Continental, à escala 1:750.000, em formato A3, a apresentação dos principais projetos é feita neste plano por grandes zonas, correspondentes a cada folha do mapa:

¹⁷ São indicados os investimentos (projetos individuais ou subprogramas) de valor total igual ou superior a 500.000€ (a custos primários), bem como os projetos que dependem do ORT para a sua concretização (independentemente do seu valor de investimento).

¹⁸ Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

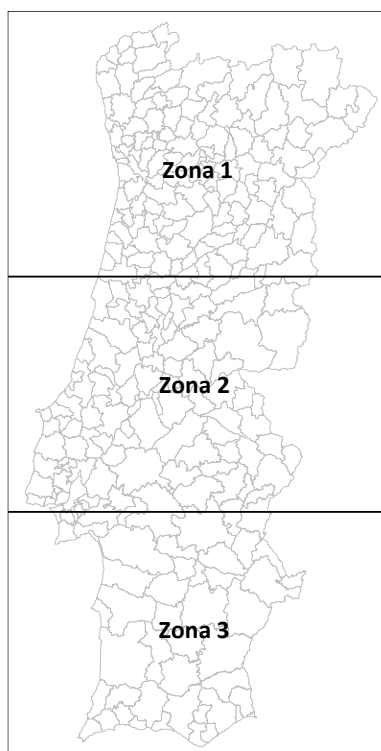


Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)

Nas zonas limítrofes os projetos são apresentados na zona, cujos objetivos servem, ou onde têm maior significado. No final são referidos os projetos relevantes de carácter geral, que abrangem a RND, no seu conjunto.

Em cada uma das zonas consideradas, a apresentação é ordenada pela finalidade principal de cada projeto. Há, no entanto, projetos que têm mais do que uma finalidade, sendo inevitável repetirem-se algumas vezes referências ao mesmo projeto. A organização por finalidade é a seguinte:

7.1.1 LIGAÇÃO À RNT

Agrupa os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação de existentes. A realização destes projetos é coordenada entre as concessionárias da RNT e da RND e corresponde tanto a objetivos de reforço e reestruturação da RNT como a necessidades de potência da RND.

Os projetos envolvendo a construção de painéis de linha em subestações da RNT não estão geralmente aqui incluídos, sendo antes apresentados segundo a finalidade a que se destinam as novas linhas a que eles se ligam.

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o operador da RNT.

Nas reuniões de coordenação dos planeamentos do ORD e do ORT, realizadas periodicamente, é assegurado o alinhamento de projetos que envolvem ambos os operadores, sendo assim incorporados neste Plano.

Caso haja alguma alteração posterior na execução deste Plano, a mesma será sempre efetuada de forma coordenada entre os operadores da RND e da RNT.

No anexo 16 inclui-se a lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização.

Os projetos de ligação à RNT mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.2 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO E DE CENTROS ELETROPRODUTORES

Engloba os projetos previstos de ligação de instalações de consumo e de produção à rede AT, ou através de subestações AT/MT especialmente construídas para proporcionar essa ligação, e que serão integradas na RND.

Dada a natureza destes projetos, a sua concretização depende naturalmente da iniciativa de terceiros. No PDIRD-E 2018 são referenciados os projetos acordados com os requerentes da ligação, que previsivelmente entrarão em serviço no período abrangido. Os custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo, de acordo com as regras em vigor. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor.

Os projetos de ligação de instalações de consumo e centros eletroprodutores mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.3 REFORÇO INTERNO DA RND

Sob este título é apresentada a maioria dos principais projetos de iniciativa da concessionária da RND, que têm por objetivo atender à evolução natural dos consumos e à melhoria da eficiência da rede, ao cumprimento dos padrões de segurança de planeamento e de qualidade de serviço. Incluem-se aqui novas linhas AT, novas subestações AT/MT e grandes projetos estruturantes de reforço da rede MT.

Neste âmbito estão, ainda, incluídos os projetos associados ao subprograma Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (ver capítulo 4.1.2 e ficha no anexo 8).

Os projetos de reforço interno da RND mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

7.1.4 MANUTENÇÃO E MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Inclui os projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para melhoria dos indicadores de qualidade de serviço e da qualidade da energia e redução das assimetrias entre regiões.

Para além de projetos genéricos para melhoria da qualidade de serviço, estão definidos subprogramas no programa de investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica orientados especificamente para:

- garantia N-1 às sedes de concelho
- melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST
- aumento da resiliência das linhas aéreas
- reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

Estes subprogramas encontram-se detalhados no capítulo 4.1.3. São, ainda, descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui, também, os valores respetivos previstos no Plano.

Os investimentos do programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica variam consoante o cenário de investimento, nomeadamente tendo em consideração os diferentes objetivos de qualidade de serviço técnica definidos para cada um deles. O investimento neste programa mantém-se nos cenários 1 e 2, sendo superior no cenário 3.

Adicionalmente, refere-se ainda aqui o programa Automação e Telecomando da Rede MT (inclui projetos não descritos individualmente de instalação e realocação de pontos de telecomando), pelo seu elevado contributo para a melhoria qualidade de serviço técnica. Este programa encontra-se, também, mais detalhado no capítulo 4.1.3 e a ficha respetiva é incluída no anexo 8. O investimento neste programa mantém-se nos cenários 1 e 2, sendo superior no cenário 3.

7.1.5 RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS

O elevado número de ativos técnicos da rede obriga à adoção de políticas e critérios de gestão adaptados a cada classe de ativo, tendo em conta as especificidades próprias e a sua envolvente.

A EDP Distribuição monitoriza e avalia a condição técnica dos ativos, utilizando os diversos tipos de manutenção, maximizando o seu bom desempenho e minimizando o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, melhorando assim a qualidade de serviço.

Para avaliar as necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos foi elaborado um estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento em renovação e reabilitação de ativos a incluir neste Plano.

Deste estudo relevam-se os seguintes aspetos:

- Para os ativos transformadores AT/MT e linhas AT, cuja monitorização é mais cuidada, o risco é minimizado e, por isso, aceita-se um aumento da sua idade média sem comprometer os objetivos de qualidade de serviço.
- Na rede MT considera-se a continuidade de substituição de ativos de seções reduzidas, que não estejam dimensionados para a corrente de curto-circuito expectável nas redes em que estão integrados ou que apresentem envelhecimento elevado.
- Reabilitação de componentes associados a subestações AT/MT e postos de corte, nomeadamente sistemas de alimentação de corrente contínua, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço.
- Esforço de renovação de disjuntores, incidindo particularmente sobre os disjuntores a óleo. Foram, adicionalmente, identificados os disjuntores com poder de corte inferior à potência de curto-circuito em situação normal de exploração, cuja renovação será priorizada.

Estas considerações são válidas para os cenários 2 e 3 considerados nesta proposta de PDIRD-E 2018, relativamente aos investimentos previstos em renovação e reabilitação de ativos AT/MT, e para os quais contribuem diversos programas de investimento (o estudo considera uma contribuição percentual estimada de diversos programas para esta componente). Relativamente ao cenário 1, cujo investimento é mais reduzido, obriga a um acompanhamento mais cuidadoso da evolução dos indicadores de desempenho dos ativos, por acarretar um risco maior de redução dos níveis de fiabilidade dos equipamentos devido ao seu envelhecimento mais acentuado.

Apresenta-se, na figura seguinte, o gráfico com a idade média por classe de ativo da RND, verificada em 2016 e previsão para 2023, para os três cenários de investimento em renovação e reabilitação de ativos AT/MT analisados no referido estudo. O cenário de investimento proposto neste Plano (cenário 2) situa-se entre os cenários intermédio e inferior do estudo.

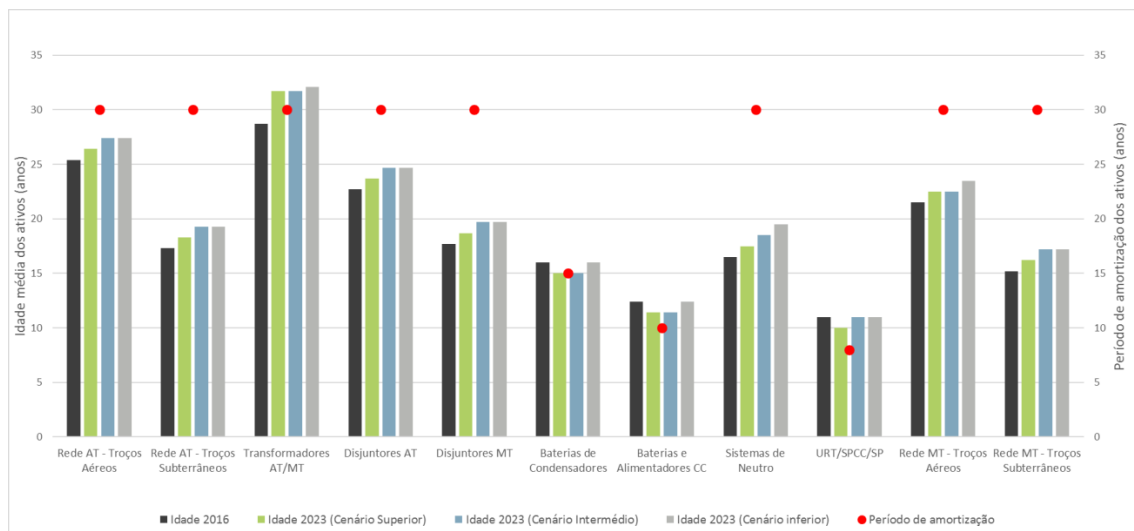


Figura 7.2: Idade média de classes de ativos da RND verificada em 2016 e previsão para 2023 para os três cenários de investimento analisados no estudo (anexo 9.A)

Conhecendo como os ativos envelhecem ao longo do seu ciclo de vida é possível determinar o momento mais adequado para efetuar as intervenções necessárias à reposição da sua

condição técnica, seja através de ações de beneficiação, reabilitação ou substituição (renovação).

A metodologia utilizada para priorizar as propostas de investimentos a realizar no programa Renovação e Reabilitação de Ativos é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade para cada um dos ativos. Esta metodologia foi apresentada no PDIRD-E 2016, mantendo-se a sua aplicação na presente proposta de PDIRD-E 2018.

Após uma primeira análise, para identificar os ativos com uma condição técnica menos satisfatória, é calculado o Índice de Falha para cada um dos ativos, que quantifica o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha. Este índice é obtido ponderando o Índice de Saúde com o Índice de Fatores Externos.

São então selecionados os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado e avaliados os impactos, associados à sua falha, nos valores de negócio da Empresa.

Seguidamente é determinado o Índice de Criticidade associado à falha de cada um dos ativos selecionados, permitindo ordenar os ativos com condição considerada insatisfatória em função da quantificação da criticidade.

A determinação do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da EDP Distribuição tem como base a utilização de uma Matriz de Risco.

Uma vez identificados os ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade), são estudadas alternativas que permitam mitigar o risco e trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Os ativos em que esta mitigação possa ser conseguida através da atuação no Índice de Falha são objeto de estudo, para identificação de propostas a integrar o programa de investimento Reabilitação ou Renovação de Ativos.

Os projetos de investimento incluídos no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT foram selecionados tendo em consideração o Índice de Criticidade calculado, bem como os objetivos definidos para a qualidade de serviço e otimizando as diferentes intervenções numa mesma instalação.

Esta metodologia, permite efetuar uma melhor alocação dos recursos, renovando os ativos ou prolongando a sua vida, e assegurando bons desempenhos com custos justificados e risco controlado.

A EDP Distribuição, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos, está a desenvolver ferramentas de análise da condição de ativos com instituições académicas (anexo 9.E).¹⁹ A EDP Distribuição está, também, a desenvolver o projeto JUMP, o qual permitirá a

¹⁹ Apresenta-se em anexo o sumário executivo do projeto PATH – Predictive Transformer Health, desenvolvido com o INESC TEC, dirigido ao aperfeiçoamento da metodologia de avaliação da condição e fiabilidade de transformadores AT/MT e prevê-se o lançamento, durante o corrente ano, do projeto HEAD - HEath Index for Assets of the Distribution Network, com a mesma

recolha de um maior volume de dados associados à gestão de ativos técnicos, facilitando o desenvolvimento e implementação de metodologias avançadas de gestão de ativos.

Pretende-se, neste Plano, recuperar os níveis de investimento em renovação e reabilitação de ativos para níveis considerados adequados, nomeadamente face ao adiamento de investimento neste âmbito considerado na proposta final do PDIRD-E 2016.

Considera-se que os cenários 2 e 3 de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018 estão em linha com as necessidades de investimento estimadas e de acordo com os pressupostos do estudo atrás referido “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT” (anexo 9.A).

Embora o valor global de investimento em renovação e reabilitação de ativos do cenário 2 seja um pouco inferior, tendo em conta o esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede, considera-se que o risco é mitigado.

No caso do cenário 1, este investimento é consideravelmente inferior, pelo que o aumento do risco de colapso total de instalações é significativo, o que poderá ter um forte impacto na qualidade de serviço percebida.

O programa de investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT inclui vários subprogramas, com objetivos específicos, e que se encontram descritos no ponto 7.3. São ainda descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui também os valores respetivos previstos no Plano.

Os investimentos deste programa variam consoante o cenário de investimento, mantendo-se igual nos cenários 2 e 3 e sendo inferior no cenário 1.

7.1.6 AUTOMAÇÃO DE SE E MODERNIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO COMANDO E CONTROLO

O programa Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo tem como principal objetivo melhorar a qualidade de serviço e a fiabilidade da rede, diminuindo a frequência e duração dos incidentes. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes:

- i. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas necessidades de investimento, referentes a situações

instituição, destinado a aperfeiçoar as metodologias de avaliação da condição de órgãos de corte (disjuntores e seccionadores), linhas e cabos, e TP MT/BT.

de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

As principais intervenções nesta componente prendem-se com a substituição de SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT, e permitem para além da modernização dos ativos a incorporação de novas funcionalidades de proteção e automatismos idênticas às das novas instalações.

- ii. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Em termos globais, a componente associada a substituição de ativos assume-se com um peso significativamente superior à componente de atualização e modernização, captando aproximadamente 90% do investimento do programa, derivado essencialmente da necessidade de substituição de SPCC e URTA e do elevado custo associado a intervenções desta natureza.

Dada a sua importância, as necessidades de investimento em substituição de sistemas SPCC e URTA foram analisados no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rubrica contemplados no período 2019-2023.

Nestas substituições, a EDP Distribuição tem vindo a optar por instalar SPCC, mesmo no caso de substituição de URTA, visto que o SPCC é uma solução mais completa e integrada.

Assim, o subprograma “Substituição de URTA” previsto no PDIRD-E anterior será concluído até 2020, sendo a partir deste ano todas as intervenções neste âmbito consideradas no subprograma “Substituição de SPCC”.

No presente PDIRD-E, e para o cenário 2 proposto, no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo está prevista a instalação de cerca de 48 SPCC (para substituição de SPCC ou URTA) e de 14 URTA, a que corresponde um total de cerca de 17,9M€. Adicionalmente, está ainda prevista a instalação de 4 SPCC no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, integrada na remodelação de QMMT.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

É assim garantida a continuidade da atualização e modernização de sistemas de proteção, comando e controlo nas instalações da RND neste programa, para além de outros investimentos de âmbito mais genérico previstos realizar noutros programas, no período deste Plano.

O programa de investimento em Automação de SE e Modernização dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo inclui os subprogramas atrás referidos, com objetivos específicos, e que

se encontram descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui também os valores respetivos previstos no Plano (Ficha nº 14).

Os investimentos deste programa variam consoante o cenário de investimento, mantendo-se igual nos cenários 2 e 3 e sendo inferior no cenário 1.

7.2 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS

7.2.1 ZONA 1

No período 2019-2023, nesta zona, está prevista a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO (2019), desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019- linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE.

Ligação ao PdE - V N Famalicão (Fichas nº 27 e nº 44)

Para fazer face ao crescimento dos consumos na zona Noroeste do distrito do Porto (concelhos de Vila do Conde e Póvoa de Varzim), atualmente alimentados por três linhas AT a partir do injetor Vermoim, foi prevista a necessidade de construção de um novo ponto de entrega MAT/AT.

A localização para o novo PdE desviou-se do propósito inicial, passando o novo PdE a apoiar mais a rede de distribuição AT alimentada pelo PdE REN- RIBA D'AVE. O projeto de ligação do PdE REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO à RND prevê a construção de 4 linhas AT, ligando, numa 1ª fase, às subestações LOUSADO e REQUIÃO, numa 2ª fase, às subestações BEIRIZ e VILA DO CONDE. Na 1ª fase do projeto de ligação ao injetor REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO é desativado um troço de aproximadamente 7 km da linha Lousado – Requião, estabelecida em 1973. Na sua constituição, os projetos mantêm-se inalterados face aos previstos no PDIRD-E 2016. Em resultado dos estudos de traçado e dos projetos de estabelecimento já efetuados foram revistas as estimativas de custo, observando-se um aumento médio de 16%.

Investimento previsto da 1ª fase- 1.744 k€; ano de conclusão- 2019.

Investimento previsto da 2ª fase- 2.734 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Linha AT Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva - Separação de ternos (Ficha nº 29)

Com o objetivo de aumentar a fiabilidade da rede AT na alimentação das subestações de São Romão de Neiva (concelho de Viana do Castelo) e de Fonte Boa (concelho de Esposende), eliminando a falta de reserva N-1. Nesta zona, a rede AT está sujeita a frequentes incidentes

de curta duração, a que a duplicação de circuitos vai tornar imune a alimentação dos consumos.

O projeto consiste na separação dos ternos da linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva, constituindo dois circuitos independentes. Implica a disponibilização de um painel de linha AT, previsto pelo concessionário da RNT na sua subestação de Vila Fria, e a instalação de um painel de linha AT na subestação de São Romão de Neiva. A separação da linha em dois circuitos, explorados em paralelo, imuniza a rede às interrupções de curta duração, provocadas pela avifauna.

O projeto prevê a possibilidade de evolução futura para a construção de uma nova linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva II, duplicando a capacidade de transporte, se a evolução das cargas o justificar.

Investimento previsto - 242 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.1.1 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores

Desde o final de 2016 foram ligadas à rede AT três novas instalações de consumo, uma no concelho de Águeda, através do posto de corte do Casarão, uma no concelho de Ribeira de Pena, através do posto de corte de Fonte do Mouro e a terceira, no concelho de Ovar, que ficará definitivamente ligada através do novo posto de corte de Cortegaça. Até ao final do ano 2018 prevê-se a ligação AT de uma instalação de consumo à subestação de Bustos, no concelho de Oliveira do Bairro.

Relativamente a instalações de produção de dimensão significativa, após a apresentação do PDIRD-E 2016, foi ligado um aproveitamento hidroelétrico no concelho de Viseu. Até ao final de 2018 prevê-se a ligação de um parque eólico no concelho de Tarouca. As condições de ligação deste centro eletroprodutor prevêem o reforço da rede AT junto ao PdE REN-VILA POUCA DE AGUIAR, por forma a transferir para esta zona de rede a totalidade da produção eólica ligada na subestação de Soutelo (RND) e libertar na rede associada ao PdE REN-VALDIGEM a capacidade de receção correspondente para o parque eólico previsto.

No período abrangido pelo PDIRD-E 2018 prevê-se a ligação de novas instalações de produção nos concelhos de Penacova e Viseu, com a potência instalada total de 61 MW. Existem várias intenções de ligação de instalações de consumo e de outras instalações de produção à RND, cujas soluções de ligação foram estudadas e transmitidas aos respetivos promotores.

Mantém-se a viabilidade de ligação de um centro eletroprodutor eólico “*offshore*”, com a potência de ligação de 25 MVA, na subestação de Monserrate, concelho de Viana do Castelo, em conformidade com uma das soluções previstas na Resolução do Conselho de Ministros Nº 81-A/2016, caso venha a ser essa a opção considerada.

7.2.1.2 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concluídos nesta zona importantes reforços da RND, dos quais se destacam 3 novas subestações AT/MT:

- MOGUEIRAS, no concelho de Arcos de Valdevez
- CASAL DE CINZA, no concelho da Guarda
- AÇOREIRA, no concelho de Vila Nova de Foz Côa

Para fazer face à evolução dos consumos previsíveis em zonas industriais, resultantes das sucessivas ligações de novos consumidores, foram avaliadas as necessidades de construção de novos pontos de injeção AT/MT. Na sequência desta avaliação, no período abrangido pelo PDIRD-E 2018, estão previstas duas novas subestações AT/MT:

- VILA NOVA DE CERVEIRA, no concelho de Vila Nova de Cerveira
- ZONA INDUSTRIAL LANHESES, no concelho de Viana do Castelo

No PDIRD-E 2016 foi prevista a construção da subestação GONDIFELOS, na fronteira do concelho de Barcelos com o de Vila Nova de Famalicão, com o objetivo de suprir os constrangimentos detetados na zona ocidental deste concelho, onde existem pontos de consumo dispersos e com dimensão significativa, cuja alimentação em média tensão atingia valores limite de queda de tensão. Fruto da ligação de um centro eletroprodutor nessa zona e do aproveitamento das infraestruturas de ligação construídas, as condições de alimentação desses consumos melhoraram e permitiram o adiamento da construção da nova subestação para depois do PDIRD-E 2018.

Face à redução de consumos verificada e o reforço de potência na SE SOUSA, concelho de Felgueiras, previsto no PDIRD-E 2016, é adiado, tendo os constrangimentos na rede sido mitigados pela execução de outros projetos na rede MT com impacto na melhoria de qualidade de serviço e fiabilidade das redes.

Nova subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira (Ficha nº 30)

No concelho de Vila Nova de Cerveira, na fronteira com o concelho de Valença, existe uma zona de concentração de consumos significativos, com uma carga de ponta de aproximadamente 9 MW. Estes consumos são alimentados pela rede 15 kV da subestação de Valença, situada a 8 km. Por outro lado, a sede do concelho de Vila nova de Cerveira (2,5 MW de ponta) é alimentada pela SE France, com uma carga natural de consumo que ultrapassa a potência nominal do único transformador aí instalado.

Das alternativas analisadas, entre diversos locais, verificou-se que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA, no local de maior concentração de cargas tem benefícios que justificam o investimento. A futura subestação será inserida na rede AT, na linha ORBACÉM - VALENÇA.

O projeto assegura a bialimentação da sede do concelho de Vila Nova de Cerveira, atualmente dependente da subestação de France.

Investimento previsto - 2.493 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses (Ficha nº 31)

No Parque Empresarial de Lanheses, na fronteira do concelho de Viana do Castelo com o concelho de Ponte de Lima, existe uma zona industrial que tem vindo a crescer com novos pontos de consumo significativo. Desde 2016 o aumento da potência instalada de novos pontos de consumo aumentou cerca de 8 MVA, somando a potência requisitada 6,2 MVA. Atualmente, a potência instalada no Parque já ultrapassa 17 MVA. Estes consumos são alimentados pela rede 15 kV das subestações FEITOSA (Ponte de Lima) e SANTA MARTA DE PORTUZELO (Viana do Castelo), situadas a 9 km e 10 km, respetivamente.

Das alternativas analisadas, entre diversos locais, verificou-se que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x20 MVA, inserida na rede AT, na linha VILA FRIA - FEITOSA.

O projeto assegura a bialimentação dos consumos no eixo Santa Marta de Portuzelo – Ponte de Lima.

Investimento previsto - 2.497 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Linha AT Turiz – Amares (Ficha nº 28)

A subestação AT/MT de Turiz, Vila Verde, encontra-se ligada em antena por uma linha com origem no injetor Oleiros (RNT). A carga da subestação, em hora de ponta, não consegue ser já socorrida pelas interligações de Média Tensão. A forma viável de garantir a reserva N-1 do circuito de alimentação AT e ao mesmo tempo de aumentar a utilização da linha que liga ao injetor da RNT é construir uma linha AT, interligando as subestações Turiz e Amares. A alternativa de construir uma 2ª linha a partir do PdE REN- OLEIROS, com um custo global idêntico, mostrou-se menos eficaz.

Para além do benefício da bialimentação da SE Turiz, do projeto resultam ainda outros benefícios de exploração: redução de perdas e aumento de estabilidade da malha envolvendo as subestações de S. João de Ponte e Lamações.

Em resultado dos estudos de traçado já efetuados foram revistas as estimativas de custo.

Investimento previsto - 1.963k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Alimentação AT da SE Amarante (Ficha nº 43)

A subestação de Amarante, com uma ponta de consumo de 22 MW, é alimentada a partir da subestação de Felgueiras por um circuito de linha AT com aproximadamente 15 km de comprimento, estando a menos de 10 km desta última. Aproximadamente 5 km a Norte da SE AMARANTE passa a linha AT LN60 1464 PC Campanhó-Felgueiras, que transporta a energia produzida por dois parques eólicos, com a potência instalada de 66,7 MW, para a subestação de Felgueiras.

O projeto de alteração da alimentação AT da subestação de Amarante consiste na interligação desta subestação com a linha acima referida. A redução do comprimento do circuito de alimentação, bem como a sua maior secção dos condutores e a intersecção da energia produzida pelos centros eletroprodutores, conduz a benefícios de redução de perdas que justificam o investimento.

Para além do benefício de redução de perdas, a exploração em paralelo com a linha atual de alimentação, confere à subestação de Amarante uma alimentação ininterrupta, reduzindo as interrupções de fornecimento de energia. Das alternativas estudadas, a solução selecionada permite evoluir para uma 2ª fase de reforço da ligação ao PdE REN-FAFE, quando o crescimento dos consumos o justificar.

Pela natureza dos benefícios criados, o projeto é incluído no subprograma de redução de perdas AT/MT.

Investimento previsto - 781 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.1.3 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Nova saída 15 kV da SE Felgueiras (Ficha nº 32)

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular aumentar a fiabilidade da alimentação à sede do concelho de Felgueiras, foi previsto o reforço da rede MT que inclui a construção de um novo circuito da subestação e a separação do andar MT em dois semibarramentos.

Com a realização do projeto assegura-se a alimentação dos consumos no caso de indisponibilidade de qualquer dos barramentos 15 kV, que a configuração atual da subestação não permite explorar separadamente.

Este projeto é realizado em conjunto com o projeto de renovação do SPCC da subestação de Felgueiras (ficha nº 45), obtendo-se sinergias das intervenções em simultâneo.

Investimento previsto - 423,5 k€; ano de conclusão- 2020.

Este projeto não foi descrito individualmente no PDIRD-E 2016 por ter um valor de investimento previsto inferior a 500k€, encontra-se descrito neste PDIRD-E 2018 uma vez que é o projeto que falta realizar no âmbito do subprograma Garantia N-1 às sedes de concelho.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Reforço da rede MT da subestação de Tondela (Ficha nº 59)

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular diminuir o nº de incidentes em dias com fenómenos climáticos adversos, na rede abastecida pela saída “Caramulo” da subestação de Tondela. Este circuito tem mais de 100 km de extensão de rede aérea estabelecida em zona florestal.

O projeto consiste em repartir a o circuito atual em dois, reduzindo o impacto de cada incidente, e reforçar cerca de 14 km de rede aérea de secção reduzida (cobre de 10 mm² e alço de 30 mm²), que se revela demasiado débil para resistir às intempéries e à projeção de ramos de árvores.

Investimento previsto - 615 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.1.4 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso (Ficha nº 33)

A subestação do Lindoso entrou em serviço em 1922. O equipamento do andar MAT é dos mais antigos em serviço, do início dos anos 50. Os disjuntores são do tipo de ar comprimido e já há muito ultrapassaram o fim da sua vida útil, tendo originado avarias frequentes, a última das quais provocou a indisponibilidade definitiva do andar de 15 kV. O projeto foi incluído no PDIRD-E 2014, estando previsto concluir em 2016, antes do início do período do PDIRD-E 2016, mas acabou por ser adiado devido a essa avaria. A solução de reposição do serviço passa pela extinção do andar 15 kV, passando a alimentação da rede MT para as subestações vizinhas, Touvedo e Mogueiras, recentemente colocada em serviço.

O projeto prevê a substituição do equipamento de corte 130 kV e simplificação da configuração da instalação, que passará a desempenhar apenas a função de ponto injetor MAT/AT, com o transformador 130/60 kV de 63 MVA, existente.

Investimento previsto - 561 k€; ano de conclusão- 2019.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar AT da SE Guimarães (Ficha nº 34)

A subestação de Guimarães entrou em serviço em 1959, mantendo algumas estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos da cidade de Guimarães, com uma ponta de 44 MW.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 2 painéis de linha, 2 de transformador e interbarras. Os transformadores, atualmente 3x20 MVA, 2 de 1966 e um de 1976, serão substituídos por novos, 2x31,5 MVA.

Investimento previsto - 2.445 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar MT da SE Fafe (Ficha nº 38)

A subestação de Fafe, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1986. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1982 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Fafe alimenta consumos nos concelhos de Fafe e Guimarães, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semi-barramentos.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

Investimento previsto- 1.400 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão (Ficha nº 35)

A subestação de Pinhão, no concelho de Alijó, entrou em serviço em 1982. Os equipamentos AT e MT, de origem, exceto ampliação do andar MT realizada em 2006, são do tipo exterior, cada andar com a configuração de duplo barramento. Os disjuntores, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1979 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Alijó, Sabrosa, São João da Pesqueira e Tabuaço, com uma ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição dos atuais andares 60 e 30 kV exteriores, simplificando a sua configuração.

Investimento previsto- 1.974 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar MT da SE Bustos (Ficha nº 48)

A subestação de Bustos, no concelho de Oliveira do Bairro, entrou em serviço em 1983. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Aveiro, Oliveira do Bairro e Vagos, com uma ponta de 16 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto - 1.145 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar MT da SE Barrô (Ficha nº 45)

A subestação de Barrô, no concelho de Águeda, entrou em serviço em 1990. O andar MT, de origem, é do tipo interior, constituído por quadro metálico. Os disjuntores MT, com meio de corte em SF6, são maioritariamente de 1988. O quadro metálico sofreu incidente grave (incêndio) e encontra-se muito degradado. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Águeda, Oliveira do Bairro e Anadia, com uma ponta de 25 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto - 1.083 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Reabilitação da rede AT do Porto (Ficha nº 46)

A rede AT de alimentação e as subestações Boavista e Monte dos Burgos, no Porto, tem cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados entre 1964 e 1972, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação da Boavista entrou ao serviço em 1964 e o andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. A subestação de Monte dos Burgos entrou ao serviço em 1970 e tem o mesmo tipo de configuração e tecnologia da subestação da Boavista. Em ambas as subestações os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1964 a 1968. Atualmente, as subestações Boavista e Monte dos Burgos alimentam consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 45 MW e 38 MW, respetivamente.

Conjugando as necessidades de renovação dos cabos subterrâneos e dos equipamentos AT das subestações Boavista e Monte dos Burgos, de entre as alternativas analisadas, optou-se por simplificar a estrutura da rede AT de alimentação dessas subestações, passando para uma configuração de bloco cabo - transformador e desativando os equipamentos do andar AT.

O projeto prevê o estabelecimento de um cabo isolado seco entre o posto de corte e seccionamento da Prelada e a subestação da Boavista, bem como a substituição dos transformadores nesta subestação 3x30 MVA, de 1964, por 2x40. Estes transformadores terão comutação do grupo de ligação do esquema atual na cidade do Porto (YNyn0) para o grupo de ligação normalizado nas restantes redes (YNd5). Relativamente à subestação de Monte dos Burgos, são alteradas as ligações por forma a obter a configuração de bloco cabo-transformador e desativado o andar AT.

Investimento previsto - 2.621 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21 de janeiro de 2018.

Renovação dos cabos AT entre a SE ANTAS e a SE Campo 24 Agosto (Ficha nº 47)

Os dois circuitos entre as subestações das Antas e do Campo 24 de Agosto, no Porto, são constituídos por cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados em 1975, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação do Campo 24 de Agosto entrou ao serviço na mesma data e alimenta consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 30 MW.

O projeto prevê o estabelecimento de dois circuitos em cabo isolado seco entre a subestação das Antas e a subestação do Campo 24 de Agosto e interligação com a subestação da Vitória, obtendo os circuitos Antas - Campo 24 de Agosto, Antas - Vitória e Prelada - Campo 24 de Agosto. Esta configuração aumenta a fiabilidade da rede AT de alimentação às subestações do Campo 24 de Agosto e da Vitória, tornando-as imunes a indisponibilidades dos injetores, quer da Prelada, quer das Antas.

Investimento previsto - 2.207 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar 60 kV da SE Seia (Ficha nº 62)

A subestação de Seia, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1950. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, foram substituídos em 2009 e não serão objeto de intervenção neste projeto. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Seia, com uma ponta de 13 MW. O seu andar AT é um importante posto de corte e seccionamento, que interliga a rede com o PdE REN-VILA CHÃ e reúne a produção dos aproveitamentos hidroelétricos da Serra da Estrela, com a potência instalada total de 57,6 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e seccionadores que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 590 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar AT da SE Custóias (Ficha nº 49)

A subestação de Custóias, concelho de Matosinhos, entrou em serviço em 1981, O andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são fabrico anterior ao da subestação (1959 e 1968) e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Matosinhos, com uma ponta de 32 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente e dos equipamentos identificados que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 550 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do Andar MT da SE Esgueira (Ficha nº 50)

A subestação de Esgueira, no concelho de Aveiro, entrou em serviço em 1987. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1985 e estão no fim da sua vida útil. Existe ampliação do andar 15 kV, realizada em 2004. Atualmente, a subestação de Esgueira alimenta consumos nos concelhos de Aveiro e de Albergaria, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos, integrando a ampliação realizada em 2004.

Investimento previsto - 1.270 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e3) e 2024 (cenário 1).

O ano de conclusão mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

Renovação dos Andares 60 e 15 kV da SE Chaves (Ficha nº 36)

A subestação de Chaves, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1984. As estruturas dos andares AT e MT (15 kV), de origem, são do tipo exterior, constituídos por duplos barramentos. Os equipamentos são maioritariamente do ano de entrada em serviço. Em 2006 houve uma ampliação do andar 15 kV, em quadro metálico blindado, que será integrado na solução. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente no concelho de Chaves e marginalmente, nos concelhos de Montalegre e Valpaços, com uma ponta de 29 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos, seccionadores e disjuntores identificados e que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente. Relativamente ao andar 15 kV, prevê a substituição do existente por quadro metálico blindado, interagindo a ampliação feita em 2006.

Investimento previsto- 1.500 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação andar 60 kV SE Macedo Cavaleiros (Ficha nº 37)

A subestação de Macedo de Cavaleiros, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1957. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por um único barramento. Os equipamentos são maioritariamente de 1978, existindo alguns, como os disjuntores dos painéis de linha, que foram substituídos em 1998. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Macedo de Cavaleiros e Alfândega da Fé, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 900 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do Andar 60 kV da SE Fonte Boa (Ficha nº 39)

A subestação de Fonte Boa, no concelho de Esposende, entrou em serviço em 1984. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os equipamentos são do ano da entrada em serviço, exceto o painel 501, que foi construído em 2009. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Esposende e de Barcelos, com uma ponta de 25 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos que estão em fim de vida útil (o painel 501 não será objeto de intervenção).

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

Renovação do Andar 30 kV da SE Bragança (Ficha nº 40)

A subestação de Bragança, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1983. A estrutura do andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento, configuração que não é utilizada nas subestações atuais. Os equipamentos são do ano da entrada em serviço, tendo atingido o fim da vida útil com índice de risco inaceitável, em particular os disjuntores, que são de pequeno volume de óleo. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Bragança, Vimioso e Vinhais, com uma ponta de 31 MW.

O projeto prevê a substituição do parque exterior 30 kV existente por um quadro metálico blindado, interior, com a configuração de dois semi-barramentos.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia (Ficha nº 51)

A subestação de Vila Nova de Gaia, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1970. A estrutura do andar 15 kV, de origem, é do tipo interior, constituído por duplo barramento. As estruturas e a maioria dos equipamentos (seccionadores, transformadores de medida) são do ano da entrada em serviço da subestação e parte dos disjuntores são de 1988, tendo atingido o fim da vida útil (exceto alguns disjuntores substituídos recentemente). Atualmente,

a subestação alimenta consumos principalmente no concelho de Vila Nova de Gaia, com uma ponta de 38 MW.

O projeto prevê a substituição do parque exterior 15 kV existente por um quadro metálico blindado, com a configuração de dois semi-barramentos.

Investimento previsto- 1.000 k€; ano conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume (Ficha nº 41)

A subestação de São Martinho de Dume, no concelho de Braga, entrou em serviço em 1984. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os equipamentos são maioritariamente do ano da entrada em serviço, exceto dois disjuntores de 1999. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Braga e de Vila Verde, com uma ponta de 32 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos em fim de vida útil, que foram identificados com índice de risco inaceitável.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

7.2.1.5 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renovação do SPCC da subestação das Antas (Ficha nº 54)

O SPCC da subestação das Antas, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 23 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 765 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do SPCC da subestação da Boavista (Ficha nº 53)

O SPCC da subestação da Boavista, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do SPCC da subestação de Paranhos (Ficha nº 52)

O SPCC da subestação de Paranhos, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 28 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 675 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do SPCC da subestação da Vitória (Ficha nº 55)

O SPCC da subestação da Vitória, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 19 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 538 k€; ano de conclusão- 2020.

O projeto foi antecipado face ao PDIRD-E 2016 por forma a obter-se a eficiência da simultaneidade com a realização do projeto de reabilitação da Rede AT do Porto (ficha nº 49).

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renov SPCC SE Felgueiras (Ficha nº 42)

O SPCC da subestação de Felgueiras, concelho do mesmo nome, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

O projeto foi antecipado por forma a obter-se a eficiência da simultaneidade com a realização do projeto de construção de uma nova saída 15 kV (ficha nº 34).

Investimento previsto - 504 k€; ano de conclusão- 2020.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do SPCC da subestação de Varosa (Ficha nº 64)

O SPCC da subestação de Varosa, concelho de Lamego, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.2 ZONA 2

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

7.2.2.1 Ligação à RNT

Nesta zona, no período 2019-2023 não está prevista a abertura de novos PdE da RNT para reforço da ligação à RND. Mantém-se o projeto de reforço da ligação ao PdE REN-CASTELO BRANCO, cuja necessidade é agora reforçada com o aumento de consumo de uma unidade industrial no concelho de Vila Velha de Ródão que, por esse motivo, passa a ser alimentada pelo PdE REN-CASTELO BRANCO.

Reforço da ligação ao PdE REN-CASTELO BRANCO; linha CASTELO BRANCO (REN) – TALAGUEIRA II (Ficha nº 56)

Atualmente, existe potência não garantida instantânea aquando da falha da linha AT dupla Castelo Branco (REN) – Talagueira, provocando uma interrupção de curta duração às subestações Talagueira, Castelo Branco e Senhora da Graça. Na sequência do aumento de potência de consumo e de geração numa instalação fabril no concelho de Vila Velha de Ródão, a alimentação desta instalação, da subestação de Vila Velha de Ródão e das duas instalações de consumo AT a esta ligadas é transferida para o PdE REN-CASTELO BRANCO. Na única linha de interligação do PdE com a subestação da Talagueira a ponta de carga poderá atingir 90 MW, representando um bloco de carga com dimensão suficiente para ser bialimentado com redundância permanente (cumprimento dos padrões de segurança de palneamento).

O projeto consiste na construção de uma nova linha Castelo Branco (REN) – Talagueira II e na adaptação do sistema de proteções para funcionamento dos dois circuitos (novo e existente) em paralelo.

Investimento previsto - 507 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.2.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores

Nesta zona, durante 2017, foram ligadas à RND em AT duas novas instalações de consumo, no concelho de Mangualde (instalação antes alimentada em MT) e no concelho de Vila Velha de Ródão (instalação nova), e uma instalação de produção hidroelétrica, no concelho de Viseu. Durante 2018 prevê-se a ligação à rede AT de uma instalação de consumo no concelho de Porto de Mós e o desenvolvimento da solução para aumento da potência de consumo e de produção numa unidade industrial existente no concelho de Vila Vela de Ródão. Este processo conduz a alteração da configuração da rede, aumentando a área de influência do PdE REN-CASTELO BRANCO.

Durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2018 está prevista a ligação de várias instalações de produção renovável, biomassa, eólica e fotovoltaica, com a potência de ligação de aproximadamente 80 MW. Existem várias intenções de ligação de instalações de produção à rede AT, principalmente centrais fotovoltaicas, mas não estão firmes as intenções de concretização no período de 2019-2023.

Ligação de aproveitamentos da energia das ondas na Zona Piloto

Por Decreto-Lei, o ORD tem a incumbência de construir as infraestruturas necessárias para proporcionar a receção na RND de 80 MVA de potência de geração.

A solução em análise não sofreu evolução, aguardando-se pela eventual retoma pela entidade gestora do aproveitamento. O ORD procederá em tempo à construção das infraestruturas que lhe estão cometidas por obrigação legal, no prazo e na dimensão, de acordo com as necessidades da entidade gestora.

7.2.2.3 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concluídos, nesta zona importantes, reforços da RND, dos quais se destacam 2 novas subestações AT/MT:

- GODIGANA, no concelho de Sintra
- CERÂMICA, no concelho de Arraiolos

Prevê-se ainda durante 2018 a conclusão da linha AT de interligação entre as subestações Pedrógão e Sertã, que irá aumentar significativamente a fiabilidade de alimentação dos consumos assegurados por estas subestações, das quais se destacam a conclusão da reformulação das linhas no eixo PEREIRO (REN) - VILA ROBIM, para além das que se destinam à alimentação das novas subestações AT/MT.

Nesta zona, no período do PDIRD-E 2018 prevê-se concluir a construção das subestações:

- BENAVENTE, no concelho de Benavente
- PENA, no concelho de Lisboa

e, em função da evolução dos consumos, promover a construção de três novas subestações AT/MT:

- ZONA INDUSTRIAL SARZEDO, no concelho de Arganil
- ZONA INDUSTRIAL ALPIARÇA no concelho de Alpiarça
- CAPARIDE, no concelho de Cascais

Prevê-se ainda o reforço da rede AT com a ligação da subestação do Maranhão ao PdE REN-ESTREMOZ.

Nova subestação AT/MT em Benavente (Ficha nº 65)

A carga da subestação de Mexeeiro, concelho de Salvaterra de Magos, ultrapassa com frequência 70% da potência instalada, atingindo, em ponta, mais de 90%.

Entre as alternativas analisadas de reforço de potência na SE Mexeeiro e a construção de uma nova subestação perto da cidade de Benavente, optou-se pela 2ª por ser técnico-economicamente mais eficaz.

A solução prevista consiste na construção de uma nova subestação em Benavente (terreno disponível para o efeito), 60/30 kV, 1x20 MVA. A futura subestação será alimentada pela linha AT SE Carrascal – SE Mexeeiro, em anel.

Investimento previsto no projeto 2.346 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Nova subestação AT/MT Pena (ex-Martim Moniz) (Ficha nº 78)

Trata-se de um projeto cuja execução vem sendo sucessivamente a ser adiado e alterada pela falta de espaço autorizado para a construção da nova subestação. Esta situação tem causado limitações severas à exploração da rede e abastecimento dos consumos, patente nas elevadas taxas de utilização da potência instalada nas subestações do centro da cidade de Lisboa, em particular na subestação da Praça da Figueira, cujos transformadores, em momentos assíncronos, atingem sobrecarga.

A alimentação AT desta subestação será concretizada a partir do posto de seccionamento do Alto de S. João, ligado ao ponto de entrega da RNT. A subestação terá um transformador 60/10 kV, 40 MVA.

Foi equacionada uma solução alternativa de reforço de potência na subestação da Boavista, que se revelou técnico-economicamente menos eficaz.

Em termos técnicos, o projeto mantém-se conforme previsto no PDIRD-E 2016. Por motivo da não obtenção do terreno destinado à subestação, o projeto foi forçosamente adiado. No final de 2017, o terreno foi desbloqueado, tendo sido iniciada a construção, que será concluída já no período abrangido pelo PDIRD-E 2018.

Investimento previsto no projeto – 4.087 k€; ano de conclusão- 2019.

Por motivo da não obtenção do terreno destinado à subestação, o projeto foi forçosamente adiado face ao PDIRD-E 2016. A previsão de custo do projeto foi atualizada com os orçamentos mais recentes.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão (Ficha nº 77)

A subestação do Maranhão é atualmente alimentada pelo PdE REN- ZÊZERE, muito mais distante que o PdE REN- ESTREMOZ. Verificou-se que a construção de um troço entre a linha MARANHÃO -ALCÁÇOVA e o injetor REN- ESTREMOZ e, por forma a permitir a alimentação da subestação do Maranhão por este injetor reduz as perdas de energia, compensando o investimento.

O projeto consiste em construir um novo troço de linha AT, que, após revisão do estudo, será de aproximadamente 25 km, ligando o injetor REN- ESTREMOZ à linha AT existente Maranhão - Alcáçova. A maior extensão de linha a construir, de maior secção e resultante num comprimento menor do circuito, permite maior redução de perdas e desativar maior porção de linha existente (estabelecida em 1977), cuja condição está mais degradada. A ligação utiliza o painel libertado aquando da passagem definitiva para 400 kV da linha MAT ESTREMOZ (REN) - DIVOR (REN).

Foi analisada uma solução alternativa de ligação à subestação de Estremoz da RND, que se revelou uma solução alternativa técnico-economicamente menos eficaz.

Investimento previsto no projeto - 2.324 k€; ano de conclusão- 2021.

Resultante da maior extensão de linha a construir, face ao previsto no PDIRD-E 2016, o orçamento foi atualizado e a calendarização ajustada tendo-se adiado um ano a conclusão do projeto.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo (Ficha nº 57)

Na zona norte do concelho de Arganil, desenvolveu-se uma zona industrial com a ligação de várias unidades industriais, que no seu conjunto representam uma carga significativa, 5 MW em ponta, face à localização da subestação de Fronhas que a alimenta, a 8 km de distância. Existem troços de linha no limite da carga admissível e a tensão MT de alimentação no limite inferior regulamentar. Existe o risco de potência não garantida de abastecimento a novos consumos, em regime normal de exploração (todos os elementos da rede disponíveis). Por outro lado, a subestação de Fronhas, é uma subestação do tipo rural, alimentada por um circuito comprido, com 43 km, em antena, sujeita a frequentes interrupções.

Das 4 alternativas analisadas, incluindo uma circunscrita à extensão da rede MT, concluiu-se pelos seus melhores resultados técnico-económicos, que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x20 MVA, no local de maior concentração de cargas tem benefícios que justificam o investimento. A futura subestação será inserida em anel na rede AT, na linha TÁBUA (REN) – A. S. JOÃO.

O projeto assegura a bialimentação da sede do concelho de Arganil, atualmente dependente da subestação de Fronhas.

Investimento previsto - 2.390 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça (Ficha nº 66)

A subestação de Almeirim, que alimenta uma vasta zona dos concelhos de Almeirim, Alpiarça e Chamusca, atinge com frequência pontas de carga elevadas, superiores a 80% da potência instalada, com um dos transformadores, em momentos assíncronos, a atingir a sobrecarga. Os circuitos MT são extensos, comprimento médio 50 km e sujeitos a frequentes interrupções. O isolamento da região em termos de rede elétrica, devido à barreira natural do leito do rio Tejo, limita o recurso de outras redes.

Das alternativas analisadas, revelou-se técnico-economicamente mais sustentado, o projeto de construção de uma nova subestação 60/30 kV, 1x20 MVA, na zona industrial de Alpiarça, onde já existe uma linha construída com isolamento AT, explorada provisoriamente a 30 kV. Desta forma, o projeto resulta menos oneroso.

O projeto assegura a melhoria da alimentação dos consumos a norte da cidade de Almeirim, Alpiarça e Chamusca.

Investimento previsto - 1.970 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Nova subestação AT/MT Caparide (Ficha nº 79)

Foi identificada a necessidade de proceder ao reforço da injeção AT/MT em Cascais, e apontada uma localização para uma futura subestação no meio do retângulo definido pelas subestações Alcoitão, Estoril, Abóboda e Parede. A SE Caparide ficará já dentro da zona urbana, e por isso, será uma subestação fechada, insonorizada e alimentada por um cabo subterrâneo AT. Terá numa 1ª fase 40 MVA de potência instalada num único transformador.

Com a entrada em serviço da SE Caparide, será possível baixar o nível de carga das subestações Estoril e Parede, aumentando a segurança do abastecimento.

Investimento previsto no projeto - 3.617 k€; ano de conclusão- 2023.

Face à redução dos consumos verificada recentemente e às atuais previsões de crescimento moderado, a calendarização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016 tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD (Ficha nº 58)

A ponta dos consumos alimentados pela RND no concelho da Figueira da Foz ultrapassa frequentemente 80 MW (inclui duas instalações industriais ligadas em AT e as subestações de Gala, São Julião e Vila Robim). A alimentação desta carga pelos circuitos Lavos (REN) – PC Carvalhais – Gala – Lavos (REN) não garante o cumprimento do critério dos padrões de segurança de planeamento, que prevê alimentação ininterrupta para os blocos de carga com potência superior a 70 MW.

Para o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, das alternativas analisadas, surge mais económica a solução de reforço dos circuitos existentes, através do alteamento da linha por forma a poder ser explorada com temperatura dos condutores mais elevada, ou mesmo a substituição dos condutores, conforme seja construtivamente mais conveniente.

Investimento previsto - 1.060 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.2.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Nova saída MT da subestação de Candosa (Ficha nº 60)

Para melhorar a qualidade de serviço e garantir a bialimentação dos consumos na sede de concelho de Carregal do Sal, prevê-se a constituição de um novo circuito da subestação de Candosa para Carregal do Sal.

O projeto aumenta a fiabilidade da rede, reforçando a capacidade de transferência de cargas entre as subestações de Candosa e de Carregal do Sal, esta última com apenas um transformador, alimentado por uma linha AT em antena, estando sujeita a maiores tempos de indisponibilidade.

A solução é mais económica que qualquer alternativa viável de bialimentação pela rede AT.

Investimento previsto - 571 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova (Ficha nº 67)

Integrado no programa de redução das assimetrias de qualidade de serviço entre as linhas MT, prevê-se intervir na saída “Caia” da subestação Alcáçova, concelho de Elvas, que na média dos últimos anos teve um desempenho entre as piores, em particular, nos dias de clima adverso. O circuito, 30 kV, tem uma grande extensão de rede associada, cerca de 160 km. O nº de incidentes de curta duração é de 47 por ano (valor de 2013).

A fim de disponibilizar o painel de 30 kV na subestação de Alcáçova, promove-se a conversão da rede residual de 6 kV, 24 postos de transformação, para a rede de 30 kV, integrando-a na rede urbana da cidade de Elvas.

Adicionalmente, serão instalados órgão de corte na rede com capacidade de isolar redes em defeito, que em conjunto com o desdobramento da linha em 2 circuitos conduzirá a uma redução de 70% do nº de interrupções sentidas por cada consumidor.

Investimento previsto - 1.082 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista (Ficha nº 80)

Atualmente, as subestações que alimentam a zona ocidental de Lisboa (Belém e Restelo), principalmente Central Tejo, Zambujal e Boavista, são alimentadas pelo injetor Zambujal, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Zambujal, nesta zona da cidade, o projeto transfere a alimentação de um transformador em cada uma das subestações Central Tejo e Boavista para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Zambujal.

O projeto prevê o estabelecimento de dois ternos de cabo subterrâneo (5,3 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção do cabo Zambujal - Boavista I. Através da junção com os cabos existentes obtêm-se dois novos circuitos: Alto de São João - Boavista e Alto de São João Central Tejo, utilizando os cabos de dois dos circuitos Zambujal - Boavista e Zambujal - Central Tejo. Cada subestação fica então alimentada por injetores diferentes: Alto de São João e Zambujal.

Investimento previsto - 2.639 k€; ano de conclusão- 2019.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.

Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul (Ficha nº 81)

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto reforça a potência de um transformador na subestação Expo Sul e transfere a sua alimentação para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Moscavide. Este projeto é complementar ao projeto descrito a seguir.

O projeto prevê o estabelecimento de um terno de cabo subterrâneo (4,8 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção de um cabo de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo o circuito Alto de São João - Expo Sul

Investimento previsto - 2.060 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Cabo subterrâneo AT Aeroporto - Metro Calvanas (Ficha nº 82)

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto permuta o circuito de alimentação de um dos transformadores da subestação do Aeroporto com um dos circuitos de alimentação do Metro Calvanas (instalação de consumidor AT). Com este projeto, a alimentação da subestação do Aeroporto fica repartida por dois injetores: Carriche e Moscavide. Este projeto é complementar ao descrito anteriormente.

O projeto prevê o estabelecimento de dois ternos de cabo subterrâneo (3,5 km), entre a subestação do Aeroporto e a interseção dos cabos que alimentam a subestação de serviço particular, de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo os circuitos Carriche – Aeroporto e Moscavide – Metro Calvanas.

Investimento previsto - 1.950 k€; ano de conclusão- 2023.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.2.5 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar) (Ficha nº 69)

A subestação da Venda Nova, no concelho de Tomar, entrou em serviço em 1969. O andar 30 kV, de origem, é do tipo interior, isolado a ar, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, corte em SF6, são recentes. Atualmente, a subestação da Venda Nova alimenta consumos nos concelhos de Tomar e Ferreira do Zêzere, com uma ponta de 26 MW.

O projeto prevê a substituição do barramento, isoladores e equipamentos com a vida útil ultrapassada e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 1.018 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim (Ficha nº 68)

A subestação de Almeirim 60/30/15 kV entrou em serviço em 1979. O andar 30 kV é do tipo exterior, constituído por dois semibarramentos, cuja obra de renovação está em curso. O andar de 15 kV alimenta uma rede residual, com 2 circuitos e 15 instalações de consumo. É constituído por um quadro metálico, do ano da construção da subestação e de um tipo que tem sofrido muitos incidentes, devido a contornamentos. Os disjuntores 15 kV, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1978 e encontram-se com a vida útil esgotada. Atualmente, a subestação de Almeirim alimenta consumos nos concelhos de Almeirim e Chamusca, com uma ponta de 30 MW.

Dado o carácter residual da rede 15 kV, em alternativa à substituição do andar 15 kV existente por um quadro metálico blindado novo, o projeto prevê a conversão da rede e dos postos de transformação 15 kV para 30 kV e integração na rede existente neste nível de tensão.

Investimento previsto - 858 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar AT da SE Entroncamento (Ficha nº 70)

A subestação do Entroncamento entrou em serviço em 1972. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são

maioritariamente de 1974 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos dos concelhos do Entroncamento, Golegã, Torres Novas e Vila Nova da Barquinha, com uma ponta de 24 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 590 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar AT do PS Sobralinho (Ficha nº 84)

O posto de corte e seccionamento AT do Sobralinho, concelho de Vila Franca de Xira, entrou em serviço em 1976, mantendo o equipamento de 60 kV original. Os disjuntores 60 kV, de tecnologia de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1973 e encontram no fim da sua vida útil.

O posto de corte e seccionamento do Sobralinho alimenta a subestação de Alhandra a instalação de consumo AT, com uma ponta de carga conjunta de 70 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Carregado e Fanhões.

O projeto prevê a substituição dos equipamentos 60 kV, disjuntores e seccionadores, instalação de disjuntor inter-barras e reabilitação das estruturas.

Investimento previsto - 772 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião (Ficha nº 61)

A subestação de São Julião, concelho da Figueira da Foz, entrou em serviço em 1989. A estrutura do andar 15 kV é de origem, tipo interior isolado no ar, que se encontra no fim da sua vida útil. O andar AT é exterior e da mesma época. Atualmente, a subestação de São Julião alimenta consumos no concelho da Figueira da Foz, com a ponta de 14 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 1 barramento simples, e a simplificação do andar AT

adaptado para o funcionamento do bloco linha – transformador, com o equipamento de corte na subestação de Vila Robim, recentemente renovado.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do andar 15 kV da SE Alegria (Ficha nº 63)

A subestação da Alegria, concelho de Coimbra, entrou em serviço em 1952. Desde então passou por várias alterações. O andar 15 kV foi introduzido em 1978, cuja estrutura, do tipo interior isolado no ar (celas de alvenaria) se mantém. O equipamento de corte (disjuntores) é maioritariamente de 1986 e encontra-se no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos cidade de Coimbra, com a ponta de 32 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 1.300 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação do andar 60 kV da SE Pombal (Ficha nº 71)

A subestação do Pombal entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho do Pombal, com uma ponta de 28 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação andar 60 kV da SE São Vicente (Ficha nº 72)

A subestação do Pombal, concelho de Portalegre, entrou em serviço em 1974. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1985 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Portalegre, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com uma reconfiguração próxima do projeto de subestação tipo, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente e instalação de disjuntor interbarras.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver (Ficha nº 73)

A subestação de Belver, no concelho de Mação, entrou em serviço em 1972. O andar AT está integrado com a Central Hidroelétrica de Belver e os equipamentos AT são anteriores (desde 1967). O andar MT é de 1994, composto por um monobloco exterior, blindado em chapa, que se encontra em deficientes condições, derivado às intempéries. Atualmente, a subestação de Belver alimenta consumos nos concelhos de Mação, Abrantes e Gavião, com uma ponta de 7 MW.

O projeto prevê a renovação dos equipamentos de origem do atual andar 60kV, com a sua vida útil esgotada e a instalação de um novo andar MT, em edifício, com um novo quadro blindado modular, um barramento, e um novo sistema de proteção comando e controlo.

Investimento previsto - 1.700 k€; ano de conclusão- 2024.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar 10 kV da subestação de Torres Vedras (Ficha nº 74)

A subestação de Torres Vedras MT/MT, entrou em serviço em 1965. A estrutura do andar 10 kV é de origem, tipo celas de alvenaria, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Torres Vedras alimenta consumos no concelho do mesmo nome, com a ponta de 6,5 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão (Ficha nº 75)

A subestação do Maranhão, concelho de Avis, entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação

alimenta consumos nos concelhos de Avis, Mora, Ponte de Sôr e Sousel, com uma ponta de 12 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo (Ficha nº 76)

A subestação da Cruz do Campo, concelho do Cartaxo, entrou em serviço em 1966 O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973, 1979 e 1984, excepto ampliações, ou substituições recentes. Atualmente, a subestação da Cruz do Campo alimenta consumos nos concelhos da Azambuja e do Cartaxo, com uma ponta de 17 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro (Ficha nº 93)

A subestação do Vale Escuro, concelho de Lisboa, entrou em serviço em 1982. O andar MT é de origem, fabrico de 1981, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação do Vale Escuro alimenta consumos no concelho de Lisboa, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 950 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira (Ficha nº 94)

A subestação da Reboleira, concelho da Amadora, entrou em serviço em 1984. O andar MT é de origem, fabrico de 1982, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação da Reboleira alimenta consumos no concelho da Amadora, com a ponta de 19 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão (Ficha nº 85)

A subestação de Alcoitão, concelho de Cascais, entrou em serviço em 1976. O andar AT é de origem, tipo exterior. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente dos anos 70 e encontram-se no fim da sua vida útil (exceto ampliações mais recentes). O andar AT da subestação de Alcoitão serve também as subestações de Birre, Cascais e Estoril, tornando-se assim num ponto injetor.

Atualmente, a subestação de Alcoitão alimenta consumos no concelho de Cascais, com a ponta de 25 MW. A ponta do conjunto das subestações alimentadas pelo andar AT da subestação de Alcoitão é de 120 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil (6 disjuntores, DST, contactos dos seccionadores de terra) e do isolamento.

Investimento previsto - 800 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.2.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal (Ficha nº 95)

O SPCC do posto de seccionamento do Zambujal, concelho de Lisboa, está em serviço há 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 940 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão (Ficha nº 96)

O SPCC da subestação do Arco Carvalhão, concelho de Lisboa, está em serviço há 21 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 875 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renov SPCC SE Central Tejo (Ficha nº 97)

O SPCC da subestação da Central Tejo, concelho de Lisboa, está em serviço há 13 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 840 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renov SPCC SE Moscavide (Ficha nº 99)

O SPCC da subestação de Moscavide, concelho de Loures, está em serviço há 21 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões (Ficha nº 100)

O SPCC do posto de seccionamento de Fanhões, concelho de Loures, está em serviço há 24 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 950 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira (Ficha nº 101)

O SPCC da subestação da Quinta da Caldeira, concelho de Loures, está em serviço há 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado,

constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 830 k€; ano de conclusão- 2024.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.3 ZONA 3

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

7.2.3.1 Ligação à RNT

Durante 2017, foi concretizada a ligação à RND dos pontos de entrega da RNT: REN - ALCOCHETE e REN - OURIQUE.

No período abrangido pelo PDIRD-E 2018, nesta zona, está prevista a entrada em serviço de um novo injetor da RNT: REN- DIVOR. Este projeto faz parte dos projetos complementares incluídos na proposta de PDIRT-E 2017, pelo que o ORD irá ficar atento à decisão do Concedente e acompanhar o desenvolvimento do projeto pelo concessionário da RNT, garantindo a entrada em simultâneo das infraestruturas de ligação do injetor.

Ligação ao PdE REN- DIVOR (Ficha nº 103)

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE RNT- DIVOR. A linha MAT da RNT que alimentará o futuro injetor da RNT, já se encontra explorada provisoriamente a 60 kV, a partir do PdE REN- ESTREMOZ, e alimenta diretamente a subestação AT/MT Cerâmica (concelho de Arraiolos), através de uma linha AT da RND, com aproximadamente 8 km.

O projeto da ligação do novo injetor à RND foi considera 3 painéis: Cerâmica e Montemor/Évora I e II e consiste no estabelecimento de uma linha dupla entre a subestação da RNT e a linha dupla Caeira – Montemor I e II, constituindo dois circuitos Divor (REN) – Caeira/ Montemor I e II. O 3º painel é destinado à ligação do circuito para a subestação da Cerâmica.

Investimento previsto no projeto - 1.253 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.3.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores

Nesta zona, não se verificaram ligações à rede AT de novas instalações de consumo ou de produção, durante 2017.

Existem em carteira várias intenções de ligação de instalações de produção, nomeadamente de centrais fotovoltaicas, à rede AT, mas, à data da elaboração da proposta, desconhece-se o prazo da sua concretização, pelo que não se encontram refletidas no PDIRD-E 2018.

7.2.3.3 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concretizados os reforços de ligação da RND à RNT no PdE de REN - OURIQUE e no PdE REN - TAVIRA

Função da perspetiva de evolução dos consumos e prosseguindo os objetivos de melhoria de qualidade de serviço técnica, no período do PDIRD-E 2018 prevêem-se entrar em serviço, nesta zona, 3 novas subestações AT/MT:

- GRÂNDOLA, no concelho de Grândola*
- PARQUE INDUSTRIAL DE BEJA, no concelho de Beja
- CONCEIÇÃO (ex- Cacela), no concelho de Tavira

*- Este projeto é realizado no âmbito do programa de melhoria de qualidade de serviço.

Nova subestação AT/MT Conceição (Ficha nº 102)

O objetivo deste projeto é o de reduzir as perdas de energia nas redes AT e MT que servem os concelhos de Tavira, Castro Marim e Vila Real de Santo António, alinhado com o aumento da fiabilidade da rede garantia de alimentação com reserva N-1.

Pensada construir no extremo ocidental do concelho de Vila Real de Santo António, na fronteira com o concelho de Tavira, a localização definitiva acabou por ficar neste último, daí ter sido alterada a nomenclatura para Conceição, em conformidade com a freguesia respetiva.

O projeto consiste na construção de uma subestação 60/15 kV no posto de corte do mesmo nome, que entrará em serviço durante 2016. Face ao abrandamento do crescimento dos consumos nesta região, foi reavaliada a potência do transformador de potência a instalar na futura subestação, passando esta para 20 MVA. Mantêm-se as 6 saídas para a rede MT.

Investimento previsto no projeto - 2.190 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja (Ficha nº 104)

O objetivo deste projeto é o de garantir uma alimentação de recurso à cidade de Beja, capital de distrito, no caso de incidente grave na subestação de Beja. O projeto enquadra-se no subprograma de garantia de abastecimento às capitais de distrito.

O projeto consiste na construção de uma subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA, no local da atual subestação 30/15 kV, aproveitando o andar 15 kV existente. A subestação ficará ligada em AT, na linha Beja – Brinches e poderá ser alimentada pelo PdE REN-ALQUEVA, em caso de indisponibilidade da subestação de Beja.

Investimento previsto no projeto - 1.443 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.2.3.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço

Reforço da rede 15 kV da subestação de Pegões (Ficha nº 83)

A rede 15 kV alimentada pela subestação de Pegões é extensa e sujeita a muitas interrupções de curta duração (46, na média dos dois circuitos, em 2013). O projeto tem por objetivo criar um novo circuito, repartindo a rede com os existentes.

O projeto prevê a substituição do andar 15 kV da subestação, constituído apenas por dois disjuntores auto-religadores, por um quadro metálico blindado com moderno sistema de proteções, o que permite maior seletividade e localização rápida dos defeitos.

Estima-se uma melhoria dos indicadores de qualidade de serviço em 50%.

Investimento previsto - 647 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Nova SE 60/30 kV em Grândola (Ficha nº 105)

O objetivo deste projeto é o de melhorar a qualidade de serviço do abastecimento dos consumos nesta zona do litoral alentejano. Nesta região, os circuitos MT têm elevada extensão, frequentemente mais de 100 km. O resultado é um nº elevado de interrupções, principalmente de curta duração, que ultrapassa uma centena por ano. Dadas as distâncias entre subestações, superiores a 40 km, o leque de soluções fica limitado à introdução de um novo ponto injetor AT/MT para limitar o comprimento dos circuitos.

O projeto consiste na construção da nova subestação, com um transformador 60/30 kV, com um TP de 20 MVA, alimentada por uma linha proveniente da SE Santiago, com aproximadamente 18 km. Foram avaliadas soluções alternativas de construção de uma subestação 60/30/15 kV, desativando a atual subestação 30/15 kV e de faseamento do projeto, tendo-se revelado economicamente mais eficiente a solução escolhida.

Investimento previsto - 2.887 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 1 e 2) e 2021 (cenário 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nova linha 15kV Ilhas Armona Culatra (Ficha nº 106)

A rede das ilhas da Armona e da Culatra, concelhos de Faro e de Olhão, é alimentada por cabos subaquáticos que atravessam a Ria Formosa. A rede desenvolve-se nos areais algo instáveis e as instalações estão sujeitos a ambiente salino, muito agressivo. Recentemente têm ocorrido avarias frequentes (média de 2 por ano). O problema reside na acessibilidade às ilhas, só por barco de pequena dimensão, o que conduz a interrupções médias de 18 h para reposição do serviço e 70 h de tempo médio de reparação. Embora a dimensão da rede seja reduzida, o incómodo para os consumidores é relevante.

O projeto consiste no estabelecimento de redundância (reserva N-1) a cada uma das ilhas, através de duas novas travessias subaquáticas (entre o continente e a ilha da Armona e entre esta e a ilha da Culatra) e o telecomando dos postos de transformação para mais célere isolamento do troço de rede em avaria.

Investimento previsto - 2.220 k€; ano conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Este projeto está incluído apenas no cenário 3 de investimento.

Nota: Este projeto é enquadrável na melhoria da QST, mas apresenta indicadores muito piores que outros projetos estudados para o Plano. No entanto, está relacionado com preocupações de serviço público anteriormente manifestadas.

7.2.3.5 Renovação e reabilitação de ativos

Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer (Ficha nº 112)

A linha Vale do Gaio – Alcácer, utilizada na rede AT desde 2003, tem um troço de 17,5 km, construído em 1956, parte integrante da antiga linha 150 kV Setúbal – Ferreira do Alentejo da RNT. Trata-se da substituição deste troço de linha com 58 anos de serviço, cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórios a necessitarem de substituição total.

A linha foi cedida temporariamente pelo concessionário da RNT, para utilização na RND. Tendo perdido interesse para a RNT (a linha foi desmontada na parte não utilizada), encontra-se em desenvolvimento o processo de transmissão definitiva da infraestrutura para o concessionário da RND. Nesse sentido, o projeto foi reformulado e prevê a renovação da atual

linha, com substituição de acessórios, de isoladores e reabilitação dos apoios, reduzindo o investimento.

Investimento previsto - 660 k€; ano de conclusão- 2024.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar AT da SE Loulé (Ficha nº 107)

A subestação de Loulé, concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1974, mantendo o equipamento de 60 kV original. Para além da idade e do desgaste natural, em terreno contíguo laborou intensivamente uma mina de sal, criando um ambiente de corrosividade acrescida para os equipamentos e estruturas do parque exterior.

Atualmente, a subestação de Loulé alimenta os consumos da cidade e do norte do concelho de Loulé, com uma ponta de 21 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Tunes e Estoi.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 3 painéis de linha, 2 de transformador e interbarras.

Investimento previsto - 1.400 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda (Fichas nº 86 e nº 87)

A subestação da Sobreda, concelho de Almada, entrou em serviço em 1953 como posto de corte AT. O equipamento AT é maioritariamente dos anos 70, tendo havido desde então algumas substituições e ampliações. O atual andar 30 kV é do tipo exterior, estabelecido em meados dos anos 80, com 2 semibarramentos. Os disjuntores MT são maioritariamente de 1984 e encontram-se no fim da vida útil. Atualmente a subestação da Sobreda alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com uma ponta de 30 MW (redes 30 e 15 kV).

A rede 30 kV alimentada pela subestação da Sobreda é residual, tendo apenas ligados 4 pontos de entrega. Ultimamente tem-se reduzido a rede 30 kV passando os pontos de entrega a ser alimentados pela rede 15 kV. Reanalisado o projeto para este PDIRD-E 2018, revelou-se mais sustentado prosseguir com a integração das restantes instalações na rede 15 kV, em detrimento da realização do investimento na renovação da rede 30 kV (que estava considerada no PDIRD-E 2016).

Assim, o projeto foi desdobrado em duas fases:

- A primeira é relativa ao andar AT da subestação e compreende a renovação do parque exterior 60 kV existente e a substituição do equipamento em fim de vida.
- A segunda é relativa ao andar 30 kV e prevê a conversão de dois pontos de entrega para 15 kV. Com esta ação, são desativados dois circuitos e o andar 30 kV fica reduzido ao mínimo para alimentar um único circuito, ficando a aguardar a oportunidade de conversão das últimas instalações para a rede 15.

Considerou-se que a 1ª fase corresponde ao projeto incluído no PDIRD-E 2016, tendo-se ajustado a sua calendarização. A 2ª fase foi considerada como um novo projeto. O orçamento global foi revisto em conformidade.

Investimento previsto no projeto da 1ª fase- 725 k€; ano de conclusão- 2021.

Investimento previsto no projeto da 2ª fase- 498 k€; ano de conclusão- 2022.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar MT da SE Laranjeiro (Ficha nº 89)

A subestação do Laranjeiro, concelho de Almada, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época. O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Laranjeiro alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com a ponta de 33 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 880 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1.

Renovação do andar MT da SE Moita (Ficha nº 90)

A subestação da Moita, concelho da Moita, entrou em serviço em 1980. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, como era comum na época (mesmo tipo da subestação do Laranjeiro). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Moita alimenta consumos nos concelhos da Moita e de Palmela, com a ponta de 25 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 695 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

Renovação do andar MT da SE Terrôa (Ficha nº 88)

A subestação da Terrôa, concelho de Setúbal, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (do mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Terrôa alimenta consumos no concelho de Setúbal, com a ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 540 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 no cenário tendo-se adiado um ano nos cenários 2 e 3, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

Renovação do andar 15 kV da SE Seixal (Ficha nº 91)

A subestação do Seixal entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Seixal alimenta consumos no concelho do Seixal, com a ponta de 21 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2023 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do andar 15 kV da SE Portagem (Ficha nº 92)

A subestação da Portagem, concelho de Almada, entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações

com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Portagem alimenta consumos no concelho de Almada, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira (Ficha nº 108)

A subestação de Albufeira entrou em serviço em 1984. O andar AT é de origem e o equipamento, disjuntores com câmara de corte em óleo encontram-se no fim da vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Albufeira, com uma ponta de 39 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 815 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2023 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Renovação do andar 60 kV da SE Monte Feio (Ficha nº 109)

A subestação de Monte Feio, concelho de Sines, entrou em serviço em 1975. O andar AT é maioritariamente de origem (existem ampliações mais recentes) e está sujeito a forte poluição marítima e industrial. Atualmente, o andar AT da subestação alimenta consumos nos concelhos de Sines e Santiago do Cacém, com uma ponta de 35 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

Renovação do andar 15 kV da SE Terena (Ficha nº 110)

A subestação de Terena, concelho do Alandroal, entrou em serviço em 1975. Possui dois andares MT 15 e 30 kV. O andar 15 kV é um quadro metálico de 1982, com disjuntores de pequeno volume de óleo, com fugas de óleo e com atrasos na atuação. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos do Alandroal e do Redondo, com uma ponta de 10 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de um barramento simples.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Renovação do andar 60 kV da SE Vale do Gaio (Ficha nº 111)

A subestação de Vale do Gaio, concelho de Alcácer do Sal, entrou em serviço em 1967. A estrutura do andar AT é de origem, sendo os disjuntores maioritariamente de 1982, encontrando-se em fim de vida útil. Atualmente o andar AT da subestação alimenta consumos nos concelhos de Alcácer do Sal, Ferreira do Alentejo e Santiago do Cacém, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

7.2.3.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo

Renov SPCC SE Sobreda (Ficha nº 98)

O SPCC da subestação da Sobreda, concelho de Almada, está em serviço há 31 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

A calendarização deste projeto está coordenada com a dos projetos de renovação dos andares AT e MT da subestação.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

7.3 OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND

7.3.1 RESERVA DE TRANSFORMADORES AT/MT

Os transformadores de potência são um equipamento imprescindível ao funcionamento da rede elétrica. A falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores, sendo importante prever uma certa quantidade de reserva.

Para o PDIRD-E 2014 foi efetuado um estudo com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva de transformadores AT/MT.

Para tal foi caracterizado o parque de transformadores em exploração em 2013, identificando as principais características dos transformadores (relação de transformação, grupo de ligação e potência nominal). Identificaram-se os transformadores que se encontram fora de exploração e transformadores em subestações com reserva N-2 que podem constituir uma reserva operacional de transformadores.

Verificou-se que nos dez anos anteriores tinham avariado 17 transformadores e identificaram-se 42 transformadores AT/MT que se encontravam em vigilância (presença de defeitos e nível de degradação do papel isolante). O tempo de reparação médio era de 25 meses.

Assim, dimensionou-se a reserva de transformadores AT/MT por forma a garantir a disponibilidade do conjunto em serviço com o mínimo de 99%.

Dos critérios estabelecidos, e após uma revisão do estudo, resultou a necessidade de constituir uma reserva de 17 transformadores, com características diferentes de modo a cobrir as relações de transformação e grupos de ligação existentes.

Analisando o parque existente, verificou-se que 12 transformadores se encontravam disponíveis ou a disponibilizar no curto prazo e 3 transformadores se encontravam em exploração em subestações com reserva N-2. Assim, tendo em consideração que o tipo de transformadores já existentes e identificados não cobriam todas as situações relativamente às relações de transformação e grupos de ligação, identificou-se a necessidade de aquisição de mais 6 novos transformadores.

O plano de reserva de transformadores foi iniciado no PDIRD-E 2014 e teve continuidade no PDIRD-E 2016. Na presente proposta de PDIRD-E 2018 pretende-se concluir o plano, a concretizar até 2019, estando prevista a aquisição de 1 transformador, conforme Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Transformador de potência a adquirir

Relação de transformação [kV]	Potência Nominal [MVA]	Grupo de Ligações	Ação
60/30	31,5	YNyn0(d)	Adquirir

O transformador será localizado em plataformas existentes, destinadas para o efeito, em terreno anexo à subestação Olho-de-Boi (Abrantes). Aqui será alvo de monitorização e de ações manutenção, a fim de garantir a sua operacionalidade.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para conclusão deste plano é de 350k€, estando englobado no programa de investimento Desenvolvimento de Rede.

O projeto incluído no subprograma Reserva de Transformadores AT/MT mantém-se nos três cenários de investimento analisados (Ficha nº 4).

7.3.2 INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES AÉREAS

Tendo como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, e procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas, inclui-se neste Plano um subprograma para enterramento de linhas aéreas, englobado no programa de investimento Promoção Ambiental.

Todos os cenários e investimento preveem uma verba de 2M€ para o ano de 2019. Nos restantes anos (2020-2023), o valor de investimento previsto no cenário 2 proposto é de 1M€/ano, sendo de 2M€/ano no cenário 3, de maior investimento. O cenário 1, de menor investimento, não considera a realização deste subprograma no período 2020-2023 (Ficha nº 19).

7.3.3 FIXAÇÃO ANTI-SÍSMICA DE TP

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

O PDIRD-E 2016 já considerava projetos de fixação anti-sísmica de TP incluídos no programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas. Tendo em conta o volume das

necessidades identificadas neste âmbito, foi criado um subprograma específico para o PDIRD-E 2018, prevendo-se a continuidade destas intervenções no período 2019-2023.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados. O valor de investimento associado incluído neste Plano é de 0,5M€ em 2019 e 0,3M€/ano entre 2020 e 2023 (Ficha nº 2).

7.3.4 BALIZAGEM DIURNA DE LINHAS AÉREAS AT E MT

O Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC), através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de maio/2003, expressa um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.

Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.

O ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando assim evitar acidentes, que já ocorreram, através deste balizamento, que deverá assim ter o enquadramento num subprograma específico a realizar no programa de investimento Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas, por forma a mitigar os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT que observem, pelo menos, um dos seguintes critérios:

- Vãos com comprimento elevado (tipicamente vales com desníveis acentuados e arborizados);
- Zonas com grande densidade de linhas (derivações e cruzamentos com linhas de tensões diferenciadas).

Este subprograma está incluído no programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados. O valor de investimento associado incluído neste Plano é de 0,8M€, prevendo a consideração de todas as situações identificadas (Ficha nº 1).

7.3.5 PROJETO LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS

Aproveitando a existência da função localização de defeitos que é disponibilizada pelas unidades de proteção dos sistemas de proteção comando e controlo, pretende-se aproveitar

a informação dos valores de resistência e reatância de defeito para estimativa aproximada da distância às avarias.

Os principais benefícios esperados estão relacionados com a redução de END e a redução da extensão das rondas a linhas aéreas AT e MT após incidentes.

Foi desenvolvido um projeto-piloto em 2013 e 2014 e um piloto alargado durante o ano de 2016 (classificado como investimento inovador), para validação do conceito e operacionalidade deste sistema, tendo como objetivo o *roll-out* futuro do mesmo.

Estava previsto no PDIRD-E 2016 dar seguimento a este *roll-out*, com a implementação desta funcionalidade em 120 instalações que foram identificadas como mais prioritárias (tendo em conta a quantidade de defeitos ocorridos, a qualidade de serviço intrínseca a cada subestação e os modelos de URTA existentes nas SE). Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, o projeto foi recalendarizado para execução em 2018 e 2019. Algumas obras do projeto foram reanalisadas, permitindo obter para já uma eficiência no ano de 2018.

Assim, o investimento total associado a este projeto é agora de 1,25M€, prevendo-se a sua realização nos anos de 2018 e 2019. O projeto está englobado no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo e mantém-se nos três cenários de investimento (Ficha nº 20).

7.3.6 PROJETO DE TELECOMUNICAÇÕES

Enquadramento

As redes de telecomunicações de segurança são um suporte crítico para a operação da rede elétrica e a sua fiabilidade é fator essencial, nomeadamente em situação de condições adversas, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado, salientando:

- O carácter das operações críticas geridas pela EDP Distribuição exige uma disponibilidade de comunicações elevada;
- A necessidade de controlo do risco reforça essa exigência;
- As redes públicas não têm apresentado a resiliência adequada;
- A pressão para a eficiência e a evolução das necessidades do ORD exige maior flexibilidade na gestão e operação da rede de telecomunicações;
- O seu papel na garantia das condições de segurança de pessoas no apoio às equipas no terreno, com maior relevância em regimes fortemente perturbados.

É de realçar o papel que as redes de telecomunicações apresentam na melhoria da qualidade de serviço (ex: nº de pontos telecomandados), eficiência operacional (ex: gestão das equipas no terreno – *‘work force management’*), bem como na redução dos custos de operação com o aumento significativo, nos últimos anos, das operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração) e uma coordenação mais eficiente, com mais informação e mais central, mais dependente das telecomunicações com as equipas no terreno.

A rede de telecomunicações de segurança da EDP Distribuição está segmentada em dois níveis distintos:

- Rede Core (fixa) – rede de dados entre os sistemas centrais e os postos de seccionamento AT e as subestações AT/MT.
- Rede Acesso (sem fios) – rede de voz e dados, interligando os sistemas centrais e as instalações e equipamentos da rede MT (PT e OCR), bem como o suporte às equipas no terreno.

Constrangimentos da atual rede de telecomunicações

Estando o projeto da rede fixa em fase de conclusão, subsistem os constrangimentos inerentes à atual rede de acesso privativa. Esta rede de acesso é maioritariamente suportada por redes de operadores públicos de telecomunicações (rede GSM/GPRS/3G), tem comprovadamente apresentado limitações, quer de fiabilidade, quer de cobertura, sendo mesmo fator impeditivo de uma resposta adequada em situações de condições atmosféricas adversas.

7.3.6.1 Rede Core (fixa)

O projeto da Rede Core (fixa) programado para terminar em 2019 no PDIRD-E 2016, irá ser concluído antes desta data, prevendo-se o seu término no decorrer do ano de 2018.

7.3.6.2 Rede Acesso (sem fios)

A atual rede acesso da EDP Distribuição é composta por uma rede privativa de rádio analógica VHF (66/86MHz), bem como pela utilização das redes móveis dos operadores públicos de telecomunicações, disponibilizando comunicações de voz às equipas no terreno, e suportando o telecomando da rede MT (PT e OCR). A rede privativa de rádio, com uma idade superior a 30 anos, utiliza tecnologia obsoleta e equipamento descontinuado (sem oferta de mercado), não respondendo ao número crescente de localizações a servir bem como ao volume crescente de comunicações de dados (tecnologia IP) do telecomando da rede MT, apresentando ainda grandes constrangimentos no suporte das comunicações de voz às equipas (escolha manual dos repetidores, alcance reduzido, um canal de voz por repetidor, etc).

A componente privativa em tecnologia VHF (66/86 MHz) analógica, tem desempenhado um papel fundamental na exploração da RND nomeadamente ao constituir-se como único suporte de comunicações de apoio à condução e manutenção da RND em situações de forte perturbação da RND e frequente falência associada das redes públicas de comunicações, mas encerra importantes limitações tecnológicas e de serviço, nomeadamente na aptidão para uma convergência IP, exigência de larguras de banda, desempenho e controlabilidade da infraestrutura e dos serviços. As ofertas públicas de comunicações móveis permitiram à EDP Distribuição incorporar a sua utilização em articulação com os meios privados, complementando as características das redes privadas, nomeadamente na cobertura de zonas geográficas de maior densidade populacional e numa crescente adequação à transmissão de dados.

Podemos ainda caracterizar os dois principais estados de exploração da Rede de Acesso, nomeadamente:

- a) Exploração em regime normal (ausência de capacidade de transmissão digital e do suporte do protocolo IP na Rede Privativa VHF | insuficiente cobertura dos ativos RND | disponibilidade e processos de governo insuficientes (<99,9%), inferiores ao da RND (99,99%) | bloqueio ao operador via SIM de serviço representa um risco à estabilidade e continuidade da operação;
- b) Exploração em regime perturbado (regime no qual o projeto é indispensável):
 - Em situações de perturbação da RND, com origem em intempéries (ex: tempestade GONG, janeiro de 2013) ou, como em 2017 em fogos florestais de grande escala, as redes públicas registam ausência total de serviço ou forte indisponibilidade do mesmo (vários dias ou mesmo semanas);
 - Para ilustrar a importância essencial das comunicações do tipo móvel no contexto de rede perturbada devemos atender:
 - Automação e telecomando das Redes bem como a importante evolução da capacidade de coordenação das equipas operacionais (ordens de trabalho com atualização dinâmica e condição da Rede, gestão e coordenação de trabalhos, ...);
 - A ausência de comunicações, em especial nesta situação de forte perturbação das redes, períodos em que a força de trabalho no terreno e o recurso aos sistemas de telecomando aumentam consideravelmente, tem, portanto, um forte impacto na eficácia e eficiência do dispositivo de recuperação das redes;
 - Nesta situação, as comunicações de sobrevivência e de coordenação mínima têm sido suportadas pela Rede Privativa VHF, com as limitações funcionais associadas à tecnologia, mas revelando a diferenciação de uma infraestrutura projetada para um nível de sobrevivência elevado, adequado ao suporte de serviços críticos, contrastando com a oferta pública cuja orientação é, no essencial, dirigida ao mercado de consumo;
 - O impacto da ausência de comunicações na capacidade e eficácia de atuação operacional tem uma forte exposição junto dos principais *stakeholders* e da sociedade em geral.

Rede de Acesso – Evolução Preconizada

Tendo como prioridade assegurar os requisitos técnicos e o nível de risco de operação adequados, a estratégia de evolução da Rede de Acesso divide-se agora em duas fases:

Fase I – implementação de plataforma de operador de rede virtual para utilização privativa EDP Distribuição (PVNO-solução descrita posteriormente) e início da instalação da rede LTE e terminais (garantindo a cobertura das zonas consideradas como mais críticas²⁰) – projeto já incluído no PDIRD-E 2014 e no PDIRD-E 2016;

²⁰ “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal continental”, Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e o Instituto de Ciência Aplicada e Tecnologia (ICAT) da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (estudo incluído no PDIRD-E 2014)

Fase II – Alargamento e conclusão da instalação da rede LTE e terminais garantindo que a rede de acesso privativa dará uma cobertura nacional a 80% dos ativos (sendo que implementação será feita por uma priorização das zonas mais críticas para as menos críticas).

Deste modo, propõe-se o desenvolvimento de uma plataforma de operador de rede virtual para utilização privativa EDP Distribuição (PVNO), que permite explorar as ofertas de serviço propostas pelos operadores públicos do serviço móvel e, simultaneamente, os proporcionados por uma nova infraestrutura privativa em tecnologia LTE (4G). Apresentada a estratégia da EDP Distribuição junto da ANACOM, esta conferiu resposta positiva à solução técnica preconizada, nomeadamente ao estabelecimento de um PVNO com um perímetro de serviço exclusivo ao contexto da operação da RND pela EDP Distribuição, incluindo os seus prestadores externos.

Em relação à obtenção de espectro radioelétrico para a exploração da componente de rede privativa em tecnologia LTE (4G), aceitando o mérito do projeto, a ANACOM irá proceder a uma consulta pública, com a qual iniciará um processo de avaliação de potenciais interessados e que eventualmente conduzirá à atribuição à EDP Distribuição dos direitos de exploração de espectro na faixa dos 450 MHz. É também de referir que o espectro em análise não foi, à data, alvo de algum pedido de utilização por parte de outros agentes públicos ou privados, tendo a EDP Distribuição sido a única entidade a apresentar pedido para o seu uso no contexto da sua rede de acesso, formalizando o necessário pedido de atribuição.

Proposta de desenvolvimento do projeto

Este plano pressupõe a Fase I já referida, a desenvolver no período de 2018 a 2021, que concretiza a total funcionalidade da nova Rede de Acesso (PVNO e Privativo), endereçando com rede privativa a região Oeste na qualidade de zona com maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.



Figura 7.3: Rede de Acesso - Fase I: Implementação da rede privativa (LTE 450MHz)

A Fase I vai permitir a comprovação do mérito na redução do risco da operação da RND e consequente impacto na redução da energia não distribuída, em especial em situações

enquadradas em regime de força maior, permitindo validar as condições para a prossecução da Fase II, de expansão da Rede Privativa.

Como referido, dependendo ainda da conclusão do procedimento de análise e decisão que a ANACOM desenvolverá para a eventual atribuição do espectro, nesta proposta de PDIRD-E 2018 está incluída a Fase I do projeto (10M€) nos três cenários de investimento analisados. O arranque da Fase II, que totaliza 46M€, está contemplada apenas no cenário 3 de investimento, estando previsto no período deste PDIRD-E um investimento de 12M€.

Tendo em conta o risco envolvido neste projeto, será reavaliada para o próximo PDIRD-E 2020 a oportunidade de implementação da Fase II, pelo que nesta proposta de PDIRD-E 2018 foi para já considerado um investimento inicial nos dois últimos anos do período (2022-2023), e que poderá vir a ser revisto.

A calendarização de ambas as fases pode ser vista em mais pormenor nas fichas dos projetos no anexo 8 (Ficha nº 22 e Ficha nº 23).

7.3.7 MODERNIZAÇÃO E RELOCALIZAÇÃO DO *DATA CENTER*

Enquadramento

A rede da EDP Distribuição é uma infraestrutura crítica do país e este projeto surge como uma resposta da Empresa ao aumento do risco inerente à operação da rede. O risco de ciberataque às infraestruturas críticas é cada vez mais elevado como o provam os diversos ataques internacionais ocorridos nos últimos anos²¹. A alteração estrutural do contexto de ameaça ciber-física externa, com um aumento do número de ciber-incidentes com crescente potencial de impacto verificada em 2016/2017, impõe uma revisão urgente e prioritária da readequação da resiliência da Infraestrutura de Informação Crítica (IIC) e da sua capacidade de suporte a novos modelos de segurança e resiliência aplicacional.

Pressupostos

A progressiva digitalização e automação da rede elétrica deve ser suportada por uma IIC caracterizada por uma arquitetura aplicacional e computacional de crescente complexidade e numa infraestrutura de alojamento (*data center*) de segurança, disponibilidade e resiliência adequadas. A satisfação destas condições técnicas exige como requisito mínimo dois *data centers* de nível TIER III, com condições semelhantes de exploração e proximidade, permitindo assim um novo tipo de arquitetura de suporte às IIC, passando do paradigma de “2 locais físicos e 2 *data centers*” para “1 *data center* virtual em 2 locais físicos”, ou seja, utiliza recursos de ambos os locais, dada a baixa latência, mas efetivamente corre transparentemente no *data center* virtual. No caso da perda de um local o sistema não é afetado, passando a recorrer aos recursos do outro local disponível.

²¹ “Stuxnet” em 2010 | “BlackEnergy II”, (Ucrânia 2015) | “Crash Override/Industroyer”, (Ucrânia 2016) | “Wanna Cry”, 2017

No novo contexto de ameaça ciber-física externa, é necessário garantir o nível mínimo de proteção de TIER²² III para os *data centers*, classificação do *Uptime Institute* com disponibilidade de 99,9999968%, e com latências entre *data centers* inferior a 2ms.

Cumprimento da Diretiva Europeia NIS

A EDP Distribuição detém uma Infraestrutura da Informação *Mission Critical* (IIMC) nacional, sendo por isso responsável pela proteção da sua Disponibilidade, Integridade e Confidencialidade (DIC) num cenário de crescente exposição a ciber-ameaças complexas e sofisticadas, evidentes pelos ataques ocorridos.

Segundo a Diretiva Europeia NIS²³ (*Network and Information Security*), que entrará em vigor em maio de 2018, a EDP Distribuição, como operador de infraestruturas críticas, designado nesta diretiva como Operador de Serviços Essenciais (OSE), tem que implementar um conjunto de medidas e práticas de Cibersegurança para:

1. garantir um nível de Cibersegurança adequado à mitigação dos principais riscos da organização;
2. assegurar *compliance* com principais standards internacionais no domínio da gestão de risco e resposta a incidentes;
3. prevenir e minimizar o impacto de incidentes nas infraestruturas de TI utilizadas no fornecimento de serviços críticos.

Em linha com estes objetivos, a mudança do *data center* de Palhavã para um novo *data center* TIER III representa o cumprimento fundamental de conformidade com a Diretiva NIS, pela abordagem sistémica de mitigação de risco que representa (1.), pela adoção de requisitos exigentes – TIER III – de um standard internacionalmente reconhecido (2.) que permite, de acordo com a análise de risco efetuada, a redução efetiva do nível de risco associado ao *data center*, pela diminuição da probabilidade de ocorrência e impacto de incidentes (3.).

A modernização e a proximidade geográfica dos dois *data centers* Ermesinde e Riba D’Ave, ambos de classificação TIER III, garantem:

- uma maior resiliência a falhas (hardware, alimentação elétrica, instalações);
- maior eficiência e flexibilidade no basculamento da capacidade computacional entre *data centers* com latência inferior a 2ms;
- diminuição do tempo de comutação;
- realização de backups cruzados online;

A localização do novo *data center* de Riba D’Ave cumpre com os requisitos identificados na análise realizada às ameaças identificadas pela Autoridade Nacional de Proteção Civil e em eventos reais que tenham ocorrido no passado. Esta localização cumpre com o requisito de

²² A classificação TIER é usada para medir o nível da infraestrutura de um local destinado ao funcionamento de um data center, e seguindo a norma. [ANSI/TIA-942](https://pt.wikipedia.org/wiki/ANSI/TIA-942) (TIA Standard – Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers).
(fontes: <https://pt.wikipedia.org/wiki/ANSI/TIA-942>)

²³ Diretiva (UE) 2016/1148 do Parlamento Europeu e do Conselho de 6 de julho de 2016 relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da informação em toda a União.

distância mínima de 25 km entre data centres e encontra-se numa zona de suscetibilidade sísmica reduzida.

A modernização e realocização do *data center* considera:

1. a mudança do *data center* de Palhavã para Riba D'Ave, implica dotá-lo de toda a infraestrutura de suporte para albergar os sistemas IIMC a transferir de Palhavã;
2. a readequação do *data center* de Ermesinde para que em conjunto com Riba D'Ave suportem a nova arquitetura de 1 *data center* virtual em 2 locais físicos (Ermesinde e Riba D'Ave), implicando a aquisição e renovação de equipamento;
3. a transferência da infraestrutura de comunicações dos operadores públicos de Palhavã para Riba D'Ave (garantia do serviço de GPRS, 3G, Internet e de redundância de comunicações aos operadores nos 2 *data centers*).

De acordo com as metodologias de avaliação de risco utilizadas pela Empresa, o contexto cada vez mais agressivo e de rápido crescimento de ciber-incidentes nas infraestruturas críticas, nos dois últimos anos, elevou o nível de risco de ciber-ataque, de moderado para inaceitável. A permanência num nível de risco inaceitável torna urgente a sua mitigação, pelo que a mudança do *data center* de Palhavã para o novo *data center* TIER III de Riba D'Ave deve ser executada em 2019.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste projeto, sendo o investimento neste Plano de 1.400 k€; ano de conclusão- 2019 (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 21).

7.3.8 EVOLUÇÃO APLICACIONAL DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND

A plataforma SCADA/DMS, utilizada pela EDP Distribuição, e vulgarmente conhecida como GENESys, permite a visualização e operação remota da rede nacional de distribuição.

De modo a garantir o acompanhamento da evolução da automatização da rede elétrica, aumento da eficiência operacional, e da experiência de utilização do GENESys, torna-se necessário a implementação contínua de melhorias e novas funcionalidades aplicacionais na referida plataforma.

O subprograma Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 16).

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.

7.3.9 RENOVAÇÃO TECNOLÓGICA DE *HARDWARE* DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND

Na mesma linha da evolução da plataforma aplicacional, a renovação tecnológica de *hardware* da plataforma GENESys é fundamental. Nesta perspetiva, esta renovação inclui os servidores SCADA e DMS, postos de operação e sistemas de visualização SCADA e sistema de armazenamento de dados.

Na base de sustentação deste projeto está o crescimento da rede e da respetiva base de dados, o aumento das unidades telecomandadas e o aumento significativo das funcionalidades e melhorias introduzidas no GENESys que se tornaram bastante mais exigentes para a atual plataforma.

O subprograma Renovação Tecnológica de *hardware* da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 18).

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.

7.3.10 CIBERSEGURANÇA DE SISTEMAS INTELIGENTES E DA OPERAÇÃO REMOTA DA RND

A digitalização da rede elétrica está suportada na evolução da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma digital, e que tem crescido ao longo dos anos como forma de dar resposta aos desafios colocados ao operador da rede de distribuição.

No entanto, esta evolução caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional da EDP Distribuição, resulta numa maior exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.

Este novo paradigma exige que as organizações do setor elétrico reconheçam a importância da cibersegurança na sua transformação digital, e para tal deverá ser promovida a adoção de uma cultura organizacional ativa.

Na EDP Distribuição a estratégia para a cibersegurança estabelece os objetivos respetivos em linha com a evolução do negócio e dos seus processos mais críticos, e reconhecendo a natureza transformativa do contexto, pelo ritmo acelerado de digitalização da organização e carácter evolutivo das ameaças. Complementarmente, a estratégia veicula o desenho e a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permite a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas, e os elementos e processos organizacionais.

Este portfólio de projetos deverá integrar duas competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:

1. Prevenção: Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;
2. Reação: Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, considerando que as medidas preventivas aplicadas não assegurarão a mitigação completa dos riscos.

Complementarmente, no âmbito da cibersegurança, deverá ser tida em consideração o aumento da segurança ciber-física dos ativos mais críticos da EDP Distribuição, reduzindo de forma sistemática os riscos de cibersegurança da organização.

Inicialmente, será dada uma resposta direcionada ao levantamento e avaliação de riscos desenvolvidos no âmbito do Plano de Segurança de Operador (PSO), iniciativa enquadrada no Decreto-lei n.º 62/2011 e coordenada pela Autoridade Nacional de Proteção Civil, que identificou um conjunto de riscos/não conformidades nas Infraestruturas Críticas da EDP Distribuição e que carece de abordagem integrada para a sua correta mitigação e redução de risco a níveis aceitáveis. Foram, assim, identificados os projetos mais prioritários para realização nas 26 instalações críticas identificados no PSO.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 15).

7.3.11 EXPANSÃO DA REDE DE FIBRA ÓPTICA

Foi realizada uma análise com o objetivo de alargar o alcance da rede de fibra óptica a instalações AT/MT exploradas pela EDP Distribuição.

A rede de fibra óptica explorada pela EDP Distribuição é uma componente integrante e fundamental para o desenvolvimento do projeto de telecomunicações - Rede Core (fixa), pelo que a sua expansão e adequabilidade às necessidades atuais e futuras reveste-se de particular importância. No estudo foram identificadas as ligações consideradas prioritárias.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto no período deste Plano de 0,2M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº17).

7.3.12 INVESTIMENTO INOVADOR

O conceito de investimento inovador resume-se nos seguintes pontos, sem se esgotar das demais especificidades que possam decorrer de projetos com outro tipo de particularidades:

- Os projetos de investimento enquadrados neste conceito poderão resultar da aplicação de uma nova tecnologia, ou projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição.
- Estes projetos são habitualmente classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado.

- Por outro lado, a sua aplicação generalizada (*roll-out*) deverá resultar numa redução de custos ou investimento evitado, tendo por isso uma racionalidade económica associada.

A EDP Distribuição definiu que a alocação de recursos a investimentos do tipo inovador deve ser cautelosa, garantindo a escolha de projetos com um potencial de realização elevado.

Para o desenvolvimento destes projetos potenciou-se a aposta em parcerias com entidades externas à EDP Distribuição, nomeadamente universidades ou instituições de investigação que tragam mais-valias aos projetos da empresa. Essas mais-valias materializam-se num reforço da massa crítica e num incremento da capacidade inovadora fundamental para o desenvolvimento de projetos inovadores.

Tratando-se de projetos inovadores, têm por isso uma maior incerteza na sua definição e um maior risco de execução associado, pelo que a decisão final sobre o arranque destes projetos terá de ser devidamente avaliada e ponderada dentro dos parâmetros conhecidos.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*). Estes projetos são fundamentais para o desenvolvimento da rede inteligente.

Em seguida identificam-se as áreas de investimento definidas no âmbito do investimento inovador.

Áreas de Investimento Inovador

Tendo em conta a necessidade de evolução sustentada da rede, privilegiaram-se três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

a) Componentes Avançados

Esta área tem como foco atuar ao nível da integração na rede existente de novos componentes com características tecnológicas avançadas que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

b) Monitorização e Sensorização da Rede

Pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede. Este acréscimo de dados é essencial para a obtenção de um conhecimento mais rigoroso, o que permitirá atuar de forma mais inteligente.

A EDP Distribuição tem em desenvolvimento um modelo de gestão de projetos de sensorização que potenciará uma visão comum e integrada deste tipo de projetos, e adequando-se ao novo paradigma das redes inteligentes.

c) Inteligência e Gestão Ativa e Integrada da Rede

Uma melhor gestão da rede obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre a rede. Esta gestão ativa, sendo de elevada complexidade, deverá ser facilitada por uma maior inteligência da rede, nomeadamente com níveis de automatização crescente e tornando a rede mais flexível.

Estas áreas de atuação pretendem cobrir o leque de projetos que irão compor a rúbrica de investimento inovador. Deste modo, dando continuidade aos projetos implementados desde o PDIRD anterior, continuarão a realizar-se neste Plano projetos-piloto nas áreas definidas.

Na área de investimento Monitorização e Sensorização da Rede, existe um projeto que se destaca pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes (Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação) e para o qual se inclui aqui uma breve descrição, que se apresenta em seguida. No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 24).

7.3.12.1 ADMS – Advanced Distribution Management Systems

Com este projeto pretende-se validar a tecnologia, arquitetura e funcionalidades da futura/evolução da plataforma de gestão e supervisão da rede elétrica. Entre outras, destacam-se:

- Adequabilidade de uma plataforma com âmbito transversal aos níveis de gestão e supervisão da rede elétrica. Esta plataforma deverá ser flexível permitindo a utilização de diferentes *stakeholders* (ex.: entidade responsável por concessão de rede BT);
- Identificação das vantagens de articulação das soluções BT com a AT/MT;
- Validação do conceito de integração AT/MT/BT versus a sua segmentação;
- Validação da arquitetura de sistemas que permita a integração com diferentes aplicações (AMI, OMS, WFM, SCADA, ...) tendo em conta a escalabilidade e evolução das mesmas;
- Definição de uma arquitetura resiliente, flexível e escalável alinhada com os requisitos de sistemas *mission critical*;
- Validação de funcionalidades avançadas fundamentais:
 - Detecção e resolução de defeitos;
 - Otimização da exploração da rede;
 - *Demand response*;
 - Gestão de microredes;
 - Funcionamento em ilha;
 - Gestão de pontos de carregamento de veículos elétricos.
- Validação da usabilidade da ferramenta como ponto único de interação para as atividades de gestão, monitorização e supervisão da rede elétrica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 25).

Instalação de DTC em postos de transformação

O DTC – Distribution Transformer Controller – é um componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Na arquitetura concebida pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto InovGrid, o DTC desempenha ainda a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com o equipamento de contagem inteligente - EDP Box (EB). Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados.

Um desafio deste projeto é a integração dos DTC nos sistemas e processos de negócio do ORD, o que constitui um passo essencial para a materialização dos benefícios esperados. Para superar este desafio a EDP Distribuição tem vindo já a promover o desenvolvimento dos Sistemas de Informação (SI) instrumentais na utilização da informação disponibilizada pelo DTC, como por exemplo o SCADA BT Grid e o *software* de planeamento DPlan – Distribution Planning. No mesmo sentido, a EDP Distribuição tem em curso diversos projetos-piloto, no domínio da sensorização de PT.

Dando continuidade à aposta no desenvolvimento das redes inteligentes, no plano de investimento 2019-2023 pretende-se dar continuidade a este projeto e instalar cerca de 20.500 DTC em postos de transformação, no cenário 2 de investimento proposto. No cenário 1 mantém-se o investimento previsto associado a DTC, enquanto que no cenário 3 este investimento duplica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 24).

Instalação de *routers* em postos de transformação

O router tem como função principal a integração transversal dos fluxos de comunicações ao nível do posto de transformação MT/BT, bem como a gestão da camada de comunicações respetiva, tendo por eixos orientadores a Eficiência Operacional e a Qualidade de Serviço. Estes disponibilizam, ao nível de cada PT, um único equipamento (ponto de acesso), que concentra todo o tráfego de comunicações entre os sistemas centrais e os equipamentos instalados nesse PT (DTC, Totalizador, EB IP, RTU).

Permite definir uma rede de comunicações local no próprio PT para interligação dos equipamentos lá instalados e que necessitam de comunicar entre si, como é o caso das EB IP com o respetivo DTC no PT. Permite, também, através da criação de uma plataforma, o controlo e monitorização, em escala, do estado de funcionamento dos equipamentos.

Os principais benefícios esperados são:

- Utilização de um único canal de comunicações, com informação encriptada, garantindo assim maior segurança no acesso a informação crítica da infraestrutura e maior dificuldade em tentativas de acesso não autorizadas.

- Desagregação da componente de comunicações e da camada aplicacional permite uma maior flexibilidade e escalabilidade para acompanhar ritmos de evolução tecnológica diferentes e integrar novos elementos.
- Possibilidade de controlo e monitorização do estado de funcionamento dos routers, e dos equipamentos instalados no PT, permitindo identificar antecipadamente eventuais problemas ao nível das comunicações.

Neste Plano prevê-se a instalação de cerca de 3700 *routers* em postos de transformação, no cenário 2 de investimento proposto. No cenário 1 mantém-se o investimento previsto associado a *routers*, enquanto que no cenário 3 este investimento duplica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 26).

Investimento em projetos de carácter inovador

O investimento considerado nesta proposta de PDIRD-E 2018 para projetos de carácter inovador compreende um total de 29,6M€ no período 2019-2023 para o cenário 2 (proposto). Neste investimento estão incluídos os projetos anteriormente descritos “ADMS - Advanced Distribution Management Systems”, “Instalação de DTC em postos de transformação” e “Instalação de routers em postos de transformação”, correspondendo estes dois últimos a cerca de 80% do valor total do investimento inovador previsto no Plano.

No cenário 3 o investimento previsto é de 56,1M€, com reforço do investimento em DTC e routers, relativamente aos restantes cenários. No cenário 1 o investimento é reduzido para 24,6M€, retirando-se investimento em projetos de carácter inovador (projetos-piloto).

O investimento previsto no cenário 2 proposto deverá, assim, continuar a permitir a evolução futura para uma rede inteligente, apesar de considerar um ritmo mais lento do que o cenário 3 de maior investimento.

7.3.13 SUBSTITUIÇÃO DE SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA

Os sistemas de alimentação de corrente contínua assumem um papel absolutamente crítico na operacionalidade das instalações de distribuição de energia elétrica, impactando fortemente na qualidade de serviço. A falha destes ativos pode ter consequências devastadoras, como por exemplo a ocorrência de incêndios nas instalações da RND, e pôr em causa a segurança de pessoas e bens.

Estes sistemas permitem assegurar autonomia, operacionalidade e supervisão das instalações em causa, tanto ao nível dos sistemas de potência (transformadores, disjuntores, seccionadores, ...), como dos sistemas de proteção, comando, controlo e telecomunicações.

A carteira de projetos de investimento de substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua é composta por ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas

necessidades de investimento, referentes a situações de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

O investimento no âmbito da substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua foi analisado no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rúbrica contemplados no período 2019-2023.

Os projetos de investimento específico associados a este subprograma estão englobados no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, prevendo-se no cenário proposto nesta proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2) um investimento de aproximadamente 4,5M€ em cerca de 90 instalações no período do Plano. Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

Os projetos incluídos no subprograma Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua mantêm-se nos cenários 2 e 3, sendo inferior no cenário 1 de investimento (2,5M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 12).

7.3.14 TRAVESSIAS DE REDE AT/MT SOBRE AE, IP E IC

Foi efetuado o levantamento das situações de travessia de linhas aéreas AT/MT sobre AE/IP/IC, para análise da sua condição técnica e regulamentar.

Esta iniciativa resultou da necessidade de efetuar esta avaliação para os de AT/MT que cruzam as vias de comunicação mais importantes, face ao risco de ocorrência de rotura e queda de condutores, ocasionando incidentes com potencial gravidade.

Do levantamento efetuado foram identificadas situações de diverso tipo:

- reforço do isolamento
- substituição de ligadores
- substituição de condutores e/ou apoios

Neste subprograma do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT estão incluídos os projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados (1,7M€ no período do Plano).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 13).

7.3.15 DIMENSIONAMENTO DOS ATIVOS AT E MT PARA AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A motivação que conduziu à necessidade deste plano consistiu na deteção de não conformidades entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (atuação dos sistemas de proteção em backup) e as potências de curto-circuito calculadas na última versão do PDIRD-E 2016.

O plano em causa consiste na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito, ou em alterações nas instalações que alimentam os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo, permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

Os ativos da RND englobados no plano são os seguintes:

- Disjuntores AT;
- Disjuntores MT;
- Linhas AT;
- Cabos de Guarda AT;
- Linhas MT.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos cenários 2 e 3 (10M€ no período do Plano), sendo inferior no cenário 1 de investimento (3,2M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 10).

7.3.16 SUBSTITUIÇÃO DE REDE SUBTERRÂNEA A 10KV NAS AOLSB E AOLRS

Na sequência dos elevados valores de taxas de avarias anuais registadas na rede subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS, com particular incidência na cidade de Lisboa onde existem zonas de elevada densidade freática, a Labelec efectuou análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS - Frequency Domain Spectroscopy) às isolações das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por rutura do dielétrico. A avaliação fidedigna do estado da isolação tanto no que se refere ao seu envelhecimento, como à presença de árvores de água, permitiu identificar a grande vulnerabilidade dos cabos secos com a bainha exterior em PVC (i.e., tipos LEHIV e LXHIOV) que representam a maior fragilidade na RND e em flagrante desvantagem técnica com os cabos a óleo de qualquer idade.

A premência do investimento justifica-se pelo registo anormal de ocorrências na rede, podendo mesmo em algumas circunstâncias, como já verificado, pôr em causa o normal fornecimento de energia elétrica à rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV, i.e., numa das hipóteses a utilização do cabo LXHIOZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na outra a utilização do cabo LXHIOLZ1 (cbe) com duas barreiras de

estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (situação idêntica aos cabos utilizados em alta tensão).

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos cenários 2 e 3 de investimento (8,8M€ no período do Plano), sendo inferior no cenário 1 de investimento (3,2M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 11).

7.4 IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS

A quantificação dos benefícios para o sistema elétrico (redução da energia de perdas e da energia não distribuída como medida da melhoria dos indicadores de qualidade de serviço), durante a vida útil dos projetos dos principais investimentos previstos, encontra-se discriminada no anexo 8.

7.4.1 IMPACTO NA QUALIDADE DE SERVIÇO

Neste documento, por definição, considera-se que a energia não distribuída é a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria. No entanto, para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

O Plano apresentado e respetivos projetos de investimento, com impacto no vetor qualidade de serviço técnica dão resposta a duas componentes de análise e atuação: uma relativa ao esforço da não degradação da qualidade de serviço e outra relativa à melhoria de determinadas zonas da rede.

Quanto à não degradação da qualidade de serviço, implica o desenvolvimento de projetos que contribuem em média, anualmente, com uma melhoria da continuidade de serviço equivalente à degradação natural da rede de modo a anulá-la.

Quanto à melhoria da qualidade de serviço, neste Plano, refere-se ao esforço de dotar de reserva N-1 de abastecimento às sedes de concelho, do aumento da resiliência das redes sujeitas a fenómenos climatéricos extremos, da redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT e para a instalação de pontos de telecomando na rede MT, melhorando as zonas pior servidas.

Na quantificação dos benefícios considerados com impacto no vetor qualidade de serviço, o parâmetro utilizado para a avaliação dos projetos teve em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT).

A tabela seguinte apresenta o resumo dos benefícios anuais de redução de END, proporcionados pelos principais projetos avaliados neste parâmetro e constantes do anexo 8,

onde se separou a redução de END resultante da redução do número e da duração das avarias, da redução de END resultante da eliminação de sobrecargas ou de variações de tensão não regulamentares.

Tabela 7.2: Redução de END proporcionada pelos principais projetos (GWh)

Benefício anual	Principais Projetos
Redução de END (interrupções)	0,31
Redução de END (sobrec./reg.)	0,66
Redução de END total	0,94

Nos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço são avaliados os seus impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço: SAIDI MT e MAIFI MT.

A tabela seguinte apresenta o resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço, proporcionados pelos principais projetos avaliados nestes parâmetros e descritos no anexo 8 e os benefícios dos projetos (não descritos individualmente) do subprograma Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST.

Tabela 7.3: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço

Indicador QS	Principais Projetos	Un.
SAIDI MT	19,1	min.*
MAIFI MT	1,47	inc.*

*- base RND

A redução no indicador SAIDI MT indicada corresponde à redução do valor anual no final do período do Plano de 1,40 GWh de END (apenas relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria). Existem ainda outros projetos incluídos neste Plano, motivados pela melhoria da qualidade de serviço e, também, por outros vetores estratégicos com impacto considerável na qualidade de serviço.

Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor qualidade de serviço representam, no fim do período 2019-2023, ganhos anuais de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria), que se apresentam na tabela seguinte.

Tabela 7.4: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	0,38	0,38	0,38
2020	0,74	0,82	0,90
2021	1,09	1,24	1,43
2022	1,42	1,65	1,96
2023	1,75	2,04	2,46

Considerando a contribuição de todos os projetos, bem como a degradação dos indicadores da qualidade de serviço atrás referida, a evolução estimada para o SAIDI MT é a indicada no gráfico da Figura 4.5. De facto, a redução de SAIDI MT que se prevê obter com a realização do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica será, em grande parte, para compensar a degradação estimada para a rede MT neste período.

7.4.2 IMPACTO NA EFICIÊNCIA DA REDE

O impacto na eficiência da rede dos principais projetos de investimento descritos no anexo 8, medido pelos benefícios anuais médios de redução da energia de perdas, estima-se em 28,0GWh. Outros projetos previstos no plano contribuem adicionalmente com 38,4 a 45,7 GWh/ano (dependendo do cenário) para a redução da energia de perdas.

Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor eficiência da rede representam, no período 2019-2023, os ganhos médios anuais em energia de perdas na rede AT e MT apresentados na tabela seguinte, por cenário de investimento:

Tabela 7.5: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	13,7	13,7	13,7
2020	27,3	28,5	29,1
2021	40,6	43,1	44,2
2022	53,5	57,3	58,9
2023	66,4	71,4	73,6

Os investimentos previstos neste plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura (no cenário central de evolução dos consumos) e do aumento da produção de energia distribuída permitindo, ainda, uma pequena redução do valor relativo das perdas globais da RND.

7.4.3 IMPACTO NA EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Os investimentos neste vetor visam obter benefícios na redução dos custos de operação da rede de distribuição.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de identificação e quantificação dos benefícios associados a este vetor (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

7.4.4 IMPACTO NO ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Os investimentos neste vetor visam melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de identificação e quantificação dos benefícios associados a este vetor (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

7.5 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico tal como referido anteriormente deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT²⁴.

Os valores de investimento aqui apresentados são relativos apenas aos níveis de tensão AT e MT.

De notar que no investimento não específico manteve-se um agrupamento do investimento espelhando o que é feito no investimento específico. Assim, mantém-se a existência de programas, subprogramas e projetos.

Sistemas Informáticos

Os sistemas informáticos (SI), pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado.

A EDP Distribuição prossegue um caminho semelhante aos restantes ORD, (todos estão a investir significativamente em SI), acompanhando o processo de digitalização da economia e a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, migração para a cloud, etc..) tornando os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

A EDP Distribuição aposta significativamente na eficiência dos seus processos de negócio, na modernização dos seus sistemas de informação, na aproximação aos seus vários stakeholders e no desenvolvimento de projetos com forte cariz tecnológico como resposta aos grandes

²⁴ Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (AT – 14,851%, MT – 35,942% e BT – 49,207%).

desafios que se colocam ao sector energético, nomeadamente a liberalização do mercado e a introdução progressiva de smart grids/meters.

Apenas no programa de SI é que existem subprogramas e projetos com valores ≥ 500 k€ e que vão descritos nos anexos 9 e 13.

Foi feita uma alteração aos subprogramas descritos no PDIRD-E 2016, e para esse efeito apresenta-se de seguida uma tabela de correspondência desses subprogramas para os novos agora descritos no PDIRD-E 2018:

Tabela 7.6: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2016 vs. PDIRD-E 2018

Subprograma PDIRD-E 2016	Subprograma PDIRD-E 2018
Gestão de Ativos	Gestão de Ativos
Gestão da Rede	Gestão da Rede
Gestão de Energia	Gestão de Energia
Cadastro e Transversais	Gestão de Ativos
	Gestão da Rede
	Corporativos & Transversais
Transversais	Segurança e Risco
	Aquisições Diretas
Canais Digitais	Iniciativas Digitais
Cliente EDP Digital	
Ciclo Comercial	Gestão Comercial
Cobranças	
Mobilidade e <i>Analytics</i>	Gestão de Mobilidade
	<i>Big Data & Analytics</i>
Regulação e Auditorias	Regulatórios
JUMP – Modernização de Processos e Sistemas do ORD	JUMP – Modernização de Processos e Sistemas do ORD

O investimento médio considerado no período anterior (2014-2016) foi de 13,3M€/ano, estimando-se para o período do PDIRD uma redução significativa, para um valor médio anual de 7,6M€.

Edifícios e Outras Construções

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa. Com efeito, ao longo dos vários anos, tem sido feito um esforço de reorganização dos espaços ocupados resultando na libertação de edifícios.

Os investimentos a realizar ao nível de edifícios decorrem de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

O investimento médio considerado no período anterior (2016-2018) foi de 1,6M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023, um valor médio anual de 0,6M€ correspondendo a uma redução significativa, face ao período anterior.

Equipamentos de Transporte

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Verifica-se que o investimento médio, considerado no período anterior (2016-2018), foi de 2,5M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023 uma ligeira redução, para um valor médio anual de 2,3M€.

Outros

Na rubrica Outros estão considerados Investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário e Outras Imobilizações Corpóreas.

O investimento médio considerado no período anterior (2016-2018) foi de 0,7M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023 um valor médio de 0,7M€/ano.

Síntese de valores para o período 2019-2023

Resulta do conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT no período 2019-2023, um investimento global de 55,6€, distribuído da seguinte forma:

Tabela 7.7: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€)

Rúbricas Valores nominais (M€)	Média Anual 2016-2018	PDIRD 2019-23					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Investimento Não Específico	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
Edifícios e Outras Construções	1,6	2,2	0,4	0,2	0,2	0,2	3,1
Equipamento de Transporte	2,5	2,2	2,3	2,4	2,3	2,1	11,3
Sistemas Informáticos	13,3	9,9	7,1	7,3	7,1	6,4	37,8
Outros	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	3,5

Os valores médios anuais considerados no triénio anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução de valores médios anuais, para cerca de 11,1M€, no presente Plano 2019-2023.

Os valores elevados nos SI deve-se fundamentalmente ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a

implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se o regresso a um nível de investimento inferior.

7.6 LISTA ORDENADA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL

A seleção dos investimentos (projetos ou conjuntos de projetos) a incluir nesta proposta de PDIRD-E 2018 teve em consideração os objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços.

Cada projeto ou conjunto de projetos, em geral, contribui para mais do que um objetivo, enquadrando-se assim em mais de um vetor de investimento.

A seleção de investimentos a incluir em Plano implica uma análise multiobjetivo, tendo em conta o contributo para cada vetor e os critérios de priorização referidos no capítulo 2.2.

Tendo em consideração estas condições de análise e decisão multicritério, e a necessidade de minimizar o risco associado ao atingimento dos objetivos do Plano nos diferentes vetores, cada um dos projetos ou conjunto de projetos tem de ser considerado no seu contributo para cada um desses vetores de investimento, não podendo por isso ser dissociado dos objetivos globais definidos para o Plano.

Desta forma, os projetos foram agrupados e ordenados em cada um dos vetores, tendo em conta a ordem de prioridade face às necessidades de investimento na RND, definida de acordo com os critérios de priorização acima referidos.

No anexo 11 apresenta-se, para cada um dos cenários de investimento, a ordenação assim resultante dos investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 com impacto em cada vetor, bem como o impacto total no vetor e a programação anual respetiva.

Adicionalmente, e para o cenário 2 proposto, foi efetuada a categorização dos investimentos em 2 lotes:

- Lote 1 – projetos ou conjunto de projetos também incluídos no cenário 1, considerados como base. Estes investimentos permitem atingir os objetivos base definidos para o cenário 1 (de menor investimento), nomeadamente no vetor Qualidade de Serviço Técnica, cujo valor de SAIDI MT previsto em 2024 é de 83,8 min (NC=50%).
- Lote 2 – projetos ou conjunto de projetos adicionais, incluídos no cenário 2 mas não incluídos no cenário 1. Estes investimentos adicionais permitem atingir os objetivos mais exigentes definidos para o cenário 2, nomeadamente no vetor Qualidade de Serviço Técnica, com um valor mais baixo de SAIDI MT previsto em 2024 de 81,1 min (NC=50%).

Para o cenário 2 proposto é identificado, no anexo 11, o lote a que pertence cada um dos investimentos previstos. Refira-se que todos os investimentos incluídos no cenário 1 estão também incluídos no cenário 2.

7.7 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018

No anexo 12.A são apresentados todos os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018, com indicação do valor total e do montante anual previsto para cada um dos cenários de investimento, listados por ordem alfabética.

São, ainda, assinalados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 e que obtiveram, no período entre a entrega da versão final do PDIRD-E 2016 e a versão inicial do PDIRD-E 2018, aprovação autónoma emitida pelo Sr. Secretário de Estado da Energia.

Para o cenário 2 proposto os investimentos encontram-se categorizados por lotes, conforme definição apresentada no ponto 7.6, sendo listados por ordem alfabética em cada lote.

7.8 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD E-2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016

No anexo 12.B são apresentados os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 e que haviam sido previstos no anterior PDIRD-E 2016.

São, ainda, assinalados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 e que obtiveram, no período entre a entrega da versão final do PDIRD-E 2016 e a versão inicial do PDIRD-E 2018, aprovação autónoma emitida pelo Sr. Secretário de Estado da Energia.

Estes investimentos estão listados por ordem alfabética e para cada um dos cenários de investimento.

7.9 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD-E 2016

No anexo 12.C são apresentados os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 que não foram previstos no anterior PDIRD-E 2016.

Estes investimentos são listados por ordem alfabética e para cada um dos cenários de investimento, evidenciando-se o valor a aprovar em cada um destes cenários.

7.10 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018

No anexo 13 são apresentados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 que não foram incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018. No anexo 13.A é apresentada uma tabela resumo com estes investimentos e, para cada projeto e de forma sintética, a justificação para não ter sido incluído no PDIRD-E 2018. No anexo 13.B encontram-se as fichas destes projetos, nas quais se inclui uma justificação mais detalhada.

7.11 TABELA DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2018

No anexo 14 são apresentados os investimentos não específicos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018.

Página em branco

8. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2018 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO

No presente capítulo caracteriza-se a previsão da Rede Nacional de Distribuição com os seus elementos mais significativos, considerando a realização dos investimentos propostos nesta proposta do PDIRD-E 2018, referente ao período 2019-2023, e o seu funcionamento na situação de rede futura para os anos de 2020 (período intermédio) e 2023 (período final).

Adicionalmente evidencia-se a satisfação dos padrões de segurança e eventuais situações de constrangimentos na rede.

8.1 SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2020 E 31.12.2023

Apresenta-se, na tabela 8.1., a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2020 e 31.12.2023, bem como a sua variação relativamente a 2018.

Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023

Caraterização da Rede		2018	2020	2023	Variação 2018-2023	
Subestações AT/MT:	Nº Subestações	392	396	402	10	2,6%
	Nº TP AT/MT	670	670	676	6	0,9%
	Potência Instalada [MVA]	17.083	17.184	17.356	273	1,6%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações	28	28	27	-1	-3,6%
	Nº TP MT/MT	53	51	50	-3	-5,7%
	Potência Instalada [MVA]	405	400	398	-7	-1,7%
Rede AT:	Aérea [km]	8.785	8.829	8.933	148	1,7%
	Subterrânea [km]	498	530	543	45	9,1%
Rede MT:	Aérea [km]	58.028	n.d	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea [km]	14.317	n.d	n.d	n.d	n.d

Nota: o número de instalações mantém para os três cenários de evolução de consumos.

Da análise da tabela, verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2019-2023 se situará nos 2,6%, com um aumento da potência instalada de 1,6%.

Este crescimento, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, prende-se também especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica no que diz respeito à garantia de alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito (zona A), sedes de concelho, e pontos de entrega com pior qualidade de serviço, o que motivou o aparecimento de novas subestações no período do Plano.

Sublinha-se a tendência para a desativação das subestações MT/MT, nomeadamente por razões de melhoria da qualidade de serviço técnica e da eficiência da rede. Para algumas destas subestações está prevista a passagem a subestação AT/MT, à medida que se vão

convertendo as redes que são alimentadas por essas subestações para o nível de tensão MT predominante.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto no quinquénio 2019-2023 situa-se em 2,1% (o saldo indicado na tabela 8.1 não contempla as situações de substituição de condutores).

Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2020 e 2023 dado que as alterações da rede MT são principalmente devidas a pequenos projetos e a iniciativas de terceiros, e como tal ainda não totalmente definidas para estes anos, o que não permite projetar a rede com rigor.

Apresenta-se na figura 8.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, surgirão durante este Plano, num total de 11 novas subestações a construir. Em 2019, está prevista a desativação da subestação 60/6 kV Castelo Branco (conforme referido no capítulo 4.1.2). Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na tabela 8.1 é de 10 subestações.

Das 11 novas subestações previstas para o período 2019-2023, duas prendem-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica. A subestação AT/MT Poldra surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho, e a subestação AT/MT Grândola, no âmbito do subprograma de melhoria de QST aos piores pontos de entrega. A nova subestação AT/MT a estabelecer no parque industrial de Beja insere-se na estratégia que tem vindo a ser seguida, de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nas capitais de distrito (zonas A), no caso de falha total de uma subestação.



Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2019-2023

Complementarmente, no anexo 1 incluem-se os mapas nacionais com a distribuição geográfica prevista dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023.

No anexo 2 representa-se os graus de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada, enquanto que a caracterização da rede MT se encontra no anexo 5.

Nos capítulos 8.2. e 8.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de consumo considerados no Plano.

Conforme já referido no capítulo 3.2, uma vez que as condições de funcionamento da rede para diferenças entre os três cenários de consumo considerados são desprezáveis, nos anexos a esta proposta de PDIRD-E 2018 apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

8.1.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

O cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.1.

Nas tabelas 8.2 e 8.3 indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas e cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como os respetivos comprimentos totais associados.

Tabela 8.2: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2020

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.005	9.027	9.000	96,2	96,5	96,2
Ut > 70	353	332	358	3,8	3,5	3,8

Tabela 8.3: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2023

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.170	9.168	9.143	96,8	96,8	96,5
Ut > 70	305	308	332	3,2	3,2	3,5

No final do Plano, e para os cenários de consumo considerados, verifica-se um ligeiro desagramento da utilização da capacidade da rede AT (inferior a 0,5%), diminuindo a percentagem de linhas com utilização superior a 70% relativamente a 2018.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT mais pormenorizada.

Verifica-se que, em todos os cenários de consumo, existem seis linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%, o que se deve à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

Para os cenários central e superior, para além das 6 linhas, prevê-se que mais uma linha de AT possua utilização superior a 90%. Também não se previu investimento nesta linha uma vez que a probabilidade de sobrecarga é muito baixa porque os consumos fazem-se normalmente acompanhar de produção de energia (cogeração) e, por consequência, o fluxo real de potência é mais reduzido.

8.1.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

O cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.2.

Nas tabelas 8.4 e 8.5 indica-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada²⁵, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2020

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	370	369	366	93,4	94,1	93,4
70<Ut ≤90	25	26	29	6,3	6,6	7,4
Ut > 90	1	1	1	0,25	0,3	0,3

Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2023

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	378	375	369	94,0	93,3	91,8
70<Ut ≤90	23	26	32	5,7	6,5	8,0
Ut > 90	1	1	1	0,25	0,2	0,2

No final deste Plano, para qualquer cenário de consumos, prevê-se que apenas uma subestação AT/MT tenha uma utilização superior a 90%. Uma vez que a utilização nessa subestação será de cerca de 92 % no cenário central e de cerca de 94 % no cenário superior, e dado que os consumos associados a esta subestação se fazem, normalmente acompanhar de produção de energia (cogeração), a probabilidade de sobrecarga nesta subestação é muito

²⁵ calculada com base na carga natural

baixa. Assim, não se previu a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

Verifica-se que apenas para o cenário superior de consumos, existe agravamento de cerca de 1,1 p.p. na quantidade de subestações com uma utilização superior a 70% relativamente ao início do Plano, nos restantes cenários não existe agravamento.

Na tabela 8.6. apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da EDP Distribuição, para os anos de 2018, 2020 e 2023 e respetiva variação.

Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

DRC	2018			2020			2023			Δ Pot.Inst. 2018-2023 [%]			
	Pot.Inst. (MVA)	U [%]			Pot.Inst. (MVA)	U [%]			Pot.Inst. (MVA)		U [%]		
		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior	
Norte	2.630	54,0	54,2	54,4	2.666	53,6	54,1	54,5	2.686	53,4	54,4	55,2	2,1%
Porto	3.479	53,3	53,6	53,7	3.469	53,7	54,2	54,6	3.469	53,5	54,5	55,2	-0,3%
Mondego	1.977	44,0	44,2	44,3	1.962	44,6	45,1	45,4	1.982	44,3	45,1	45,8	0,3%
Tejo	2.441	46,6	46,8	46,9	2.461	46,7	47,2	47,5	2.481	46,5	47,4	48,0	1,6%
Lisboa	4.634	48,0	48,2	48,3	4.674	47,7	48,2	48,5	4.734	47,0	47,9	48,6	2,1%
Sul	1.924	48,3	48,5	48,6	1.954	48,4	49,0	49,3	2.005	48,9	49,8	49,6	4,1%
Total	17.083	49,4	49,6	49,7	17.184	49,4	49,9	50,2	17.356	49,1	50,0	50,6	1,6%

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98.

Para os cenários inferior e central de consumos a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é de 49% e 50%, respetivamente, não se verificando variação significativa face ao previsto no início do Plano. No cenário superior, a utilização global da potência instalada é de cerca de 51%, aumentando 1 p.p. relativamente ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, genericamente, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada, por área geográfica, refere-se que os valores de Norte, Lisboa e Sul são superiores à média nacional, o que se deve ao aparecimento de novas subestações para satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e cumprimento da estratégia definida no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

8.1.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

Com este Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações.

No entanto, existiu a preocupação de reduzir as saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

No anexo 5 é apresentada a caracterização da rede MT a 31.12.2018, não estando caracterizada para 2020 e 2023 pelos motivos referidos no capítulo 8.1.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no capítulo 4.1.3.2 e será dada continuidade ao esforço de telecomando em mais pontos da rede MT, através da instalação de equipamentos do tipo OCR3 nas redes aéreas e DTC Cell em postos de transformação nas redes subterrâneas.

8.1.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

Na elaboração deste Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores referidos no capítulo 3 para efeitos de dimensionamento.

8.2 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO

Neste capítulo é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista em 31.12.2020 e 31.12.2023, considerando o cenário central de consumos.

O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva n-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

8.2.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND, tendo em consideração as cargas naturais previstas.

Verifica-se que na generalidade das subestações, depois de considerados os aumentos previstos para as cargas, estas continuam a possuir potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes.

Estima-se que, em 2023, cerca de 86% do universo de subestações AT/MT da RND possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

8.2.2 RESERVA N-1

O PDIRD-E 2018 inclui 1 subestação AT/MT no âmbito da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), a SE Parque Industrial de Beja. Neste âmbito ficam a restar 2 subestações (Bragança e Portalegre) que, tendo em conta a sua baixa racionalidade económica, não foram contempladas no horizonte deste Plano.

Está ainda prevista uma subestação AT/MT que surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho (englobado no programa Melhoria da Qualidade de Serviço

Técnica), para garantia de reserva N-1 às sedes dos concelhos de Aljezur e Vila do Bispo (SE Poldra), dando continuidade à estratégia descrita no capítulo 4.1.3.2 para este subprograma.

A conversão de redes com diferentes níveis de tensão MT para o nível de tensão predominante visa, também, a garantia de reserva na alimentação das cargas respetivas.

8.2.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO

Como as situações não regulamentares detetadas são objeto de análise caso a caso, sendo resolvidas por ações de configuração da rede ou conduzindo à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar, não são de esperar no final do período situações em que se verifiquem variações de tensão acima dos valores regulamentares.

Considerando a realização dos investimentos que se prevê concluir neste plano referentes a novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, está assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no final de 2023.

Página em branco

9. QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

9.1 INTRODUÇÃO

Na decorrência dos pareceres da Consulta Pública efetuada ao PDIRD-E 2016 versão de junho, e da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) em particular, surgiu a dúvida sobre a necessidade de desenvolver uma avaliação ambiental nos termos da legislação em vigor para cada ciclo de planeamento. Com efeito, o PDIRD-E destina-se a reanalisar prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica em função de alterações de contexto. Entende-se que estas prioridades podem ser estratégicas (com alteração de objetivos e opções estratégicas) ou operacionais (ajustamento no portfólio de projetos a investir, mantendo-se inalterada a estratégia de investimento). Acresce que alguns dos projetos previstos no âmbito do PDIRD-E poderão estar sujeitos ao regime de Avaliação do Impacte Ambiental, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, com a redação atual, ou, quando localizados em Rede Natura 2000, à Avaliação de Incidências Ambientais, prevista no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, com a redação atual.

Desta forma, a metodologia desenvolvida para a avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E tem duas componentes:

- uma componente estratégica, correspondente à AAE, que procede à avaliação das oportunidades e dos riscos de opções estratégicas de desenvolvimento, no âmbito de rede de distribuição de eletricidade, em virtude de potenciais sinergias ou conflitos intersectoriais, e entre estes e os recursos ambientais;
- uma componente operacional, assente num mecanismo de avaliação ambiental prévia dos projetos de investimento.

A rotina procedimental de avaliação operacional do PDIRD-E justifica-se em qualquer caso, com ou sem alteração da estratégia do PDIRD-E em cada ciclo de planeamento. No entanto, a aplicação da componente estratégica de avaliação apenas fará sentido quando haja alterações significativas às opções estratégicas do plano ou às suas variáveis de contexto.

Esta prática é, aliás, coerente com o previsto nos termos do n.º 2, art.º 6º da legislação em vigor, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

Como resultado da AAE, e nos termos dos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio, foram produzidos os seguintes documentos:

- Relatório de FCD – nos termos da legislação em vigor, este documento foi objeto de consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas entre dezembro de 2017 e janeiro de 2018, tendo os resultados desta consulta sido integrados no processo de avaliação;

- Relatório Ambiental (RA) –incluindo o respetivo Resumo Não Técnico, acompanha a apresentação da proposta formal de PDIRD-E sendo sujeito a consulta pública;
- Declaração Ambiental (DA) – documento final para efeito de encerramento do processo, após a aprovação do PDIRD-E, a ser entregue à APA, nos termos do nº 1 do art.º 10.º, do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio.

9.2 COMPONENTE ESTRATÉGICA - AVALIAÇÃO DE OPÇÕES ESTRATÉGICAS

Como referido, a componente estratégica da AAE tem como objeto de avaliação as opções estratégicas do PDIRD-E. Uma análise preliminar concluiu não haver alterações à componente estratégica entre o PDIRD-E 2016 e o PDIRD-E 2018, objeto desta AAE, revelando-se assim uma continuidade de estratégia entre ciclos de planeamento. A avaliação conclui também ser a dimensão estratégica do PDIRD-E 2018 muito limitada pelo caráter operacional do plano e pelas fortes restrições legais e regulamentares que condicionam as escolhas da EDP Distribuição. No entanto, procurou-se explicitar as principais escolhas de caráter estratégico que estruturam este ciclo do PDIRD-E e avaliar os seus riscos e oportunidades. Desta forma, foram avaliadas seis opções estratégicas:

Tabela 9.1: Opções estratégicas – Descrição

Opção Estratégica	Descrição
OE 1	Melhorar a QST nas zonas pior servidas e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas
OE 2	Aumentar a resiliência às alterações climáticas das linhas aéreas existentes e novas através de: <ol style="list-style-type: none"> Substituição das linhas aéreas existentes em fim de vida útil por cabos subterrâneos em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores; Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas; Atender, na fase da conceção e projeto das novas linhas aéreas aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.
OE 3	Reforçar a automação da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de suporte a redes inteligentes em todo o território (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	Renovar, substituir ou reabilitar ativos AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes

Opção Estratégica	Descrição
	prioritários ²⁶ , segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a segurança de abastecimento, atendendo à evolução da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar projetos de investimentos orientados para a redução de perdas técnicas

A rotina procedimental de avaliação estratégica é estruturada segundo Fatores Críticos de Decisão (FCD) que, em conjunto com critérios de avaliação e indicadores, consubstanciam o quadro de avaliação das opções estratégicas de investimento o qual se manterá inalterado a menos que ocorram mudanças significativas na dimensão estratégica do PDIRD-E:

Tabela 9.2: Fatores Críticos de Decisão (FCD)

FCD	Objetivo / Descrição de âmbito
Assimetrias socio-territoriais	Criação de condições para uma melhoria da competitividade territorial em termos de qualidade de serviço, ligação da produção distribuída e redução de vulnerabilidade da rede a condições climáticas extremas.
Desempenho ambiental	Criação de condições que melhorem o desempenho ambiental da rede de distribuição em relação aos recursos ambientais, designadamente biodiversidade, paisagem, património cultural e outros riscos para o ambiente.
Eficiência energética	Criação de condições que permitam uma maior eficiência energética da rede de distribuição, em particular no que respeita à redução de perdas, à adoção de soluções tecnológicas energeticamente eficientes, incluindo redes inteligentes.

Da avaliação estratégica resultou a identificação de riscos e oportunidades relevantes em virtude de potenciais sinergias ou conflitos intersectoriais, e entre o plano e os recursos ambientais.

Foi também produzido um conjunto de recomendações, diretrizes e medidas de controlo que permitem assegurar o seguimento do PDIRD-E durante o seu período de vigência e que devem ser reavaliadas no próximo ciclo de planeamento.

9.3 COMPONENTE OPERACIONAL - AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

A avaliação Ambiental prévia dos projetos de investimento estrutura-se em três fases:

- Fase A: Verificação dos Critérios A;

²⁶ Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento nº 3/2017 da ERSE)

- Fase B: Verificação dos Critérios B;
- Fase C: Consulta às entidades competentes.

A verificação dos Critérios A isenta o projeto de qualquer outro tipo de avaliação. Pelo contrário, a sua não verificação obriga a passar à Fase B. Os Critérios A são os indicados na tabela seguinte.

Tabela 9.3: Critérios A

A1	O projeto consiste em alterações ou modificações de linhas aéreas existentes , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A2	O projeto consiste em alterações ou modificações de linhas subterrâneas existentes , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A3	O projeto consiste em alterações ou modificações numa subestação existente , sem alterações no perímetro e nível de tensão da mesma.

Os Critérios B são distintos para linhas aéreas (critérios BA), para linhas subterrâneas (critérios BS) e para subestações (critérios BSE). No quadro seguinte apresentam-se os aspetos cobertos pelos Critérios B.

A avaliação ambiental prévia considera que os critérios A devem constituir a primeira fase de triagem.

Relativamente aos critérios B, propõe-se que sejam constituídos apenas pelos critérios indicados no quadro seguinte.

Tabela 9.4: Critérios B

Aspetos	Critérios		
	Linhas aéreas	Linhas subterrâneas	Subestações
Localização em áreas protegidas	BA.1	BS.1	BSE.1
Localização em Rede Natura 2000	BA.2	BS.2	BSE.2
Localização em parques arqueológicos ou em bens culturais imóveis, classificados ou em vias de classificação, e respetivas zonas de proteção	BA.3	BS.3	BSE.3
Localização em área de elevado potencial arqueológico	BA.4	BS.4	BSE.4
Localização em geo monumentos	BA.5	BS.5	BSE.5
REN	BA.6	BS.6	BSE.6
RAN			BSE.7

Sempre que um dos critérios B seja verificado, deve ser solicitado um parecer à autoridade competente (ICNF, Direção Regional de Cultura, Câmara Municipal) sobre a necessidade de uma avaliação ambiental do projeto.

Os resultados da Avaliação Ambiental Prévia para o ciclo de planeamento de 2019-2023 dos 85 projetos de Investimento encontra-se resumida na Tabela 9.5.

Tabela 9.5: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2018

Critérios	Nº Projetos
(Com Alteração Traçado)	28
Sem condicionantes	11
Condicionante REN	15
Condicionante REN+SIC	1
3 condicionantes	1
(Sem Alteração Traçado)	57
NA	57
Total	85

Para os 85 projetos de investimentos inseridos no PDIRD-E 2018, 60 projetos não têm alteração de traçado, e dos restantes 11 não têm qualquer condicionante, 15 passam por Rede Ecológica Nacional, 1 projeto passa por REN e SIC (mas em cabo subterrâneo) e 1 dos projetos de investimento tem 4 condicionantes: novo cabo subterrâneo previsto numa área classificada como Rede Natura 2000: SIC e ZPE, Rede Nacional de Áreas Protegidas e Rede Ecológica Nacional.

Este projeto trata-se da Nova linha de 15kV nas Ilhas Armona e Culatra, prevista a ser estabelecida em cabo subterrâneo, e situa-se no parque Natural da Ria Formosa, classificada como Rede Natura (SIC e ZPE), RNAP e REN. Não existindo alternativas para a nova ligação, que tem como objetivo a existência de recurso às ilhas Armona, Culatra e Farol. Os percursos dos cabos subterrâneos que garantem a bi - alimentação à rede das ilhas de Armona, Culatra e Farol encontra-se na zona da Ria Formosa. Foram estudadas várias alternativas, concluindo-se que o traçado mais viável consiste em estabelecer 2.2 km em infraestrutura subaquática pertencente à Empresa Águas do Algarve e 8.5 km a ser estabelecidos num percurso atualmente existente. O traçado proposto parece em nosso entender ser o mais viável por ser o menos impactante e respeitar as orientações e recomendações das entidades com responsabilidades nesta área, nomeadamente o ICNF e a CCDR.

Tendo em conta as conclusões da Avaliação Ambiental Prévia efetuada considera-se que nenhum dos 85 projetos é suscetível de provocar impacte significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza.

Também se considera que nenhum dos dois projetos localizados em Rede Natura 2000, pelas suas características, seja suscetível de afetar os objetivos de conservação dos respetivos sítios. Neste caso, o parecer prévio vinculativo do ICNF parece ser o mecanismo adequado para impor as medidas de mitigação consideradas necessárias.

Página em branco

10. ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2018

A análise de risco à proposta do PDIRD-E 2018, agora apresentada, compreende cinco níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.3.);
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (descrito no capítulo 2.3).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às três primeiras dimensões.

10.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD

A análise de risco a esta proposta avalia o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos enunciados para os diferentes vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Os investimentos previstos no PDIRD-E 2018 respondem às necessidades dos vetores de investimento:

- Segurança de Abastecimento – visa garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Qualidade de Serviço Técnica – visa garantir o cumprimento dos objetivos para a QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço. Este vetor dá resposta à estratégia de evolução da QST considerada nesta proposta do Plano.
- Eficiência da Rede – visa garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND.
- Eficiência Operacional – visa garantir a redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços – visa facilitar o acesso a novos serviços de rede.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores considerados no presente PDIRD-E.

10.1.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, garante-se o dimensionamento adequado de todos os componentes da RND para que estes permitam satisfazer a procura de energia elétrica.

O objetivo relativamente a este vetor é o de garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.

O risco associado a este vetor é:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente do Investimento Obrigatório e dos programas Desenvolvimento de Rede e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento obrigatório são estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

As necessidades de investimento associadas a desenvolvimento de rede partem da análise das condições atuais de desempenho da rede, identificando-se projetos que, face a uma previsão da evolução da procura, serão necessários e apresentam indicadores económicos adequados.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT permite garantir a renovação (substituição ou reabilitação) de ativos envelhecidos da rede e cuja probabilidade de falha tende a aumentar. Os investimentos realizados no âmbito deste programa contribuem para o aumento da fiabilidade dos ativos associados à RND. A análise dos projetos incluídos neste programa avalia as condições de operação da rede atual e prevista, encontrando a alternativa mais adequada que garanta a Segurança de Abastecimento, a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência da Rede em que estarão inseridos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

A evolução mais lenta da procura tem permitido reduzir o montante de investimento associado ao programa Desenvolvimento de Rede, diminuindo o contributo absoluto deste programa associado ao vetor Segurança de Abastecimento.

A preocupação com a renovação sustentável dos equipamentos associados à RND, garantindo o seu desempenho adequado, conduz a um aumento do investimento associado ao programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT associado ao PDIRD-E 2018 (para o cenário de investimento proposto neste PDIRD-E).

A possibilidade de se proceder a sobreinvestimento ou subinvestimento neste vetor é mitigada da seguinte forma:

- As necessidades de investimento associadas a investimento obrigatório são estimadas com base em indicadores estatísticos que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, esses valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que este possa ser diferente do inicialmente previsto;
- O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite calendarizar os projetos associados a desenvolvimento da rede, reavaliando quais são os projetos mais adequados para acompanhar a evolução da procura. A calendarização dos projetos é avaliada para diferentes cenários de evolução da procura. Verificou-se que, para os cenários de procura analisados, não há alterações da calendarização para os projetos com investimentos previstos nos 2 primeiros anos de vigência deste Plano (conforme descrito no capítulo 2.3). Essa análise permite concluir que o período de revisão do PDIRD-E é adequado para mitigar o risco de sobreinvestimento ou de subinvestimento;
- Os ativos da rede, apesar das ações de manutenção e conservação, vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha. O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT é dotado de uma verba determinada em função de uma análise do desempenho e da idade dos ativos mais críticos para o desempenho da RND, sendo realizada uma análise criteriosa dos projetos de investimento associados ao programa, que se baseia numa análise dos riscos de falha dos ativos, e garantindo uma renovação sustentada da RND.
O investimento realizado neste programa tem resultado num aumento da vida útil média dos ativos da RND, o que se poderá traduzir, a prazo, num impacto negativo da sua fiabilidade. O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite fazer uma reavaliação regular do desempenho dos equipamentos em serviço na RND, adequando o investimento associado a este programa em função dessa avaliação. Considera-se que o risco de degradação do desempenho dos ativos da RND a médio prazo resultantes de um subinvestimento na sua renovação pode ser mitigado por uma maior monitorização e uma manutenção mais cuidada.

A avaliação da rede, na zona de implementação de cada projeto, para cenários de evolução da procura mais exigentes e de reduzida probabilidade de ocorrência, surge como uma medida adicional de mitigação do risco de não garantia da alimentação de 100% da procura. Verifica-se, no entanto, que existe algum risco de não alimentação de cargas em situação de contingência N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD-E 2018 (ver capítulo 4.1.2). Na alternativa adotada para a segurança de abastecimento não se prevê, no final do Plano, a

existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 83 MW não simultânea para a totalidade da RND.

De acordo com o estudo realizado pelo INESC TEC, “Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços”, apresentado no anexo 9.B os custos associados com potência cortada associada a um eventual subinvestimento são substancialmente superiores aos valores de investimento que evitam essa potência cortada. Pode-se concluir que, sendo os investimentos associados a Segurança de Abastecimento adequados, o risco de subinvestimento (ou de adiamento de investimentos) pode induzir custos consideráveis a longo prazo.

Os mecanismos de mitigação do risco garantem a realização dos montantes de investimento, associados ao vetor Segurança de Abastecimento que se revelem efetivamente necessários. Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco associado quer à realização de níveis de investimento não adequados, quer quanto ao não cumprimento dos critérios de planeamento, é negligenciável.

10.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, dá-se resposta às exigências estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço, com enfoque na redução das assimetrias e aumento da resiliência das redes.

Os objetivos para a evolução da qualidade de serviço para o período 2019-2023 são apresentados no capítulo 4.1.3.

O risco associado a este vetor é:

- Não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço técnica estabelecidos.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os investimentos previstos pela EDP Distribuição e associados a este vetor contribuem para os objetivos descritos no capítulo 4.1.3, tendo sido selecionados com base numa análise que permite avaliar o seu contributo para a evolução da qualidade de serviço técnica nesta proposta de PDIRD-E 2018. Refira-se que este objetivo implica a possibilidade de degradação da qualidade de serviço técnica esperada nos cenários de investimento intermédio e inferior, sendo esta mantida no cenário de investimento superior, tendo como referência os níveis atuais de QST (ano de 2017) considerados no modelo de estimação do impacto do investimento na qualidade de serviço, cujo sumário executivo é apresentado no anexo 9.B, para um nível de confiança de 50%.

Tratando-se de valores estimados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio. As condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados. Particularmente relevante, relativamente a esses desvios, será a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A. Para este Plano fez-se a avaliação do desempenho de ativos críticos para o desempenho da RND no que diz respeito à sua fiabilidade, avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados.

O risco de não cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço é também mitigado pelo disposto no artigo 9º. do RQS. Este artigo estabelece, na alínea b) do seu n.º 4, que a classificação de um evento como excepcional permite *“que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.”*

Conforme ilustrado no capítulo 4.1.3, os investimentos realizados na RND têm proporcionado melhorias de qualidade de serviço nos últimos anos, que permitem estabelecer uma relação entre esse esforço de investimento e os resultados assim obtidos. A experiência acumulada pela EDP Distribuição, apoiada no modelo de avaliação de impacto do investimento em QST desenvolvido com o INESC TEC permite, dentro de uma margem de incerteza adequada, estimar a relação futura entre os investimentos a realizar e a evolução esperada da qualidade de serviço.

Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que é possível não se atingir o objetivo definido para este vetor, nos diferentes cenários de investimento apresentados no PDIRD-E 2018. Admite-se que o risco residual de não cumprimento do objetivo, para a banda de incerteza apresentada no capítulo 4.1.3., é tolerável.

10.1.3 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se adequar os níveis de perdas na RND.

O atual desempenho da RND, no que diz respeito às perdas técnicas, pode ser considerado adequado. Para os valores de trânsito de energia verificados em 2016, esse valor foi estimado em 0,73% da energia entrada na rede AT e 1,41% da energia entrada na rede MT.²⁷

Num outro estudo apresentado em 2016 pelo INESC-ID, “Avaliação do Comportamento da Rede de Distribuição Face ao Crescimento da Produção Distribuída”, conclui-se que o aumento da pequena produção nas redes BT origina uma redução das perdas verificadas na RND. Ao

²⁷ Conforme indicado no estudo realizado pelo INESC-ID/IST, “Certificação do Modelo de Perdas nas Redes de Distribuição”, concluído em 2018.

contrário, a produção distribuída diretamente ligada à RND tem tendência a aumentar o valor das perdas. O sumário executivo desse estudo foi apresentado no PDIRD-E 2016.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (anexo 9.B) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT, apontando para valores da ordem dos 2,3%.

O risco associado a este vetor é:

- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado. Este risco poderá estar associado às condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), bem como ao ritmo de aparecimento de novos PRE.

Os investimentos associados a este vetor decorrem, essencialmente dos programas Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

As perdas técnicas dividem-se em duas componentes, uma das quais fixa (não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT e consumos próprios de SE, sendo de cerca de 145 GWh anuais)²⁸, e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule). Estas últimas variam aproximadamente com o quadrado da energia transitada²⁹, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura. Caso esta evolua mais rapidamente do que o previsto, os investimentos de expansão e renovação da rede poderão não ser suficientes para contrariar o aumento das perdas por efeito de Joule associado a esse aumento dos consumos, traduzindo-se num aumento do nível de perdas verificado na RND.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E que, ocorrendo de dois em dois anos, permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Os projetos incluídos neste Plano foram avaliados para diferentes cenários de evolução da procura. No entanto, sendo todas as restantes variáveis iguais, variações da evolução da procura traduzem-se em variações do nível de perdas, uma vez que as perdas variáveis variam com o quadrado da potência transitada nas redes. O cenário inferior de procura da EDP

²⁸ Documento “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST (2018), valores de 2016.

²⁹ Pode não ser exatamente se houver variações da forma dos diagramas de carga ou alteração dos trânsitos de energia na rede, por exemplo associados a modificações dos padrões ou volume da energia entregue pela PRE.

Distribuição prevê, para 2024, que a energia distribuída na RND (sem consumos MAT) será de 44,438 TWh (ver capítulo 5.5.1). O cenário superior prevê que essa energia será de 47,022 TWh, uma diferença de 2,6%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração da percentagem de perdas.

O risco de não cumprimento das metas também pode advir de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE, nomeadamente se ocorrer um rápido crescimento desta – seja pela construção de novos aproveitamentos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento, o sol ou a chuva.

A PRE, até determinada quantidade de energia entregue à rede, tende a reduzir os trânsitos de energia verificados nesta, reduzindo as perdas. No entanto, passado um ponto de equilíbrio entre consumo e produção local, a PRE pode inverter os trânsitos de energia até então verificados na rede, momento a partir do qual o aumento da PRE gera um aumento das perdas técnicas na rede.

A potência PRE ligada à RND, em 2017, atingiu já 4.316 MVA. Esta PRE já contribui para o aumento das perdas técnicas verificadas na RND. Com o aumento da PRE, nomeadamente na rede AT, esse impacto aumentará.

Os valores de investimento previstos nesta proposta do PDIRD-E 2018, associados a este vetor, permitirão manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista, apresentando valores ligeiramente menores para o cenário 3 de investimento. Segundo o estudo do INESC TEC, “Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços”, apresentado no anexo 9.B, o benefício de longo prazo por investimento na rede ultrapassa largamente o custo de investimento associado.

Sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável.

10.1.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Este vetor contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização.

O risco associado a este vetor é:

- Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional.

Os investimentos recaem sobre duas categorias, investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

As necessidades de renovação e reabilitação de ativos são estimadas tendo presente o desempenho da RND, sendo esse desempenho monitorizado. Considera-se a necessidade de

se realizar uma renovação adequada, a qual garanta a sustentabilidade dos atuais níveis de desempenho e de custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva.

O risco de se proceder a volumes de investimento em renovação e reabilitação de ativos desadequados é, portanto, mitigado pelo conjunto dessas ações – identificação de volumes de investimento necessários, face ao conjunto dos ativos em exploração, e identificação dos ativos individuais a serem objeto de renovação ou reabilitação através da monitorização do desempenho da RND e de uma avaliação dos seus índices de saúde e de criticidade.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 9.A.

A automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional. Também pode contribuir para melhorar a eficiência operacional se conduzir a um menor número de intervenções físicas (por substituição por operações remotas) ou a uma mais rápida deteção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de deteção de elementos avariados por inspeção das redes).

Os investimentos em automação da rede, com contributo mais significativo para a Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, também apresentam benefícios para a Eficiência Operacional.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução de mecanismos de automação.

Assim, pode-se concluir que o risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo.

10.1.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Este vetor contempla investimentos que possibilitam o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.

Os investimentos na RND mais relevantes estão associados ao programa Investimento Inovador. Também se destacam os projetos no âmbito do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os projetos inovadores apresentam risco tecnológico ou aplicativo elevado (tecnologia nova ou projetos nunca implementados na atividade corrente).

As três áreas de investimento inovador são: componentes avançados; monitorização e sensorização da rede; e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Os projetos associados a monitorização, inteligência e gestão ativa e integrada da rede criam potencialidades facilitadoras do desenvolvimento de novos serviços que os comercializadores poderão oferecer aos seus clientes.

Os projetos inovadores, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico. Esse risco é considerado tolerável, tendo em conta a monitorização e acompanhamento mais pormenorizado desses projetos. Adicionalmente, estes projetos são avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

10.1.6 CONCLUSÃO

O resultado da análise de risco realizada para os cinco vetores analisados é resumido na tabela 10.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados e depois de ajustados os objetivos de QST, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos deste Plano, mantém-se no nível tolerável.

O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco – nomeadamente de natureza meteorológica – que não são controláveis.

Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento

Vetor	Identificação do Risco	Análise do Risco	Avaliação do Risco	Tratamento do Risco
Segurança de Abastecimento	Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares. Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.	Verificação de procura muito acima dos níveis previstos, fazendo com que os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a essa procura.	As previsões de evolução de consumos apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo, é elevado. Consideram-se probabilidades de não excedência da evolução da procura associada a cada projeto de 90%.	O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta. O benefício acumulado com o investimento neste vetor ultrapassa largamente o valor de investimento realizado. O risco é negligenciável.
Qualidade de Serviço Técnica	Não se atingirem os objetivos de Qualidade de Serviço Técnica estabelecidos.	Ocorrência de fenómenos climáticos que deteriorem os resultados de QST. Degradação do desempenho dos ativos da RND.	Ocorrência de tempestadas com impacto significativo a nível de QST com frequência elevada. Os investimentos para melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença desses fenómenos, não previnem completamente. Investimento reduzido em renovação de ativos pode conduzir a um aumento do número de incidentes.	O PDIRD-E inclui um piloto que permitirá avaliar a capacidade de medidas testadas de aumentarem a resiliência das redes nas zonas mais expostas, ainda que a mesma só seja expectável após a concretização do projeto. O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excecionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões de QST estabelecidos para as redes de distribuição. A redução de investimentos em Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT poderá condicionar o desempenho futuro da RND. O risco de não cumprimento dos objetivos de QST é tolerável, sendo mais elevado para o Cenário 1 de investimento..
Eficiência da Rede	O desempenho da RND não ser adequado face ao esperado.	As perdas técnicas na RND atingirem valores elevados, decorrentes de um aumento da procura muito acima do previsto ou de um contributo da PRE para as perdas acima do previsto.	As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo e avaliando-se a globalidade do sistema, é elevado (probabilidade de 95% da procura agregada se encontrar entre os cenários inferior e superior considerados no PDIRD). O nível de eficiência da RND no que diz respeito às perdas é elevado.	O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta. O risco é tolerável.
Eficiência Operacional	Os investimentos realizados não contribuírem para a melhoria da Eficiência Operacional.	Não se atribuir um volume de investimento de renovação das redes que garanta a substituição adequada de ativos em fim de vida, obrigando à realização de mais ações de manutenção. O investimento em automação contribui para a redução de custos operacionais, podendo os projetos realizados não gerarem benefícios significativos associados a este vetor.	Os ativos em fim de vida útil tendem a gerar uma maior necessidade de intervenções de manutenção. A não renovação adequada desses ativos traduz-se num aumento das necessidades de operações sobre a rede. A automação contribui para a melhoria da eficiência operacional. Sendo os projetos avaliados antes da sua realização, o risco analisado será o de não gerarem benefícios significativos a nível de eficiência operacional (sendo estes projetos destinados sobretudo à melhoria da QST).	Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões contribuíram para a definição do investimento de renovação considerado no PDIRD-E. A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento. O risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo. O risco de degradação da eficiência operacional devido ao envelhecimento dos ativos é tolerável, sendo mais elevado para o Cenário 1 de investimento.
Acesso a Novos Serviços	Risco tecnológico.	Não se atingirem os objetivos pretendidos para os projetos inovadores, de telemedida e de acesso remoto.	O investimento inovador inclui projetos com investimento tecnológico ou aplicacional elevado (tecnologias novas ou projetos nunca implementados pela EDP-Distribuição). A telemedida e acesso remoto visa possibilitar o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.	Os projetos inovadores merecem um acompanhamento próximo, analisando-se previamente a tecnologia, os objetivos e acompanhando-se os seus resultados. São projetos limitados no orçamento, sendo o seu desempenho avaliado previamente a decisões sobre disseminação das tecnologias testadas. O risco é tolerável. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sist. Int. de Supervisão e Operação de Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

10.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO

10.2.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição foi realizado, para o PDIRD-E 2014, um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), intitulado “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”.

Esse estudo permitiu desenvolver uma metodologia de análise de risco de projetos de investimento incluídos no presente Plano.

Foi realizada uma análise de sensibilidade à evolução da procura para os projetos com investimentos previstos para o PDIRD-E, que incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos, a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários. Essa calendarização também tem em conta a avaliação do risco de surgimento de constrangimentos na rede em cenários com baixa probabilidade de serem excedidos, mencionada em 2.3.

A análise de sensibilidade dos restantes projetos considerados neste Plano incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos e a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários.

10.2.2 ANÁLISE DE RISCO DE CONJUNTOS DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esse trabalho permite concluir que, considerando-se que a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios são independentes entre si, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é negligenciável, conforme ilustrado na figura 10.2.

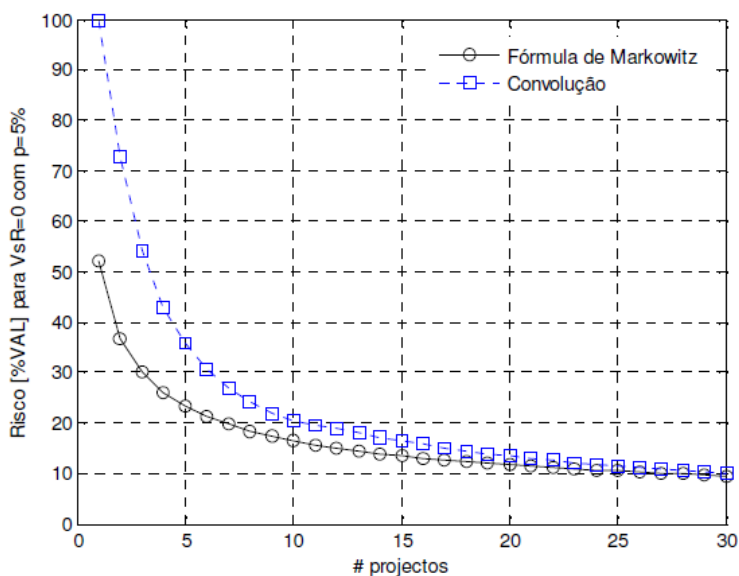


Figura 10.1: Evolução do risco com o número de projetos iguais

Existe alguma dependência em relação aos benefícios dos projetos, relacionada com o enquadramento macroeconómico, passível de introduzir uma componente de risco sistemático em relação aos benefícios. Contudo, atendendo a que os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garante-se que esses planos são adequados ao ciclo económico em que são executados.

Adicionalmente, os investimentos na rede de distribuição têm vidas úteis prolongadas – de 30 anos para a maioria dos ativos. Essas vidas úteis são muito superiores aos ciclos económicos, mitigando o risco de poderem gerar menos benefícios do que os esperados em algum momento da sua vida útil. Os pressupostos utilizados na avaliação económica – na qual se considera taxas de evolução dos consumos nos primeiros 10 anos e consumos constantes no restante período – também contribuem para mitigar o risco de se realizarem projetos cujos benefícios se venham a revelar insuficientes para justificar a sua realização.

11. BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS

O presente capítulo foi realizado com o objetivo de dar seguimento a uma das recomendações emitidas no Parecer da ERSE à proposta do PDIRD-E 2016, a qual aponta para a necessidade de, nos novos Planos de investimento a apresentar, se incluir um balanço intercalar ao investimento realizado.

Tendo em consideração que o plano assenta numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, nomeadamente para o investimento específico, a análise incidu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Foram analisados os anos 2015, 2016 e 2017, que abrangem os PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016. Efetuou-se a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos. Os valores da previsão referem-se ao PDIRD-E mais recente, respetivamente, PDIRD-E 2014 para 2015 e 2016 e PDIRD-E 2016 para 2017.

11.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento considerados neste Plano são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

No PDIRD-E 2014 existiam apenas os primeiros 4 vetores, pelo que para efeitos do presente balanço intercalar, nos anos de 2015 e 2016 foi considerada a matriz de contribuição dos programas de investimento constante daquele PDIRD-E. O vetor Acesso a Novos Serviços surgiu no PDIRD-E 2016, conforme explicado no capítulo 4.1.5 do presente documento, onde se apresenta uma descrição dos vetores bem como a matriz de contribuição atual, que foi aqui considerada para o ano de 2017.

11.2 BALANÇO DO INVESTIMENTO GLOBAL ANUAL

Apresenta-se, no gráfico da Figura 11.1, a visão global do investimento realizado em cada um dos anos em análise (2015, 2016 e 2017) e a comparação com os valores previstos no PDIRD-E mais recente.

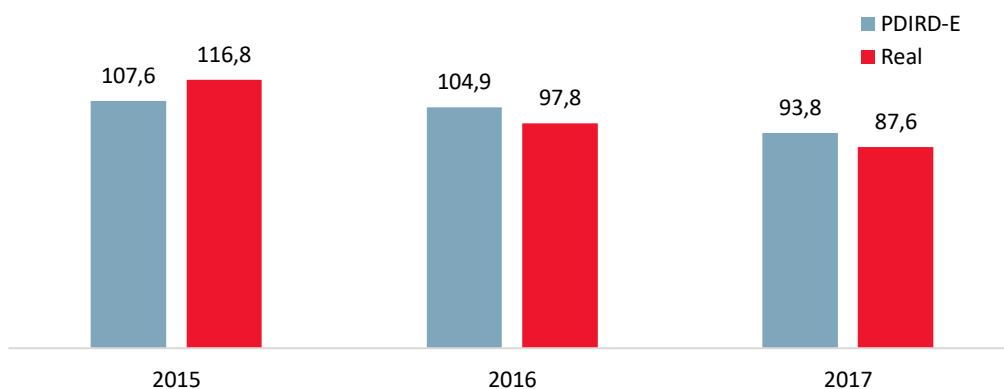


Figura 11.1: Investimento global anual (M€)

Nos pontos seguintes é apresentada uma comparação entre os valores verificados e previstos para cada um dos vetores estratégicos de investimento em cada um dos anos.

11.2.1 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2015

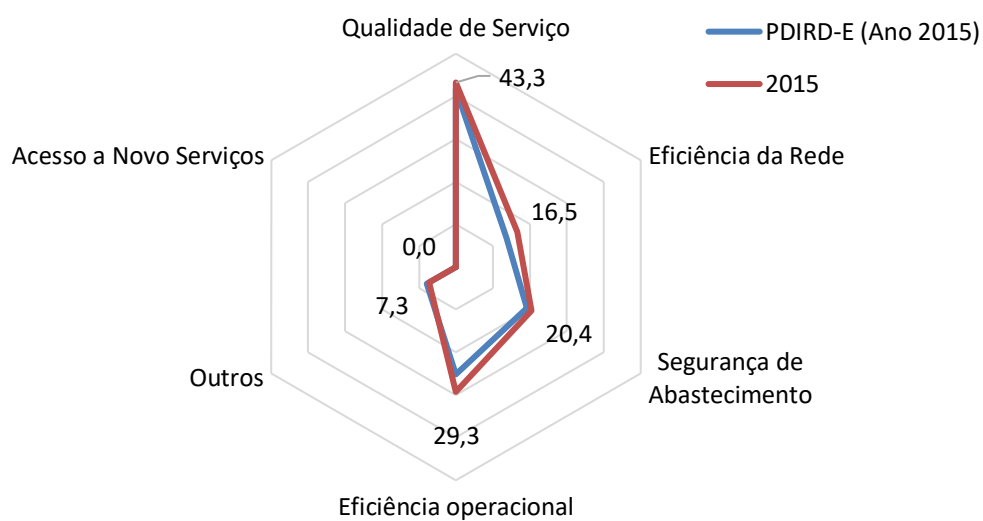


Figura 11.2: Investimento por vetor em 2015 (M€)

11.2.2 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2016

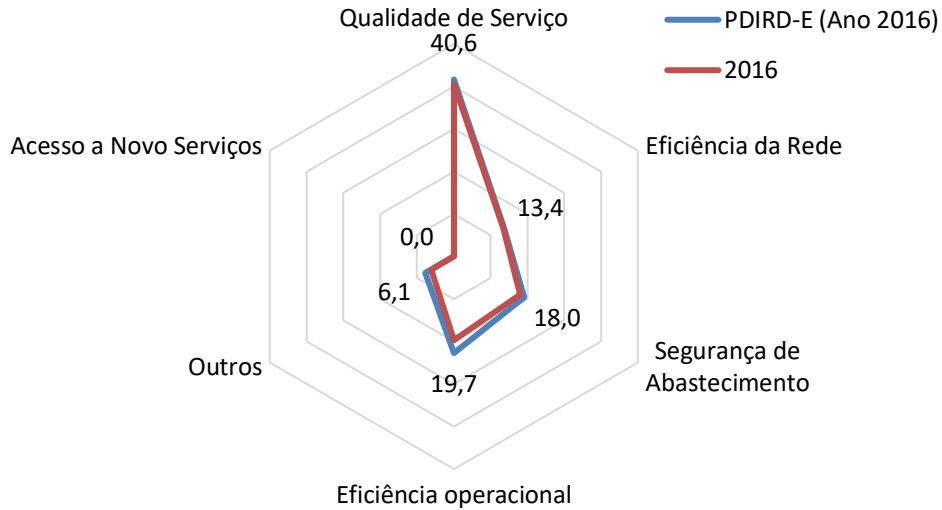


Figura 11.3: Investimento por vetor em 2016 (M€)

11.2.3 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2017

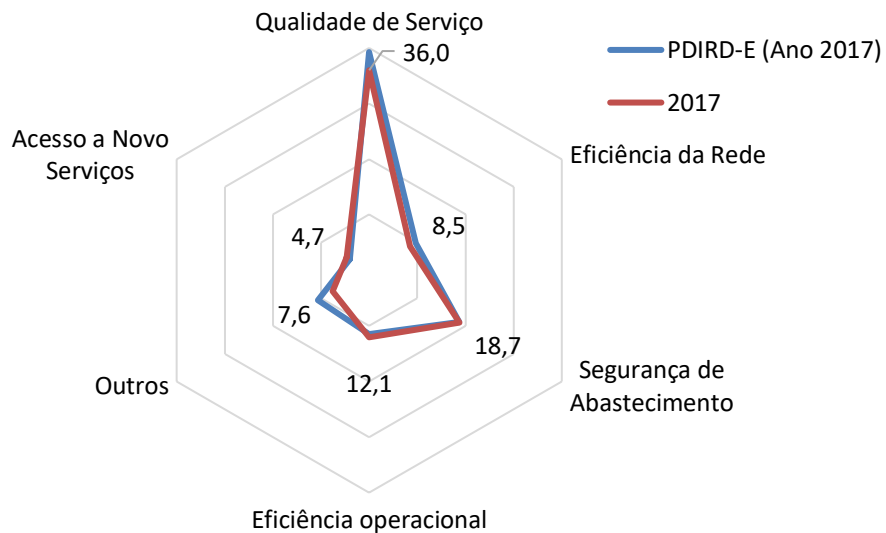


Figura 11.4: Investimento por vetor em 2017 (M€)

11.3 BALANÇO POR VETOR DE INVESTIMENTO

Neste capítulo é realizada uma análise mais pormenorizada do investimento em cada um dos vetores estratégicos, entre 2015 e 2017.

11.3.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor Segurança de Abastecimento apresenta valores de realização de investimento em cada um dos anos em linha com os valores previstos no PDIRD-E (Figura 11.5).

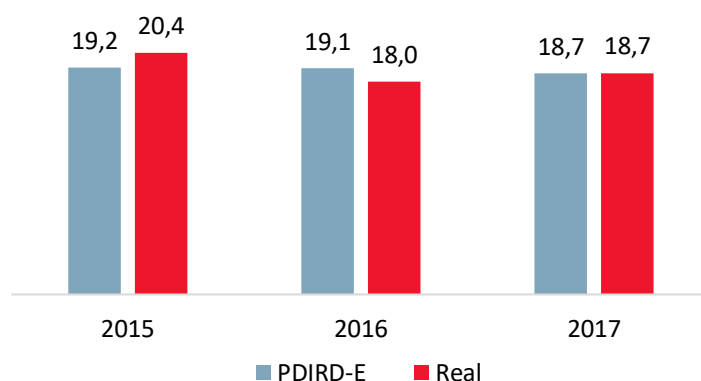


Figura 11.5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento (M€)

O investimento obrigatório é o programa que contribui com mais peso para este vetor. Neste programa de investimento os valores em cada ano ficaram abaixo dos valores previstos, como indicado na Figura 11.6:

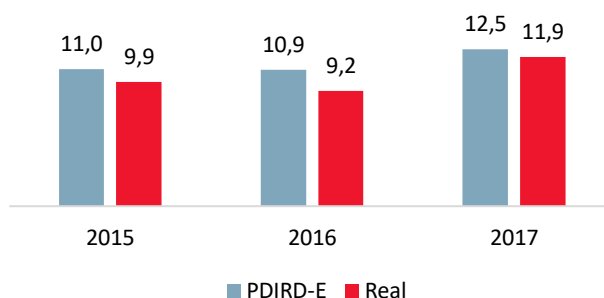


Figura 11.6: Contribuição do Investimento obrigatório (excluindo eq. de contagem) para o vetor SA (M€)

Este diferencial está relacionado com as diferenças verificadas no consumo total face ao previsto no PDIRD-E, conforme pode ser verificado na Tabela 11.1, onde se apresenta o resumo da evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017, real e previsto.

Tabela 11.1 Evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017 previsto e real

Ano	Consumo Total Previsto no PDIRD-E 2014 (GWh)	Consumo Total Previsto no PDIRD-E 2016 (GWh)	Consumo Total Verificado (GWh)	Varição do consumo verificado face à última Previsão (%)
2015	45.361	-	44.277	-2,45%
2016	46.187	44.391	44.599	0,47%
2017	47.110	44.685	44.753	0,15%

Nos 3 anos em análise, o consumo total verificado ficou aquém da previsão que constava do PDIRD-E 2014.

No PDIRD-E 2016, os valores para 2017 foram revistos em baixa, sendo que os valores de consumo efetivamente verificados neste ano estão mais em linha com a última previsão.

Não obstante esta redução no investimento obrigatório, no ano de 2015 registou-se, para este vetor, um valor global acima da previsão. Para este desvio contribuíram os investimentos realizados nesse ano relativos a projetos transitados do ano anterior, nomeadamente relativos às conclusões das ligações de rede MT afeta a subestações colocadas ao serviço no ano anterior.

11.3.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O vetor de Qualidade de Serviço Técnica apresentou uma realização globalmente alinhada com a previsão, sendo o ano de 2017 aquele em que se registou maior diferença (Figura 11.7).

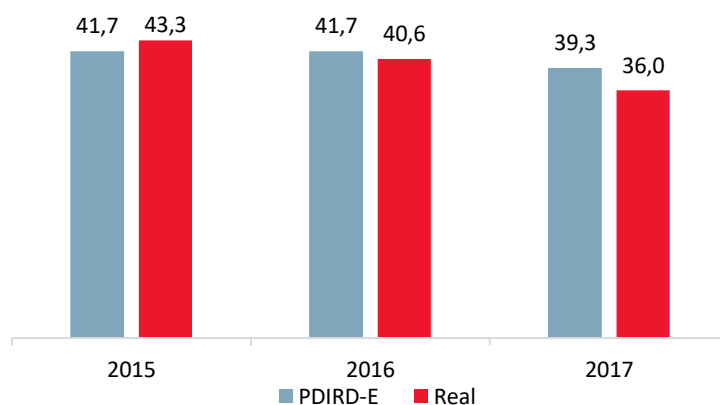


Figura 11.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica – QST (M€)

Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, verificou-se o adiamento do arranque de alguns projetos previstos iniciar no ano de 2017, com a consequente realização de um volume de investimento abaixo do valor previsto neste ano.

Para além do programa de investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, para este vetor contribuem, com peso significativo, os programas Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de SE e Modernização de SPCC e Automação e Telecomando da Rede MT. Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor

Qualidade de Serviço Técnica, de cada um dos programas que mais contribuem para este vetor (comparação entre o investimento realizado e previsto).

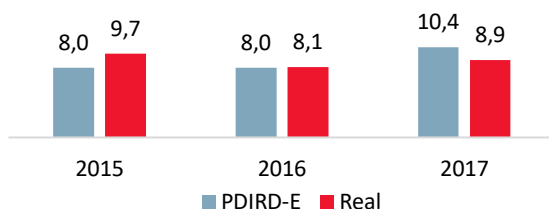


Figura 11.8: Contribuição do investimento em Melhoria da QST para o vetor QST (M€)

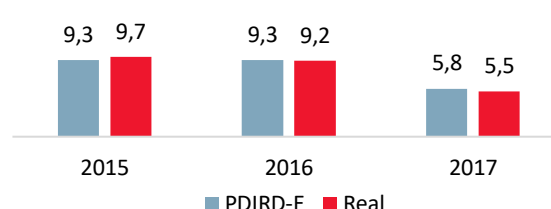


Figura 11.9: Contribuição do investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos para o vetor QST (M€)

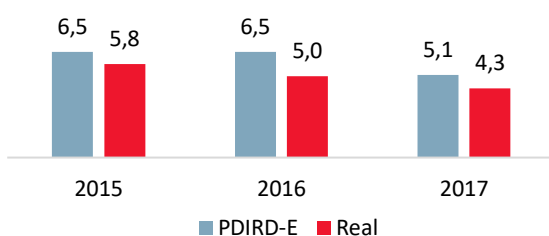


Figura 11.10: Contribuição do investimento em Automação de SE para o vetor (M€)

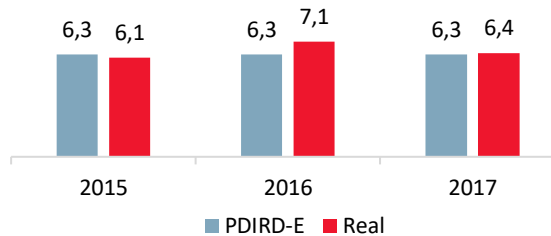


Figura 11.11: Contribuição do investimento em Automação e telecomando para o vetor (M€)

O investimento neste vetor tem impacto nos indicadores da Qualidade de Serviço Técnica. A evolução do indicador global de continuidade de serviço SAIDI MT pode ser analisada no capítulo 4.1.3.2, onde se verifica que a evolução recente deste indicador se tem situado dentro da banda de incerteza.

Refere-se, ainda, que nos anos de 2015 e 2016 a EDP Distribuição recebeu um prémio no âmbito do incentivo à continuidade de serviço do RQS – componente 1, estando o mesmo ainda em análise para 2017 (valores de QST para 2017 ainda provisórios à data).

11.3.3 EFICIÊNCIA DA REDE

O vetor Eficiência de Rede apresenta valores de investimento globalmente alinhados com o previsto no PDIRD-E (Figura 11.12). No ano de 2015, o investimento realizado registou valores superiores à previsão.

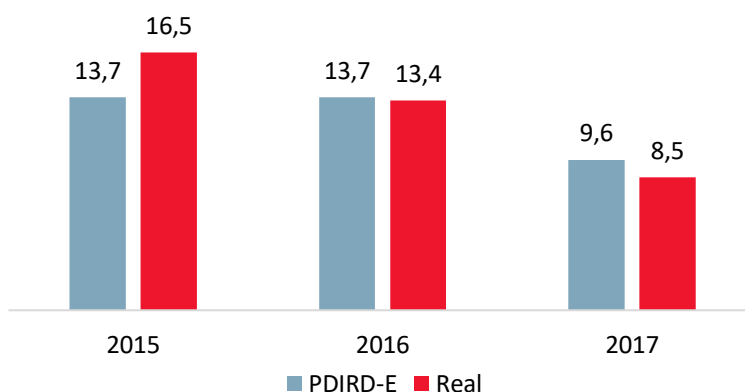


Figura 11.12: Investimento no vetor Eficiência da Rede - ER (M€)

O desvio em 2015 verifica-se em programas de investimento cujo contributo para este vetor é significativo (nomeadamente, os programas Desenvolvimento de Rede e Redução de Perdas Técnicas AT/MT), e reflete valores de investimento que se concluíram em 2015 relativos a projetos transitados do ano anterior, nomeadamente relativos às conclusões das ligações de rede MT afeta a subestações colocadas ao serviço no ano anterior.

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor Eficiência da Rede, de cada um dos programas que mais contribuem para este vetor (comparação entre o investimento realizado e previsto).

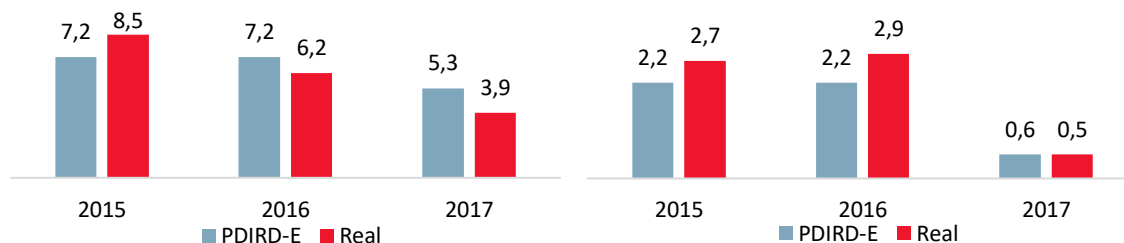


Figura 11.13: Contribuição do investimento em Desenvolvimento de Rede para o vetor ER (M€)

Figura 11.14: Contribuição do investimento Redução de Perdas AT/MT para o vetor ER (M€)

O investimento neste vetor repercute-se no desempenho da rede AT/MT ao nível das perdas técnicas. Para as perdas globais contribuem as perdas técnicas e as perdas comerciais.

A evolução das perdas técnicas AT/MT pode ser analisada no capítulo 4.1.4, onde se verifica que as mesmas se têm mantido em níveis considerados adequados.

Salienta-se assim, o compromisso da EDP Distribuição na melhoria contínua dos patamares de perdas na rede mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica, com benefícios para a sociedade.

11.3.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

O vetor Eficiência Operacional apresenta valores de investimento globalmente alinhados com o previsto no PDIRD-E (Figura 11.15).

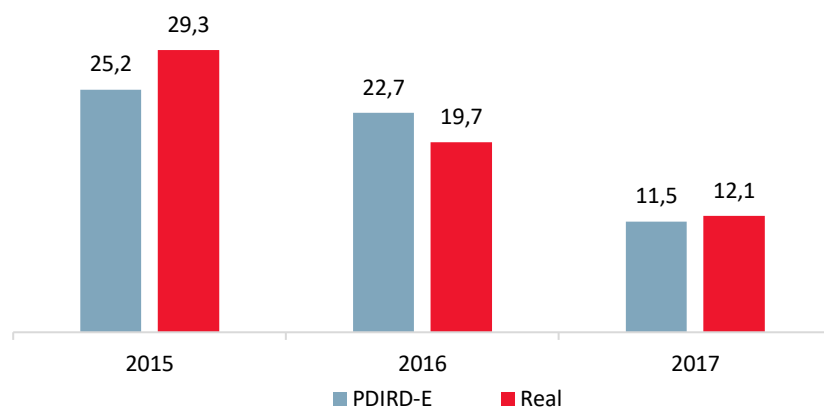


Figura 11.15: Investimento no vetor Eficiência Operacional - EO (M€)

Nota: os níveis de investimento neste vetor desceram no ano de 2017 devido ao aparecimento no novo vetor Acesso a Novos Serviços

No ano de 2015 o investimento neste vetor superou a verba prevista no PDIRD-E, em grande parte devido ao investimento acima do previsto realizado no programa Instalação de Telecontagem em PTD (Figura 11.16). Este programa deu sequência a uma solicitação do Regulador, tendo sido iniciado em 2014, tal como previsto. Contudo, a sua operacionalização no terreno motivou uma distribuição de investimento nos anos de realização diferente da previsão inicial, resultando num maior valor realizado, no ano de 2015, que o inicialmente previsto.

O investimento realizado neste vetor em 2016 foi inferior ao previsto no PDIRD-E. Esta diferença deveu-se ao programa de Investimento Inovador, devido a constrangimentos verificados nesse ano no fornecimento de equipamentos para a campanha de instalação de DTC.

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor Eficiência Operacional, de cada um dos programas referidos (comparação entre o investimento realizado e previsto).

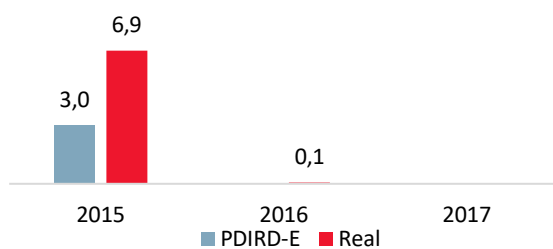


Figura 11.16: Contribuição do investimento em Telecontagem em PTD para o vetor EO (M€)

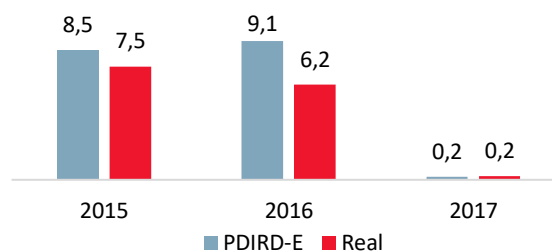


Figura 11.17: Contribuição do Investimento Inovador para o vetor EO (M€)

11.3.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

O vetor Acesso a Novos Serviços surgiu no PDIRD-E 2016, sendo assim aplicável a partir de 2017. Verifica-se que o investimento realização neste ano está em linha com o valor previsto (Figura 11.18).

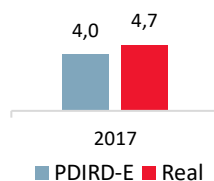


Figura 11.18: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços - ANS (M€)

11.3.6 OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, o Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

No gráfico da Figura 11.19, é possível verificar que o investimento realizado nesta rúbrica nos anos em análise ficou genericamente abaixo dos valores previsto no PDIRD-E.

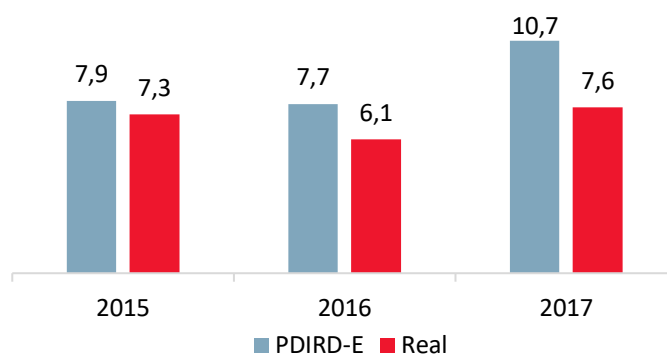


Figura 11.19: Investimento na rubrica “Outros” (M€)

Os desvios existentes estão associados a uma realização inferior do investimento em contagem AT/MT (inv. obrigatório – só eq. de contagem).

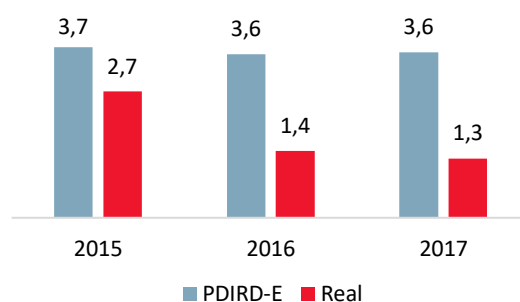


Figura 11.20: Contribuição do Inv. Obrigatório (só eq. de contagem) para a rubrica “Outros” (M€)

Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, verificou-se o adiamento do arranque de alguns projetos previstos iniciar no ano de 2017, nomeadamente na Promoção Ambiental – Integração Paisagística de Redes Aéreas e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas, com a consequente realização de um volume de investimento abaixo do valor previsto neste ano.

12. PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2019-2023

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela EDP Distribuição Energia, S.A. (EDP Distribuição) nesta proposta de PDIRD-E 2018. Este divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

Refere-se, ainda, o investimento em rede inteligente, que é uma parcela do investimento específico, e que se encontra direcionado para dar resposta aos desafios atuais e concretização de um novo paradigma do setor elétrico. No capítulo 4.2 apresenta-se uma definição do conceito respetivo e a descrição da estratégia de desenvolvimento de uma rede inteligente prevista pela EDP Distribuição.

Os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 12.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais.

Encargos de Investimento Capitalizáveis

Na EDP Distribuição, os encargos de investimento capitalizáveis assumem três naturezas:

- Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

No PDIRD-E 2016 foi incluído um anexo com informação detalhada dos vários tipos de encargos associados aos investimentos. Para esta proposta de PDIRD-E 2018 a EDP Distribuição manteve a metodologia apresentada, tendo entretanto promovido a auscultação às Unidades Organizativas (UO) intervenientes na atividade de investimento para revisão do processo, nomeadamente para atualização dos racionais e sustentação das taxas de imputação de custos ao investimento por centro de custo. Face aos resultados obtidos, foram alocados os encargos capitalizáveis de cada UO, para melhor adequação à real natureza destes custos.

Para o período deste Plano estima-se uma redução dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, refletindo, assim, um aumento de eficiência da empresa.

12.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

- *Investimento Obrigatório* – engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem as obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda às relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

O investimento obrigatório previsto para a rede AT permite a satisfação das novas ligações em AT assim como de ligação de Produtores em Regime Especial (PRE).

No que diz respeito à rede MT, o investimento obrigatório previsto está relacionado com a satisfação das novas ligações MT assim como de reforços, remodelações ou alterações que decorram de ligações MT ou BT.

- *Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

A conjuntura económica implicou uma retração do mercado no início da década, com um decréscimo acentuado do consumo global entre 2011 e 2014, verificando-se uma pequena retoma a partir de 2015. No período 2018-2023, prevê-se para o cenário central de consumos taxas de crescimento positivas, embora pouco expressivas (o estudo da previsão da procura é apresentado no anexo 10). Prevê-se que a energia distribuída anualmente pela RND atinja em 2023 um valor próximo do máximo histórico atingido em 2010 (ver capítulo 5.5.1).

Para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das instalações mais carregadas, com melhoria da eficiência da rede, é necessária a criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa, os quais serão analisados em seguida mais pormenorizadamente. Analisa-se, também, o investimento em rede inteligente. Este investimento é uma parcela do investimento específico e encontra-se direcionado para dar resposta aos desafios atuais de concretização de um novo paradigma para o setor elétrico.

Refira-se que o Investimento Obrigatório se mantém nos três cenários de investimento analisados para o PDIRD-E 2018. O Investimento Iniciativa da Empresa varia de acordo com o cenário de investimento.

12.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A previsão do investimento obrigatório baseava-se anteriormente no registo histórico e em estimativas das ligações a efetuar com a RND e com as redes BT, bem como no número de PTD a instalar, decorrentes do aumento de carga nas redes BT (que por sua vez, determinam o reforço das redes MT a montante). As estimativas do investimento obrigatório nas redes AT (nomeadamente em subestações) eram baseadas não só nos consumos dos clientes AT, MT e BT, mas também na estimativa do número de novas ligações a instalações produtoras.

No entanto, são diversos os fatores potencialmente influentes na variação dos montantes de investimento obrigatório a realizar em cada ano. Entre estes, podem ser referidos fatores relacionados com o estado de desenvolvimento económico (ex: redução da atividade no sector industrial ou da construção civil), alterações de condições locais (ex: implantação de unidade industrial, nova urbanização) que possam determinar a necessidade de alterar a rede já existente, ou até alterações de regulamentação (ex: as condições comerciais de ligação, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico, contêm regras que determinam fortemente os custos de ligação e as suas regras de participação).

A necessidade de melhorar a estimação dos montantes de investimento obrigatório e das participações levaram a EDP Distribuição a contratar uma instituição científica (INESC TEC) para desenvolvimento de um novo modelo de estimação, e que foi inicialmente apresentado

no PDIRD-E 2014 e atualizado para o PDIRD-E 2016. Para o presente PDIRD-E 2018 foi efetuada nova atualização da previsão em função dos dados mais atuais, entretanto verificados, para robustecimento do modelo, tendo os resultados sido considerados nesta proposta de Plano.

A previsão do modelo é baseada num conjunto de regressões lineares, que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *inputs* macroeconómicos, tais como indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, etc. O modelo revisto inclui, ainda, uma desagregação do investimento obrigatório e das participações por nível de tensão. Daqui resultou uma previsão dos valores para o período 2019-2023.

O investimento obrigatório é igual em todos os cenários de investimento analisados para o PDIRD-E 2018.

Na Figura 12.1 é apresentado o investimento médio anual no período 2016-2018³⁰ e a evolução esperada no período 2019-2023 do investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamento de contagem).

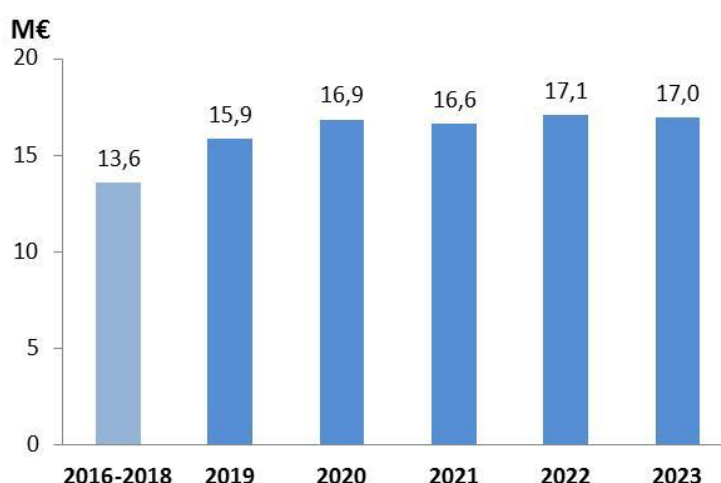


Figura 12.1: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2016-2023

Os resultados obtidos pelo modelo revisto sugerem a existência de uma atividade económica crescente no período deste Plano em relação ao período anterior. Esta evolução encontra-se em linha com as previsões disponíveis à data em que se realizou a atualização do estudo³¹.

Na Figura 12.2 é apresentada a evolução das participações (financeiras e em espécie) no mesmo período.

³⁰ Com base nos valores verificados em 2016 e 2017 e previstos para 2018.

³¹ A atualização do estudo foi realizada em 2018 com base em valores até 2017.

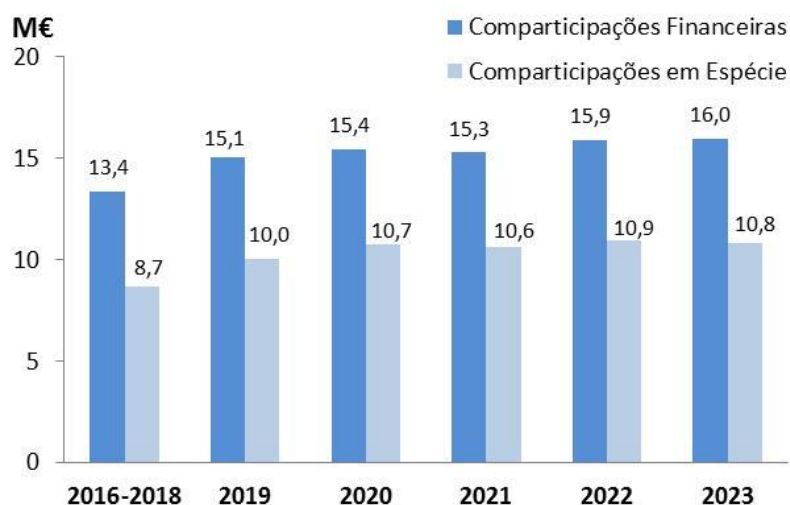


Figura 12.2 Comparticipações financeiras e em espécie, 2016-2023

Os resultados obtidos sugerem uma subida relativamente ao período anterior, incorporando o impacto das alterações regulamentares nas condições comerciais de ligação à rede, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), revisto em 2012 e que entrou em vigor em maio de 2013, bem como os valores mais recentes do histórico.

Na Tabela 12.1 apresenta-se o investimento específico obrigatório de realização EDP Distribuição, o CAPEX e os ativos acrescentados à RND, bem como o respetivo financiamento, previstos para o período 2019-2023. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 3 anos anteriores³².

 Tabela 12.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2019-2023³³

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019 - 2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Inv. Específico Obrigatório (sem Eq. de Contagem)	13,6	15,9	16,9	16,6	17,1	17,0	83,4
Redes AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
SE's + Redes MT	11,3	12,5	13,1	12,8	13,0	12,7	64,0
Eq. Contagem AT + MT	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	6,7
Contadores	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,1
Eq. Acessórios	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6
Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição (1)	14,9	17,2	18,2	18,0	18,4	18,3	90,1
Comp. Financeiras AT + MT (2)	13,4	15,1	15,4	15,3	15,9	16,0	77,7
Comp. Espécie AT + MT (3)	8,7	10,0	10,7	10,6	10,9	10,8	53,2
CAPEX Obrigatório EDP Distribuição (1-2)	1,6	2,1	2,8	2,7	2,5	2,3	12,4
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	23,6	27,2	28,9	28,6	29,4	29,1	143,3

Nota: custos primários

³² Com base nos valores verificados em 2016 e 2017 e previstos para 2018.

³³ CAPEX EDP Distribuição = Total Realização EDP Distribuição – Comparticipações Financeiras
Ativos Acrescentados à Rede = Total Realização EDP Distribuição + Comparticipações em Espécie

Após um período de crise económica prevê-se, para o período deste Plano, um aumento das ligações à rede com o crescimento do investimento obrigatório a realizar, bem como um aumento das participações financeiras e em espécie. Apesar de se prever que as necessidades de CAPEX associado ao investimento obrigatório subam ligeiramente face ao valor médio dos últimos 3 anos, estas sofrem um ligeiro decréscimo nos últimos anos do período do PDIRD-E 2018.

Refira-se que os segmentos de consumidores de energia elétrica de alta e média tensão já se encontram totalmente em telecontagem, pelo que os investimentos previstos realizar no âmbito do equipamento de contagem AT+MT resultam, essencialmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos.

12.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

A rede tem que ser capaz de garantir o seu funcionamento dentro dos padrões regulamentares de qualidade de serviço e da eficiência exigida pela Entidade Reguladora. No entanto, estes padrões têm aumentado de exigência, não sendo razoável atingi-los se não existir um incentivo adequado por parte da regulação.

O incentivo para a melhoria da eficiência energética foi incorporado no planeamento da rede considerando investimentos adicionais, com racionalidade económica, que conduzirão a uma rede mais eficiente e com melhor qualidade de serviço, com benefícios para a sociedade.

Na elaboração deste PDIRD-E manteve-se o objetivo de redução das assimetrias entre regiões, com a canalização de investimento para zonas pior servidas e, ainda, o robustecimento de redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais, com aumento da resiliência da rede.

Adicionalmente, manteve-se a preocupação com a eficiência da rede. Verifica-se que as perdas na RND se encontram atualmente em níveis adequados, não se justificando por isso investimentos adicionais para redução de perdas, mas continuando a considerar-se no Plano alguns investimentos específicos identificados neste âmbito e com justificação técnico-económica.

O Investimento de Iniciativa da Empresa reúne as verbas despendidas na persecução destes objetivos e é dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito específico, e enquadrado num ou mais dos 5 Vetores de Investimento definidos para o Plano: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Outros investimentos que não se enquadram total ou

parcialmente nestes vetores são incluídos na rúbrica “Outros” (e.g. relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares).

A relação entre os programas e os vetores de investimento considerados para o período 2019-2023 encontra-se discriminada na tabela 4.1 (capítulo 4).

No capítulo 4.1 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

12.1.2.1 Descrição dos Programas de Investimento

Segue-se a descrição de cada um dos programas de investimento de iniciativa da empresa, bem como do respetivo âmbito.

Desenvolvimento de Rede

Este programa abrange os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Integra os projetos que suportam a expansão da RND. Esses projetos dão resposta a situações em que se identifique uma elevada utilização dos componentes que integram a RND, ou em que essas elevadas utilizações sejam previsíveis a curto ou médio prazo, face ao crescimento de consumos e potências de ponta expectáveis nessas regiões. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a diminuir as perdas técnicas e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para a RND.

Estão aqui incluídos os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação dos existentes, com a ligação de centros eletroprodutores à RND, com a ligação de instalações consumidoras que pela sua dimensão obrigam à construção de uma subestação AT/MT nas suas proximidades, sempre que os projetos não sejam classificados como investimento obrigatório, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas. Inclui-se, também, os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga.

Os projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, quantificando os custos e os benefícios em redução da energia de perdas e da END. Os projetos são hierarquizados pelo seu mérito económico (expresso nas grandezas já referidas no capítulo 2.1.3) e pelo seu mérito técnico (em que se avalia a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo), presidindo estes critérios à seleção dos que serão implementados e considerando, também, o risco associado à sua não concretização.

Aquisição de Terrenos para Subestações

As dificuldades associadas às tarefas de seleção e aquisição de terrenos destinados à instalação de subestações, as quais tornam esse processo moroso, aconselham ao estabelecimento de procedimentos que permitam antecipar esse processo.

Este programa de investimento tem como objetivo a aquisição atempada de terrenos para as subestações que se preveja poderem vir a ser construídas a médio prazo (2 a 4 anos).

Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica integra um conjunto de projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a manutenção e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica e redução das assimetrias entre regiões.

No âmbito deste programa neste Plano, os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos especificamente orientados para a reserva no abastecimento às sedes de concelho, para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa, para o aumento da resiliência das redes aéreas e para a melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior QST.

No que se refere ao subprograma de Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas e tendo em conta os resultados positivos do projeto-piloto do Louriçal, foi contemplado o alargamento deste subprograma a outros concelhos.

Este programa engloba, ainda, investimentos associados a zonas em que, de forma global, a qualidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, procurando que esta não se degrade.

Automação e Telecomando de Rede MT

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a melhoria da QST da RND. Este programa contribui, adicionalmente, para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT.

Integra projetos de instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e de motorização e telecomando de postos de transformação (PT), os quais são submetidos a uma avaliação económica que permite auxiliar na tomada de decisão de seleção dos projetos analisados.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Com o alargamento do projeto Inovgrid o telecomando de postos de transformação é realizado com recurso a equipamentos DTC Cell, incluindo-se neste programa o investimento respetivo.

Promoção Ambiental

Os Planos de Promoção de Desenvolvimento Ambiental (PPDA) de iniciativa da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tiveram início em 2002 e foram extintos por esta Entidade após a conclusão do último programa que decorreu entre 2009-2011.

Reconhecendo a importância de integração das condicionantes ambientais para um desenvolvimento económico e social sustentável, a EDP Distribuição manteve a implementação de iniciativas voluntárias com mérito ambiental.

Neste âmbito, têm vindo a ser implementadas uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental inseridas no programa de Promoção Ambiental, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Está incluído neste programa de investimento o subprograma “Integração Paisagística de Redes Aéreas” que visa o enterramento de linhas aéreas, totalmente amortizadas, localizadas em zonas urbanas e com elevada densidade populacional.

Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas

Este programa inclui dois subprogramas relacionados com a mitigação do risco no operador de infraestruturas críticas no que se refere a:

- Risco Sísmico;
- Balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea.

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Por outro lado, através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de Maio/2003, o Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC) expressou um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas

orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.

Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.

Assim, o ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando evitar acidentes através da balizagem de linha aéreas.

Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

O principal objetivo do programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo é melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente a nível disponibilidade (tempo disponível para o operador, máquinas em operação), operacionalidade e eficácia. Permite garantir a adequação tecnológica e promover a sua homogeneização.

Promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, demonstrando a importância que esta infraestrutura tem na EDP Distribuição.

O programa contribui para a diminuição do risco associado à eventual falha nos sistemas de segurança, assegurando que o desempenho dos sistemas se mantém dentro dos respetivos

valores de referência. Contribui, ainda, para o aumento da eficiência operacional da RND, quer pela diminuição do número de intervenções humanas na rede (automação, OCR) quer pela diminuição do tempo de decisão (fruto do maior conhecimento do estado da rede).

Este programa tem ainda previsto o desenvolvimento de funcionalidades avançadas de energia (e.g. estimador de estados e previsão de cargas), alinhadas com o conceito de redes inteligentes e acesso a novos serviços.

Redução de Perdas Técnicas AT/MT

Este programa pretende melhorar os níveis de perdas na RND mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica. Incidirá, principalmente, na duplicação de saídas de subestação com maior utilização, estabelecimento de novas subestações e substituição de redes de secção reduzida. Contribuirá, assim, também para a melhoria da qualidade de serviço.

Apesar de os valores globais de perdas na RND estarem em níveis considerados adequados, continuam a justificar-se alguns investimentos específicos neste âmbito, com um benefício em redução de energia de perdas superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Os ativos da rede apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável, leva-nos a considerar a necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação),

Um ativo, independentemente da sua idade, poderá ter índices de indisponibilidade elevados quando comparado com ativos semelhantes. Nesta situação, é possível proceder-se a uma análise económica dos benefícios subjacentes à sua substituição e a intervenção é avaliada no âmbito do programa de Desenvolvimento de Rede.

No entanto, existem ativos com muitos anos de serviço em que é expectável que as suas condições de funcionamento se venham a degradar, caso se mantenham em exploração, constituindo um elemento de risco na operação da RND. Torna-se, pois, necessário promover a renovação de ativos em fim de vida útil.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT visa, através de uma análise criteriosa dos riscos associados e avaliados através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND.

Beneficiações Extraordinárias

Uma ação de beneficiação extraordinária é motivada pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, visando essa intervenção repor a condição técnica do mesmo no ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um

envelhecimento/degradação precoce. A não salvaguarda desta situação poderá levar à perda total do ativo com impactos financeiros relevantes.

Assim, as ações de beneficiação extraordinária são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

As intervenções a realizar ao abrigo do programa Beneficiações Extraordinárias configuram os seguintes três tipos de investimento:

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

Assim, uma ação de beneficiação extraordinária poderá aumentar ou não a vida útil expectável do ativo intervencionado.

Os projetos de investimento incluídos no programa Beneficiações Extraordinárias dão resposta a estas necessidades.

Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível

O Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 17/09 de 14 de janeiro obriga à criação de redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), as quais se desenvolvem sobre as linhas de distribuição de energia elétrica (entre outras infraestruturas), identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Concretizando, no seu art.º 15.º é referido que nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 metros (linhas AT) ou 7 metros (linhas MT), para cada um dos lados.

O programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível destina-se a assegurar a abertura e reposição das faixas de gestão de combustível conforme estabelecido nos referidos Decreto-Lei. Tendo em consideração a especificidade das RSFGC, as mesmas apresentam um ciclo de vida de 4 anos.

Ligações aos Operadores de Redes BT

Este programa³⁴ visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT e a remodelação de PS associado a PT existentes.

O volume de investimento previsto resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT. A identificação dos projetos individuais incluídos no programa é realizada em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

Os projetos no âmbito deste programa são selecionados no ano anterior à realização, de entre uma carteira de projetos previamente identificados e de acordo com as necessidades correntes. Como tal, tendo por base as obras realizadas em anos anteriores, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

Foi ainda considerada uma verba neste programa para remodelação de PS associados a PT existentes, com necessidade de renovação do ativo.³⁵

Programa de Investimento Corrente Urgente

Trata-se de um programa que visa dar resposta a problemas que venham a ser identificados nas redes que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e cuja solução definitiva obriga a novos investimentos.

Devido às características deste programa, os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência. Assim, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

Investimento Inovador

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a evolução da rede para uma rede inteligente.

No Investimento Inovador são incluídos projetos classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado (esse risco pode derivar de ser uma tecnologia nova, ou por serem projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição) e

³⁴ O nome deste programa foi alterado neste PDIRD-E, correspondendo ao programa “Ligações de PT” dos PDIRD-E anterior.

³⁵ Em resultado da desagregação por nível de tensão das componentes do ativo Posto de Transformação, correspondendo o PS ao nível de tensão MT

que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada).

Foram definidas 3 áreas de investimento e assim classificados os projetos: a) componentes avançados; b) monitorização e sensorização da rede; c) inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Na alocação de recursos neste Plano, a investimentos do tipo inovador, procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

No âmbito deste programa destaca-se o projeto “Instalação de DTC em postos de transformação”, pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes.

12.1.2.2 Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa

Os investimentos de iniciativa da empresa têm presente os objetivos definidos para os 5 vetores de investimento considerados no Plano, conforme descrito no capítulo 4.1.1.

As decisões de investimento têm sempre subjacente o princípio de racionalização técnica e económica das soluções a implementar, adotando-se para o efeito critérios de fiabilidade e de rentabilidade em função do nível de perdas e de qualidade de serviço e das condições de fornecimento da energia elétrica.

A verba contemplada nos programas de investimento de iniciativa da empresa, em cada um dos três cenários de investimento analisados para esta proposta de PDIRD-E 2018, é apresentada nas tabelas seguintes.

- Cenário 2 (proposto) – cenário intermédio de investimento**

Tabela 12.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 2 - proposto)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	57,5
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	2,3	2,3	2,3	2,3	12,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	6,3	6,3	6,3	6,3	32,2
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	4,4	1,4	1,4	17,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	17,5	17,5	17,5	17,5	80,2
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	4,8	6,2	6,2	6,2	6,2	29,6
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	78,1	71,0	73,9	72,9	69,4	69,4	356,7

Nota: custos primários

- Cenário 1 – cenário de menor investimento**

Tabela 12.3 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 1)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	57,5
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	1,3	1,3	1,3	1,3	8,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	4,4	1,4	1,4	17,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	51,0
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	3,8	5,2	5,2	5,2	5,2	24,6
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	78,1	70,0	61,8	60,8	57,3	57,3	307,3

Nota: custos primários

- **Cenário 3 – cenário de maior investimento**

Tabela 12.4 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 3)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	15,8	15,8	15,8	15,8	74,7
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	35,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	16,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	6,3	6,3	6,3	6,3	32,2
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	5,4	7,4	7,4	30,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	17,5	17,5	17,5	17,5	80,2
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7	7,8
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	8,6	11,9	11,9	11,9	11,9	56,1
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	78,1	74,8	89,1	89,1	90,6	90,6	434,3

Nota: custos primários

Os três cenários estudados apresentam variações de investimento nos diferentes anos do período deste Plano. Relativamente ao ano de 2019 (primeiro ano do Plano) procurou-se manter os valores de investimento na proposta final do PDIRD-E 2016, para acautelar a continuidade dos projetos que vêm do período anterior e acomodar a janela temporal apropriada para a aprovação deste novo PDIRD-E.

A diferença entre os cenários de investimento prende-se, essencialmente, com variações do investimento nos programas mais diretamente relacionados com o vetor Qualidade de Serviço Técnica, nomeadamente os programas Melhoria da Qualidade Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

A crescente preocupação com o envelhecimento e degradação dos ativos da rede levou a um reforço nos cenários de maior investimento nos programas mais relacionados com esta componente, nomeadamente, os programas Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT. Estes investimentos deverão contribuir, a médio/longo prazo, para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço.

No programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações é contemplado, no cenário 3 de investimento, o arranque da Fase 2 do projeto de Telecomunicações – Rede de Acesso.

Para além das diferenças naquele vetor, verifica-se ainda uma variação no vetor Acesso a Novos Serviços, relacionada com alterações no Investimento Inovador conforme o cenário de investimento e para todo o período do Plano.

Nos outros investimentos, verifica-se que o programa Beneficiações Extraordinárias tem mais investimento no cenário 3. No programa Promoção Ambiental, o subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas não foi considerado no cenário 1 de investimento no período 2020-2023.

Neste Plano, propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento, conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

12.1.2.3 Investimento em Rede Inteligente

Conforme descrito no capítulo 4.2, define-se o conceito de rede inteligente como «*uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.*»³⁶

Adicionalmente, e centrando-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, define-se também este conceito como a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia ou Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Considera-se que contribuem para esse paradigma genericamente os investimentos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

- a) Sensorização e Monitorização
- b) Automação e Telegestão
- c) Telecomunicações e Cibersegurança
- d) Automação do Processamento e Análise de Dados

O montante global previsto para o conjunto dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias (e que são os programas Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, Investimento Inovador) corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no

³⁶ CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

período 2019-2023. Nas tabelas seguintes apresenta-se a distribuição de investimento em rede inteligente nos três cenários de investimento analisados (custos primários):

Tabela 12.5. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto)

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	4,8	6,2	18,6	29,6
Total Investimento Rede Inteligente	24,1	20,9	55,2	100,2

Tabela 12.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 1

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	3,5	10,5	21,0
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	3,8	5,2	15,6	24,6
Total Investimento Rede Inteligente	23,1	17,1	43,8	84,0

Tabela 12.7. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 3

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	7,0	21,0	35,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	20,2	30,4
Investimento Inovador	8,6	11,9	35,7	56,1
Total Investimento Rede Inteligente	27,9	30,1	95,8	153,7

As diferenças de valores entre cenários resultam de variações em todos os programas de investimento considerados como investimento em rede inteligente.

No cenário de investimento proposto neste Plano (cenário 2), o investimento previsto em rede inteligente no período 2019-2023 é de 100,2M€.

12.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, sendo os principais objetivos referidos no capítulo 4.3.

O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT³⁷.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT, no período 2019-2023, corresponde a um investimento global de cerca de 55,6M€.

12.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2019-2023

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o cenário de investimento escolhido desta proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2).

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2019-2023 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, considerando o cenário 2 de investimento (descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2), acrescido dos encargos totais.

Investimento Específico

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2019-2023.

O investimento específico resulta da agregação das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

Na Tabela 12.8 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico no período do Plano, para o cenário proposto (cenário 2), a qual permite inferir o valor dos ativos acrescentados à rede em cada ano, bem como o valor do CAPEX associado, incluindo-se o valor médio dos 3 últimos anos como referência.

Conforme referido anteriormente, os ativos acrescentados à rede incluem as participações em espécie associadas ao Investimento Obrigatório.

³⁷ Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (AT – 14,851%, MT – 35,942% e BT – 49,207%).

Tabela 12.8: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019 - 2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Investimento Obrigatório	14,9	17,2	18,2	18,0	18,4	18,3	90,1
AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
MT	12,7	13,9	14,4	14,1	14,3	14,1	70,7
Investimento Iniciativa da Empresa	78,1	71,0	73,9	72,9	69,4	69,4	356,7
AT	10,7	8,5	8,9	8,8	8,1	8,1	42,4
MT	67,4	62,5	65,1	64,1	61,3	61,3	314,4
Total Realização EDP Distribuição (1)	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Comp. Financeiras AT + MT (2)	13,4	15,1	15,4	15,3	15,9	16,0	77,7
AT	4,7	4,8	4,5	4,7	5,2	5,6	24,7
MT	8,7	10,3	10,9	10,6	10,7	10,4	52,9
Comp. Espécie AT + MT (3)	8,7	10,0	10,7	10,6	10,9	10,8	53,2
AT	1,3	2,6	3,0	3,0	3,2	3,3	15,1
MT	7,4	7,4	7,8	7,6	7,7	7,6	38,0
CAPEX Específico EDP Distribuição (1-2)	79,6	73,2	76,7	75,6	72,0	71,8	369,2
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	101,7	98,3	102,9	101,5	98,8	98,6	500,0

Nota: custos primários

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2018, um nível de investimento da ordem da média dos últimos 3 anos, com um ligeiro decréscimo, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 74,9M€ em 2019-2020 e 73,1M€ em 2021-2023 (Figura 12.3).

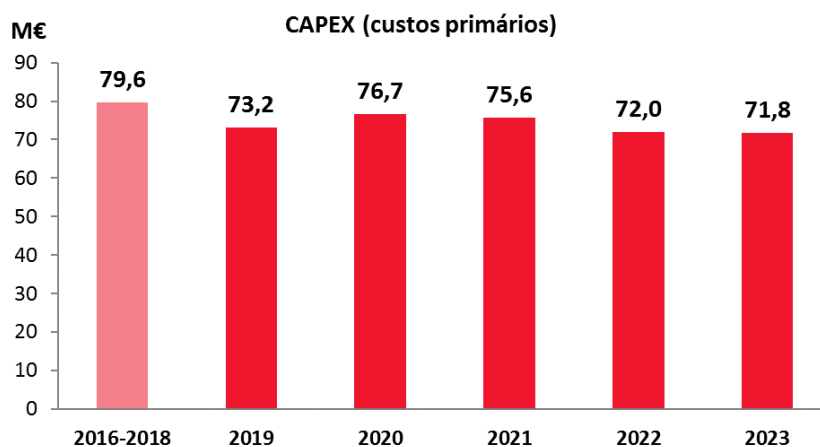


Figura 12.3 Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 1,6M€/TWh em 2019-2020 e, o mesmo valor, em 2021-2023 (Figura 12.4).

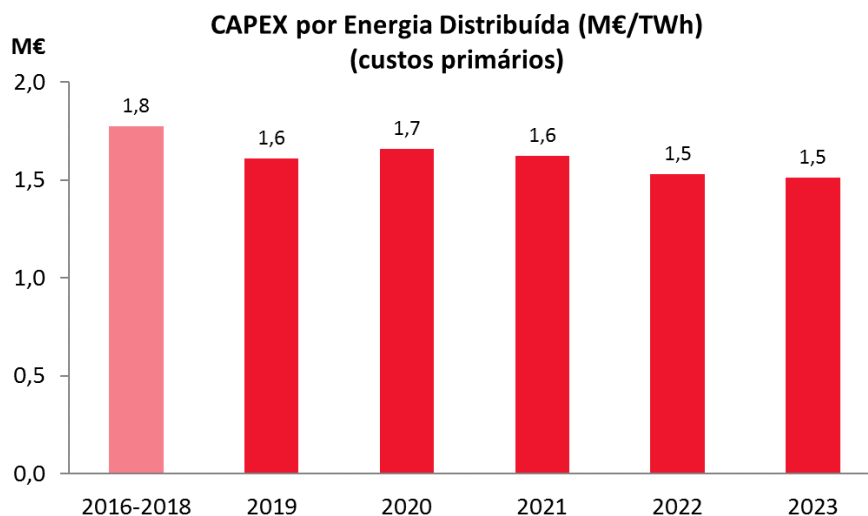


Figura 12.4 Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento, no cenário proposto comparativamente aos três anos anteriores (Figura 12.5), verifica-se uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2019-2023. Tal deverá refletir-se numa degradação da qualidade de serviço global esperada (incremento de 3,5min. no indicador global SAIDI MT para um NC=50%), mantendo os objetivos de redução de assimetrias por zona, melhorando as zonas pior servidas mas com risco de degradação nas melhores, e aumento da resiliência da rede. Prevê-se, também, a manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos.

Apesar da redução prevista do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, manteve-se a preocupação de garantir um investimento em renovação e reabilitação de ativos considerado adequado para as necessidades identificadas neste âmbito, por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço a médio/longo prazo.

Por outro lado, o crescimento esperado dos consumos e das cargas conduziu a um incremento do investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento, mais acentuado no período 2021-2023. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência da Rede apresenta uma redução do investimento relativamente aos anos anteriores, justificada pelo facto de as perdas técnicas na RND se encontrarem atualmente em níveis adequados, não se justificando, por isso, investimentos adicionais para redução de perdas. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se níveis de investimento estáveis ao longo do período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais. O valor médio mais elevado no período anterior (2016-2018) é influenciado pela verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto no cenário proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (57,7M€ no período 2019-2023), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,7%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período analisado, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart* (ver capítulo 4.1.6).

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rúbrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

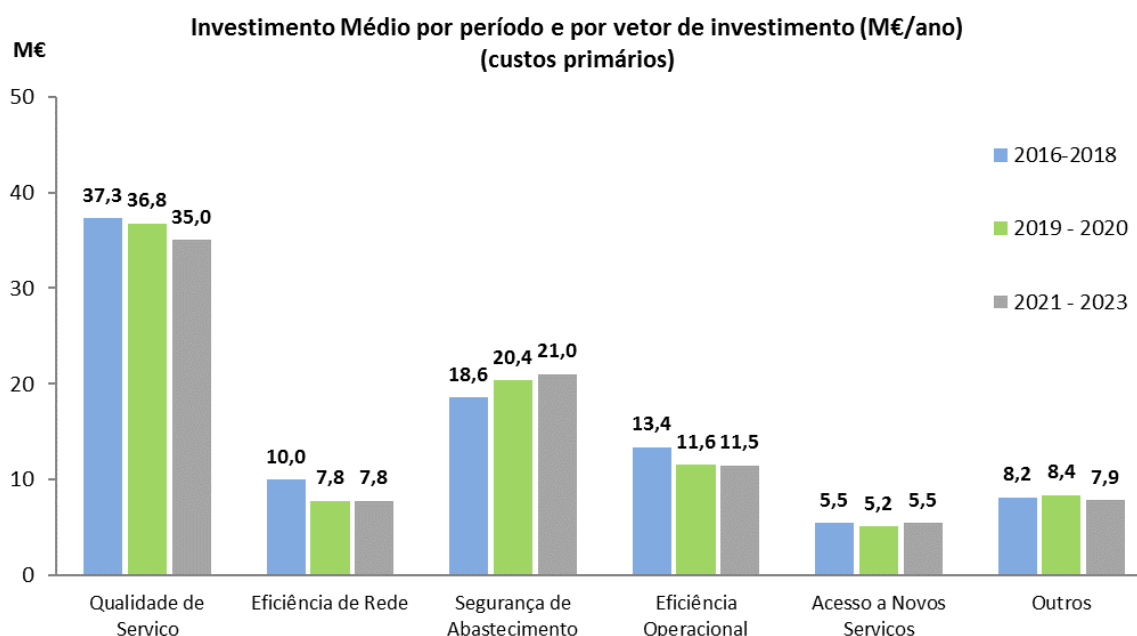


Figura 12.5 Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto)

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- À manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

Investimento Não Específico

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rúbricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT (e de acordo com a chave de repartição referida no capítulo 12.2.2) contemplados neste Plano para 2019-2023, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

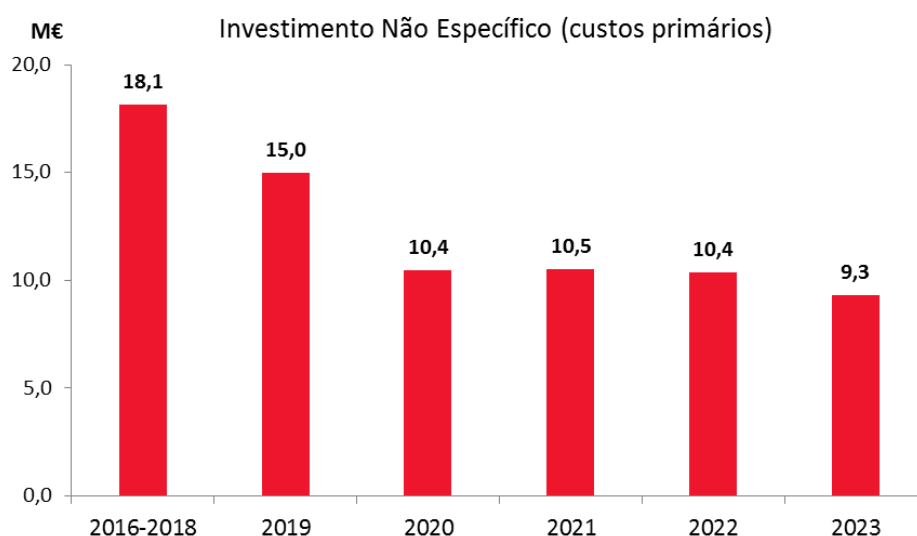


Figura 12.6: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução dos valores médios anuais para cerca de 11,1M€ no presente Plano 2019-2023.

O forte investimento não específico no período 2016-2018 deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se uma redução deste tipo de investimento.

Investimento Total

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2019-2023, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na Tabela 12.9 os valores totais de investimento para o cenário proposto para este PDIRD-E 2018:

Tabela 12.9 Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2019-23					Total
	2016-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Custos Primários	111,1	103,2	102,6	101,4	98,2	97,0	502,5
Investimento Específico	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Investimento Não Específico	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
Encargos Diretos	46,3	40,9	42,2	40,9	39,3	38,3	201,5
Investimento Específico	42,0	36,7	39,6	38,3	36,8	36,1	187,5
Investimento Não Específico	4,3	4,1	2,6	2,6	2,5	2,2	14,0
Encargos Transversais	6,7	5,9	6,1	5,9	5,7	5,5	29,0
Investimento Específico	6,0	5,3	5,7	5,5	5,3	5,2	27,0
Investimento Não Específico	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	2,0
Encargos Financeiros	3,9	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	11,5
Investimento Específico	3,4	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	10,0
Investimento Não Específico	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	1,4
Investimento Custos Totais	168,0	152,4	153,2	150,5	145,4	143,0	744,5
Investimento Específico	144,4	132,2	139,5	136,8	131,9	130,9	671,4
Investimento Não Específico	23,6	20,2	13,7	13,7	13,5	12,1	73,1

Na Tabela 12.10 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o cenário proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 12.10 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

Investimento por Natureza (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					
		2019	2020	2021	2022	2023	Total 2019 - 2023
Investimento Obrigatório	14,9	17,2	18,2	18,0	18,4	18,3	90,1
AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
MT	12,7	13,9	14,4	14,1	14,3	14,1	70,7
Investimento Iniciativa da Empresa	78,1	71,0	73,9	72,9	69,4	69,4	356,7
AT	10,7	8,5	8,9	8,8	8,1	8,1	42,4
MT	67,4	62,5	65,1	64,1	61,3	61,3	314,4
Total Realização Inv. Específico (1)	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Comp. Financeiras AT + MT (2)	13,4	15,1	15,4	15,3	15,9	16,0	77,7
AT	4,7	4,8	4,5	4,7	5,2	5,6	24,7
MT	8,7	10,3	10,9	10,6	10,7	10,4	52,9
Comp. Espécie AT + MT (3)	8,7	10,0	10,7	10,6	10,9	10,8	53,2
AT	1,3	2,6	3,0	3,0	3,2	3,3	15,1
MT	7,4	7,4	7,8	7,6	7,7	7,6	38,0
CAPEX Inv. Específico (1-2)	79,6	73,2	76,7	75,6	72,0	71,8	369,2
Ativos Acrescentados à Rede (1+3)	101,7	98,3	102,9	101,5	98,8	98,6	500,0
Investimento Não Específico (4)	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
AT	5,3	4,4	3,1	3,1	3,0	2,7	16,3
MT	12,8	10,6	7,4	7,4	7,3	6,6	39,4
CAPEX Total (custos primários) (1-2+4)	97,7	88,1	87,1	86,1	82,3	81,1	424,8
Encargos Directos (5)	46,3	40,9	42,2	40,9	39,3	38,3	201,5
AT	7,9	6,8	7,0	6,9	6,6	6,5	33,7
MT	38,4	34,1	35,2	34,0	32,7	31,8	167,8
Encargos Transversais (6)	6,7	5,9	6,1	5,9	5,7	5,5	29,0
AT	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	4,9
MT	5,5	4,9	5,1	4,9	4,7	4,6	24,2
Encargos Financeiros (7)	3,9	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	11,5
AT	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	3,9
MT	2,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	7,6
Encargos Totais (5+6+7)	56,9	49,2	50,7	49,1	47,2	46,0	242,0
CAPEX Total AT	23,9	20,0	20,0	19,7	18,4	17,7	95,7
CAPEX Total MT	130,8	117,4	117,8	115,5	111,1	109,4	571,1
CAPEX Total (custos totais) (1-2+4+5+6+7)	154,7	137,3	137,8	135,2	129,5	127,0	666,8
Investimento Total (custos totais) (1+4+5+6+7)	168,0	152,4	153,2	150,5	145,4	143,0	744,5

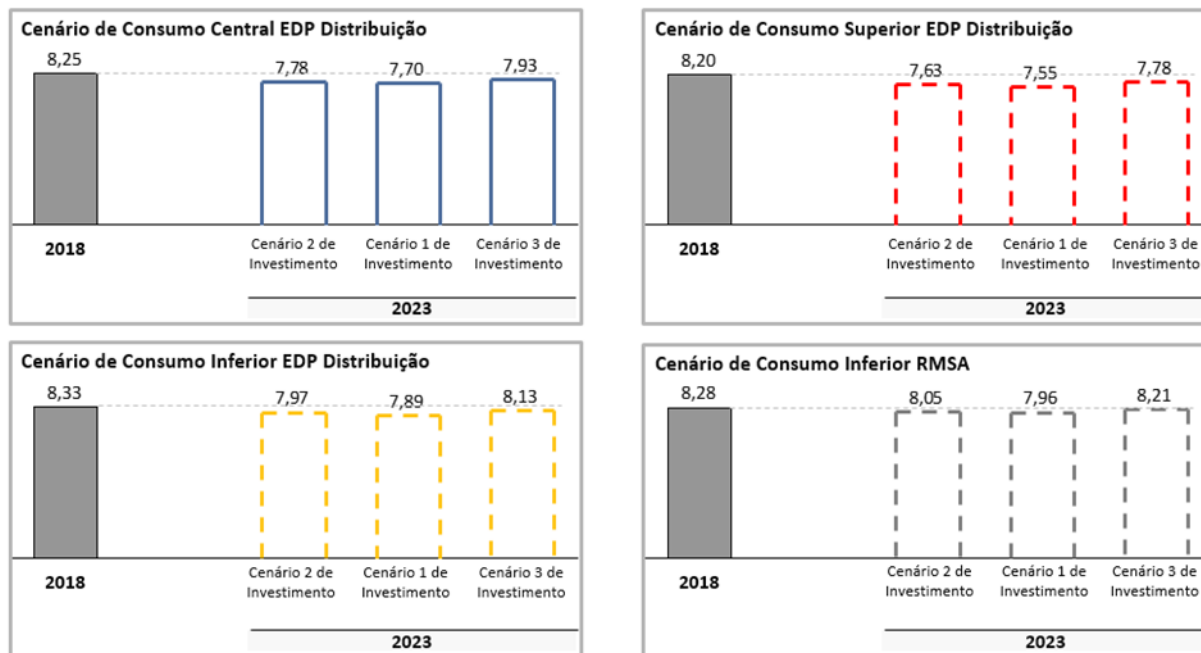
No período deste Plano 2019-2023, e para o cenário proposto, prevê-se uma redução das necessidades do CAPEX Total (a custos totais) face ao histórico recente. Apesar da previsão de crescimento do investimento obrigatório a realizar, motivada pelo aumento previsto das ligações à rede, a redução do investimento de iniciativa da empresa e do investimento não específico, bem como o abaixamento dos encargos, previstos para os próximos anos, conduz a uma redução global do investimento em relação ao período anterior.

12.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2018. Assim, e para o horizonte deste Plano 2019-2023, foi realizada uma análise de sensibilidade às variações dos cenários de investimento e consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na Figura 12.7:

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários*

Euros/MWh



* Exclui-se: impacto dos PEF, dos Ganhos e Perdas Atuariais, devolução do ACT e apoios BT e considera RoR e kms de rede de 2018.

Figura 12.7 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários

Em resultado da análise de sensibilidade efetuada, verifica-se que para qualquer cenário de investimento e para todos os cenários de evolução da procura considerados no período 2019-2023 (incluindo o cenário de consumo inferior do RMSA³⁸), o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2023, é inferior ao do ano de referência 2018.

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagramento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento.

³⁸ Para efeitos de comparação com os cenários da EDP Distribuição, foram assumidos pressupostos ao nível do cenário do RMSA. Este cenário foi ajustado ao valor real de 2017.



PDIRD-E 2018 ANEXOS

Versão Julho



distribuição

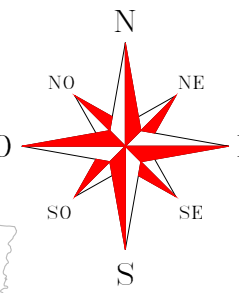
ANEXO 1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT

Anexo 1.A – Rede de distribuição AT 31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.B – Rede de distribuição AT 31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.C – Rede de distribuição AT 31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

ANEXO 1.A – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT 31.12.2018 (PREVISÃO) – ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



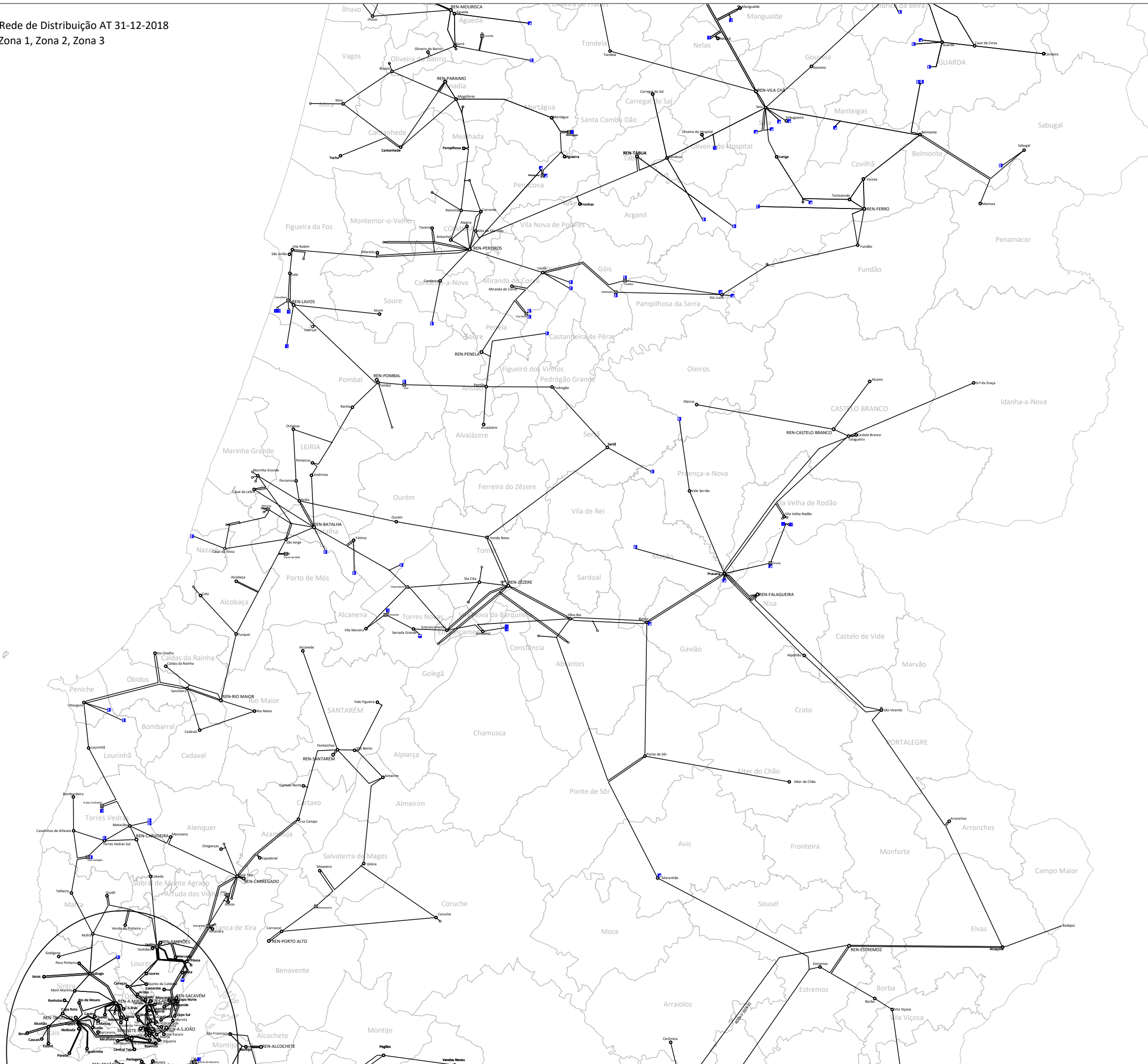
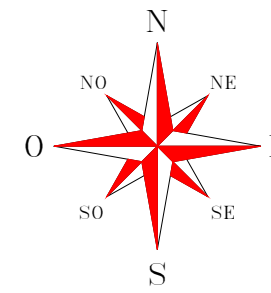
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Linha 130kV

Linhas 60kV



Anexo 1.A - Rede de Distribuição AT 31-12-2018
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



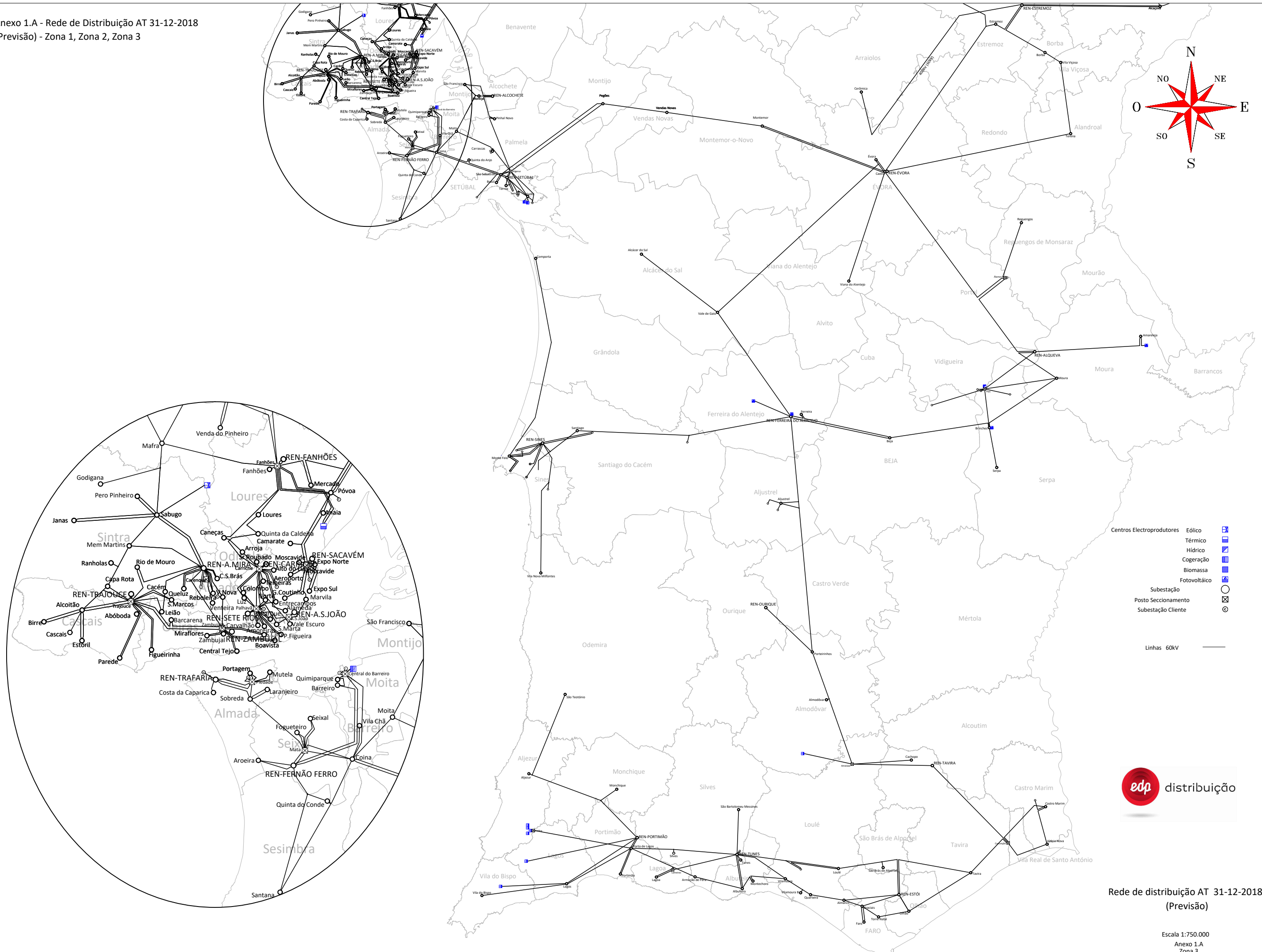
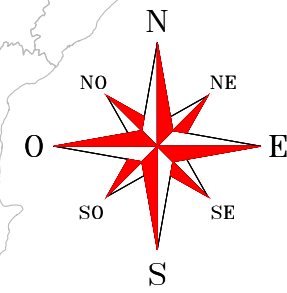
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2018
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.A
Zona 2

Anexo 1.A - Rede de Distribuição AT 31-12-2018
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV

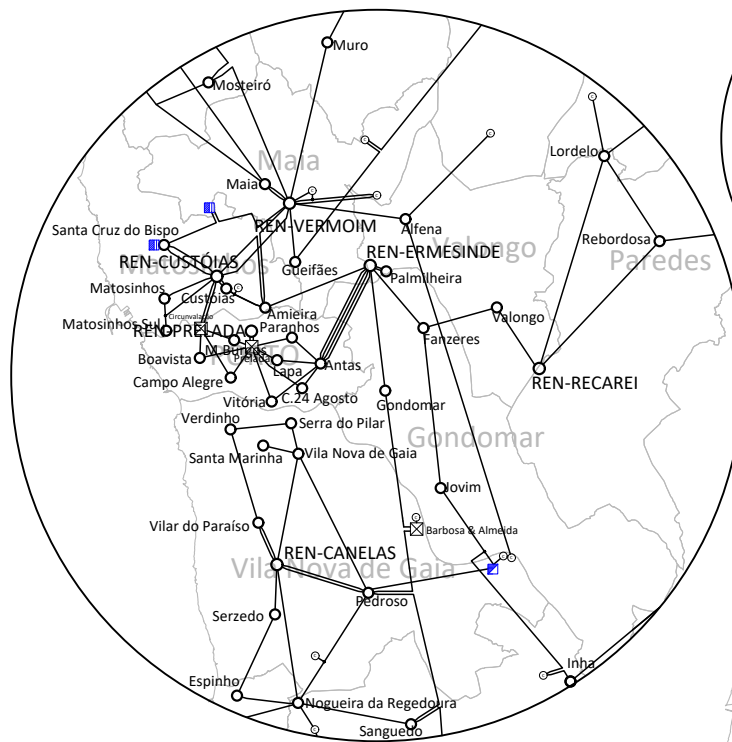


Rede de distribuição AT 31-12-2018
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.A
Zona 3

Página em branco

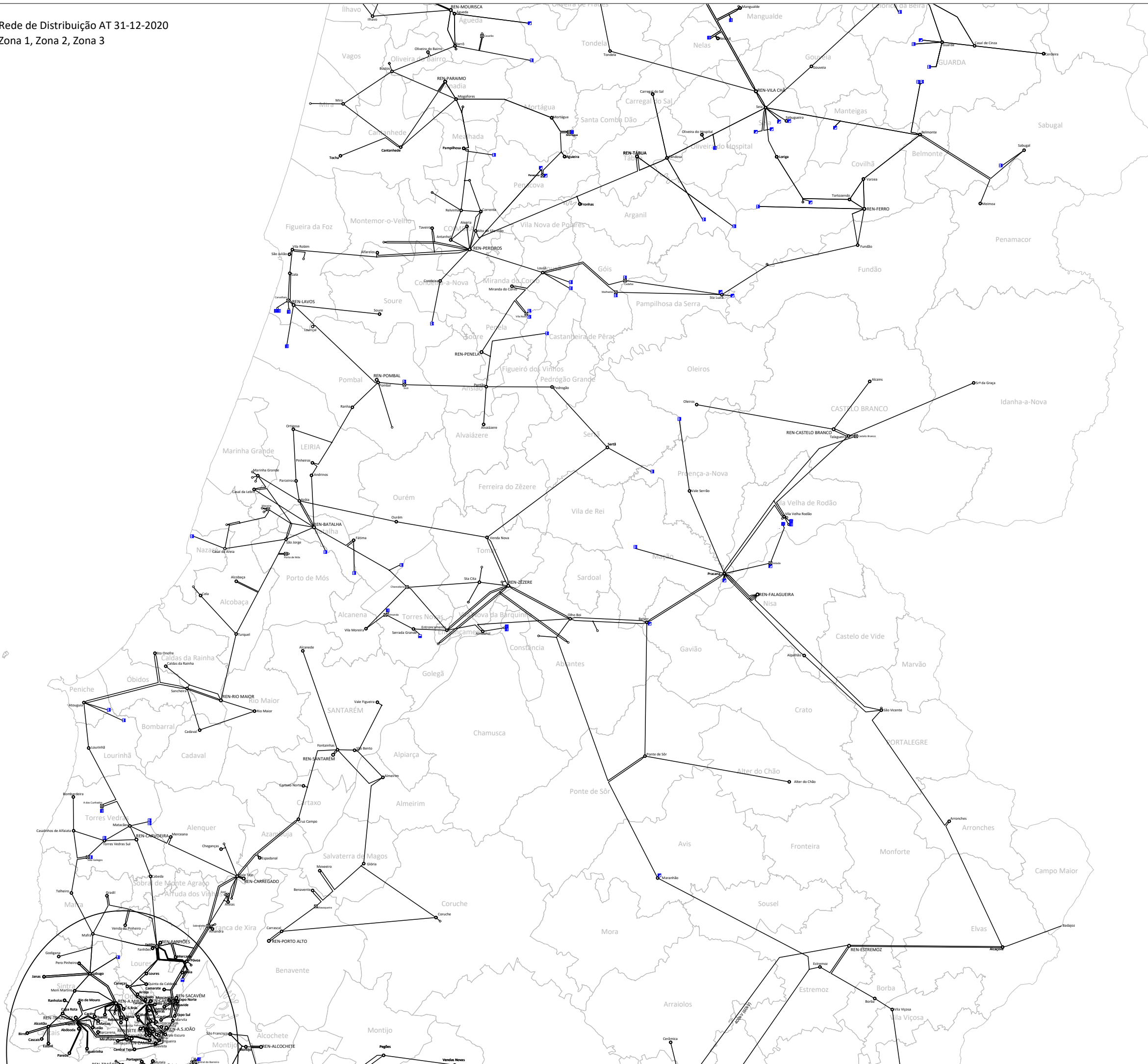
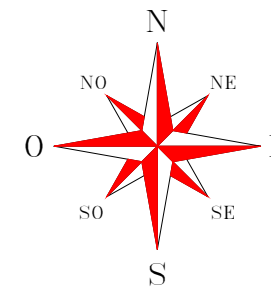
ANEXO 1.B – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT 31.12.2020 (PREVISÃO) – ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linha 130kV
- Linhas 60kV



Anexo 1.B - Rede de Distribuição AT 31-12-2020
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



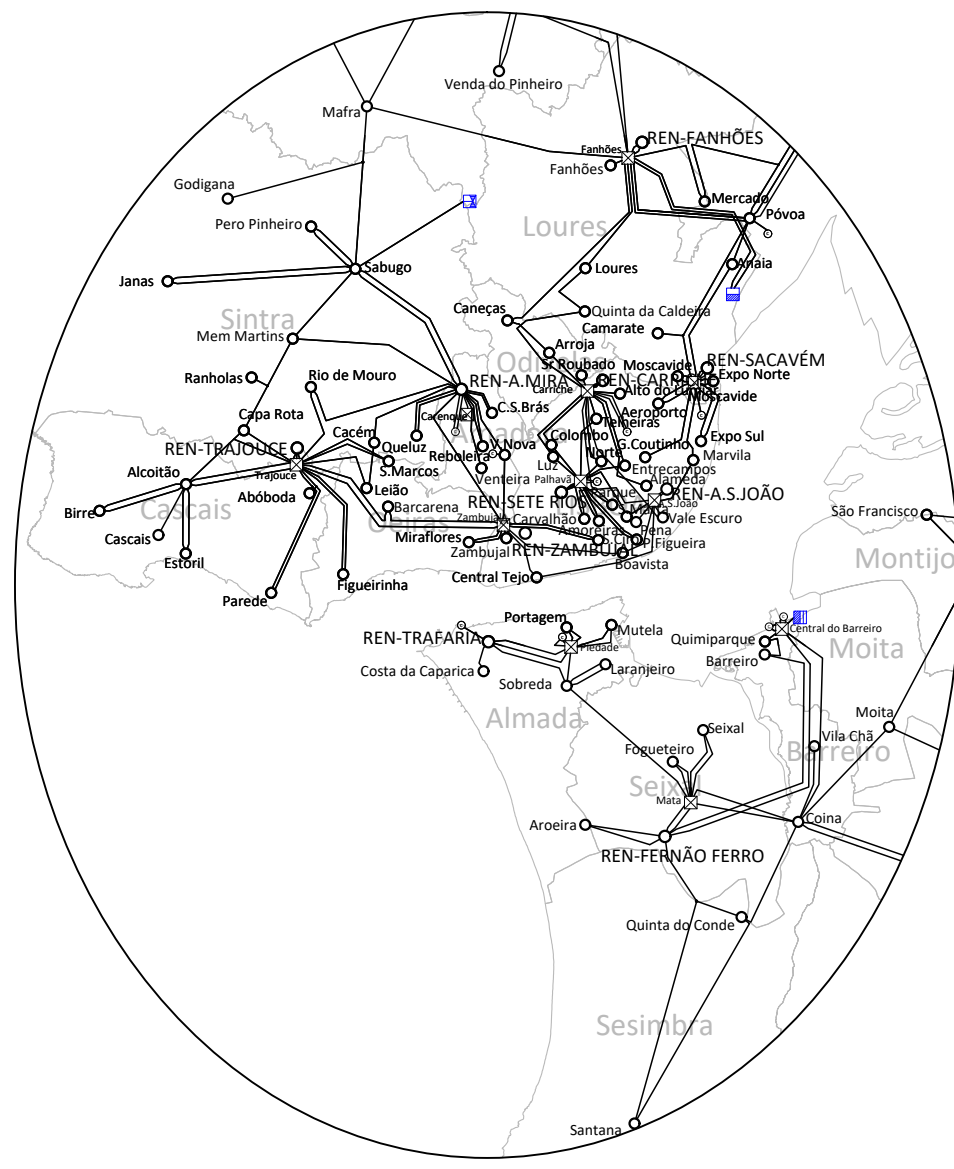
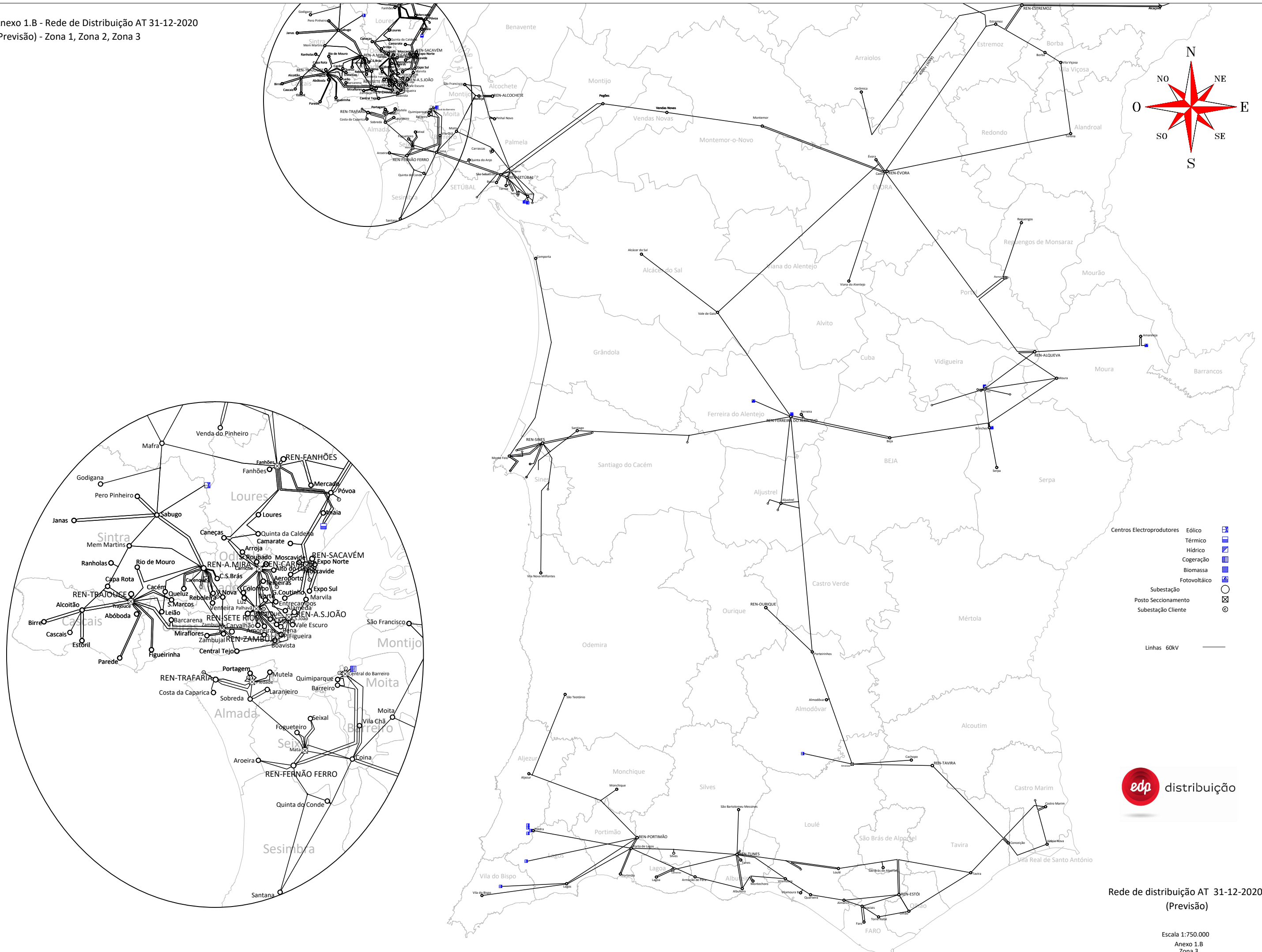
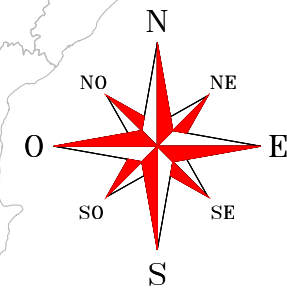
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2020
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.B
Zona 2

Anexo 1.B - Rede de Distribuição AT 31-12-2020
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV

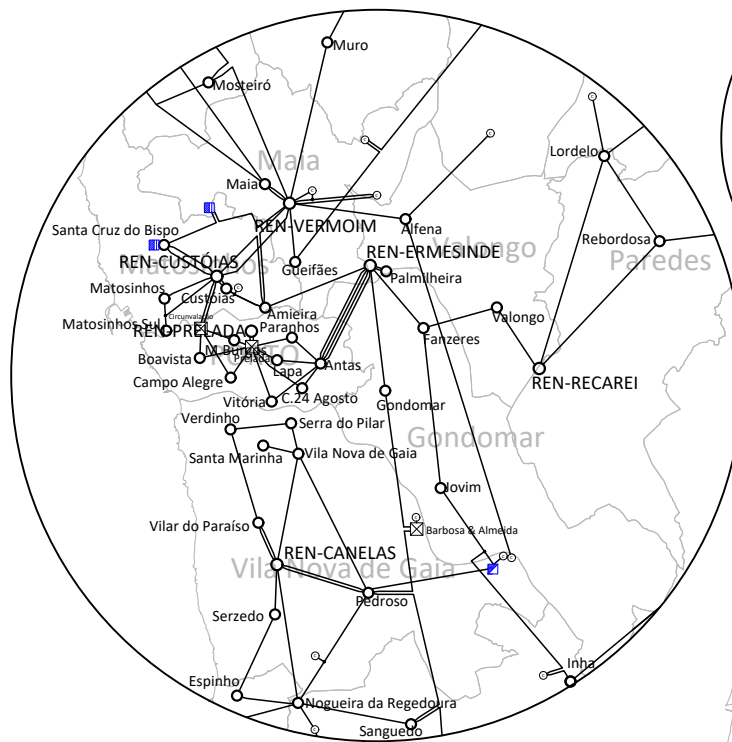


Rede de distribuição AT 31-12-2020
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.B
Zona 3

Página em branco

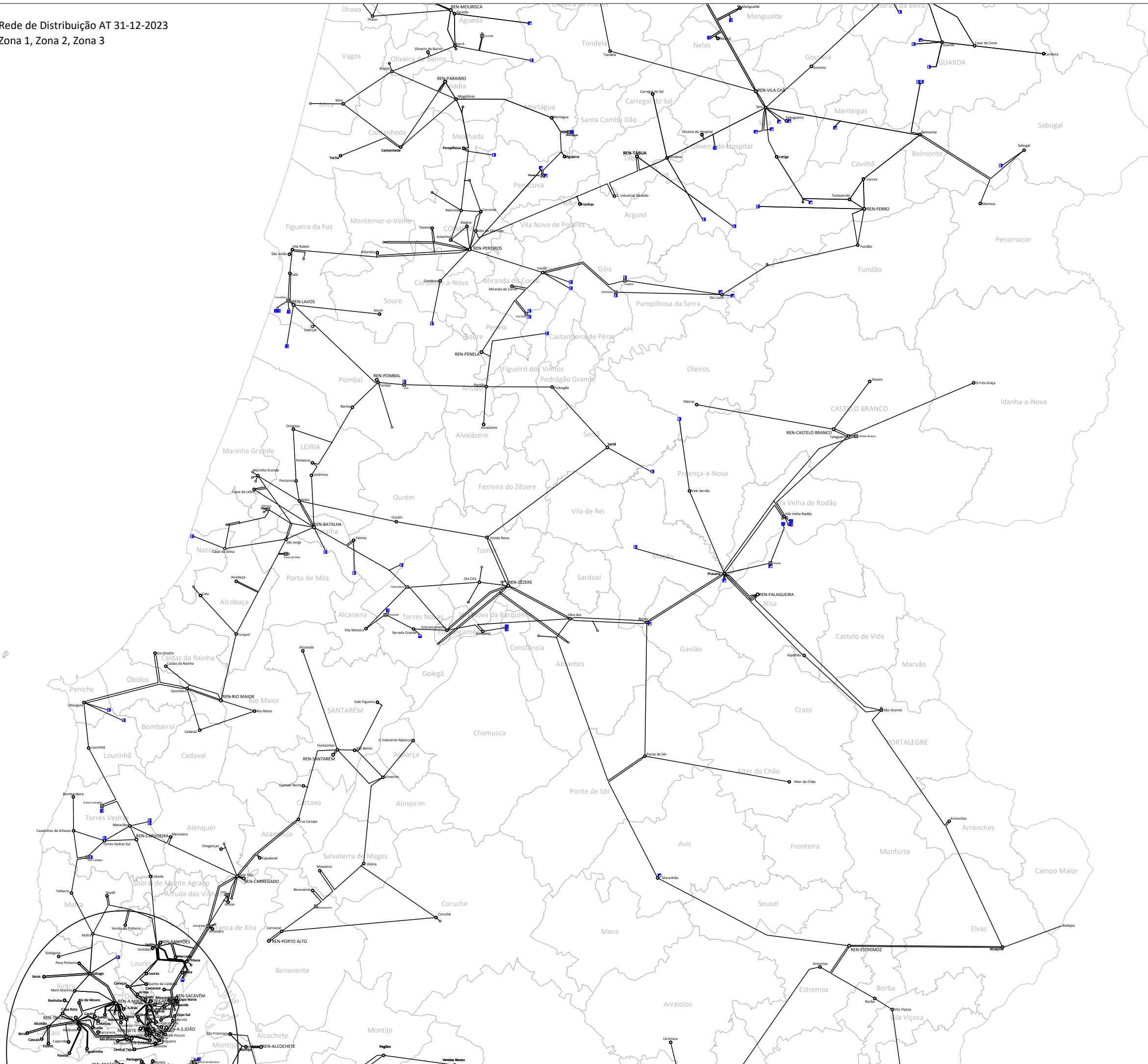
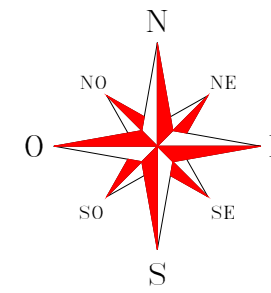
ANEXO 1.C – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT 31.12.2023 (PREVISÃO) – ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linha 130kV
- Linhas 60kV



Anexo 1.C - Rede de Distribuição AT 31-12-2023
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



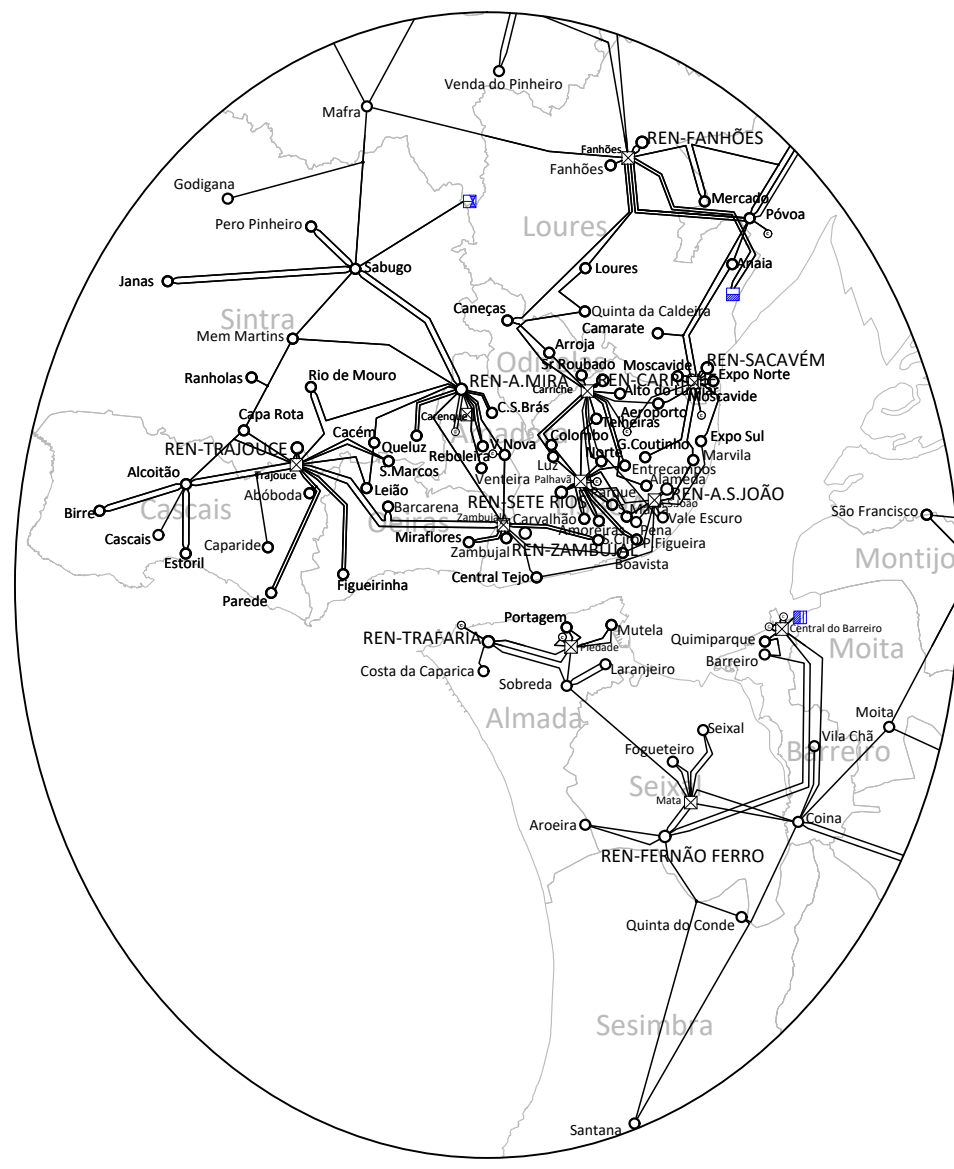
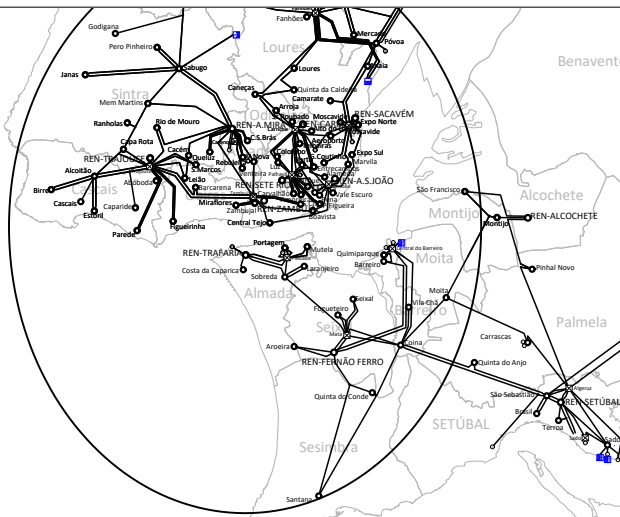
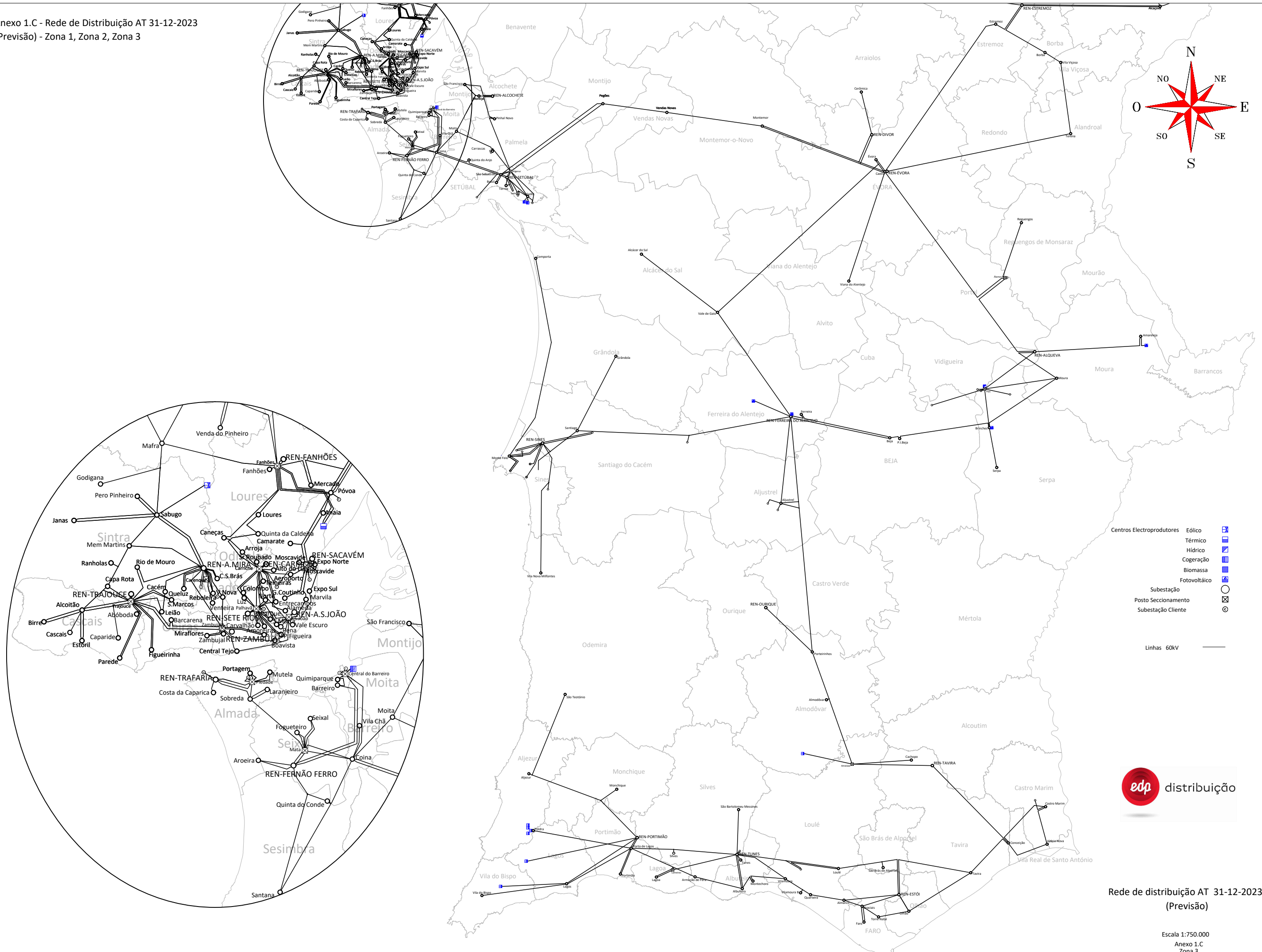
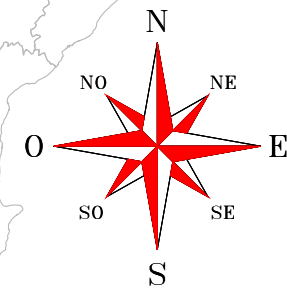
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2023
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.C
Zona 2

Anexo 1.C - Rede de Distribuição AT 31-12-2023
(Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2023
(Previsão)

Escala 1:750.000
Anexo 1.C
Zona 3

Página em branco

ANEXO 2 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT. GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

Anexo 2.A – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.

31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.B – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.

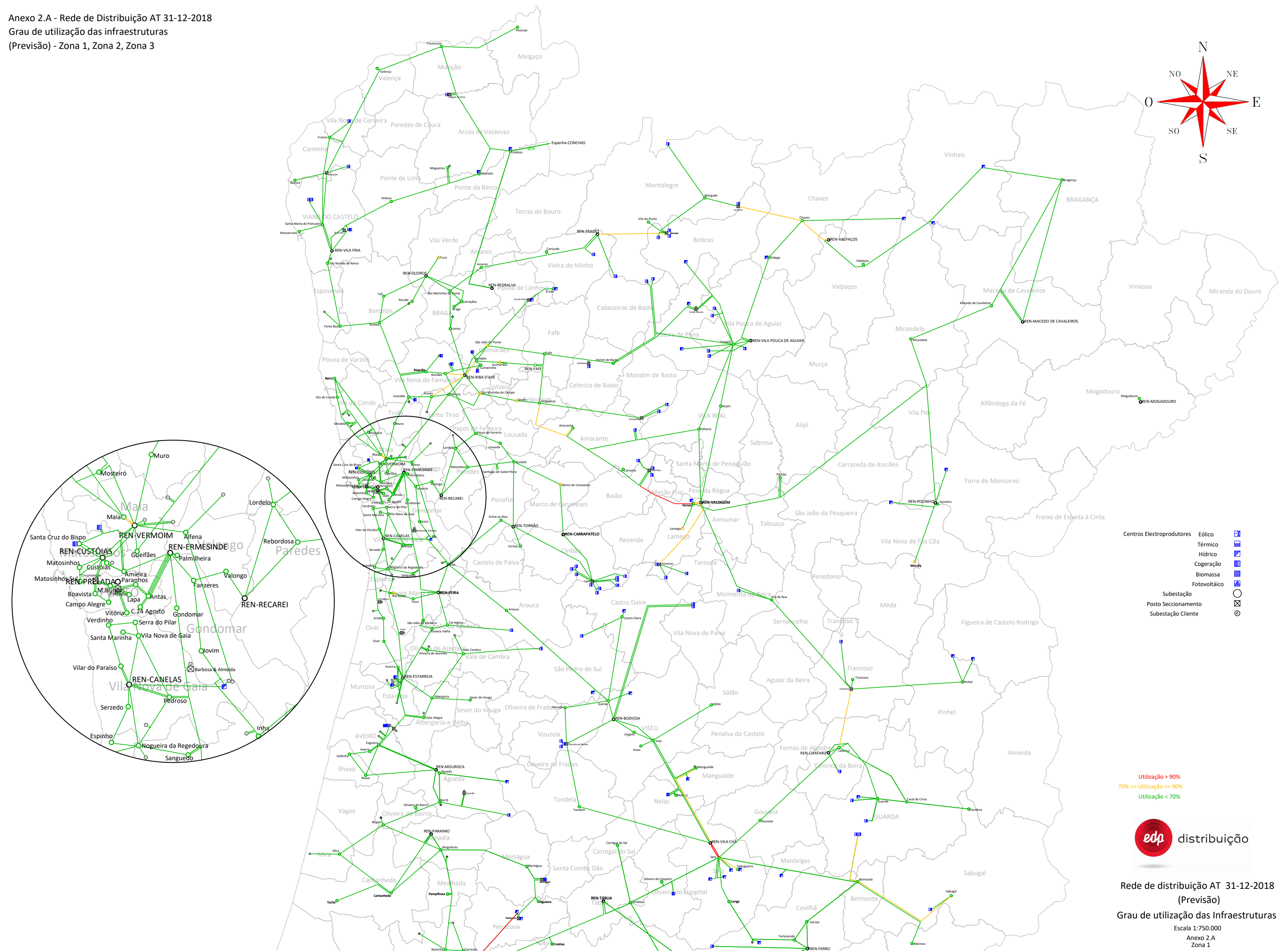
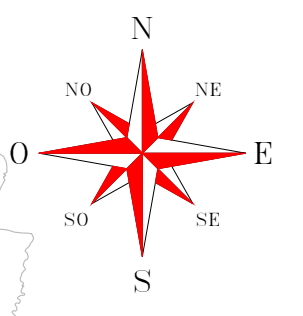
31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.C – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.

31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

**ANEXO 2.A – REDE DE
DISTRIBUIÇÃO AT. GRAU DE
UTILIZAÇÃO DAS
INFRAESTRUTURAS.
31.12.2018 (PREVISÃO) –
ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3**

Anexo 2.A - Rede de Distribuição AT 31-12-2018
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



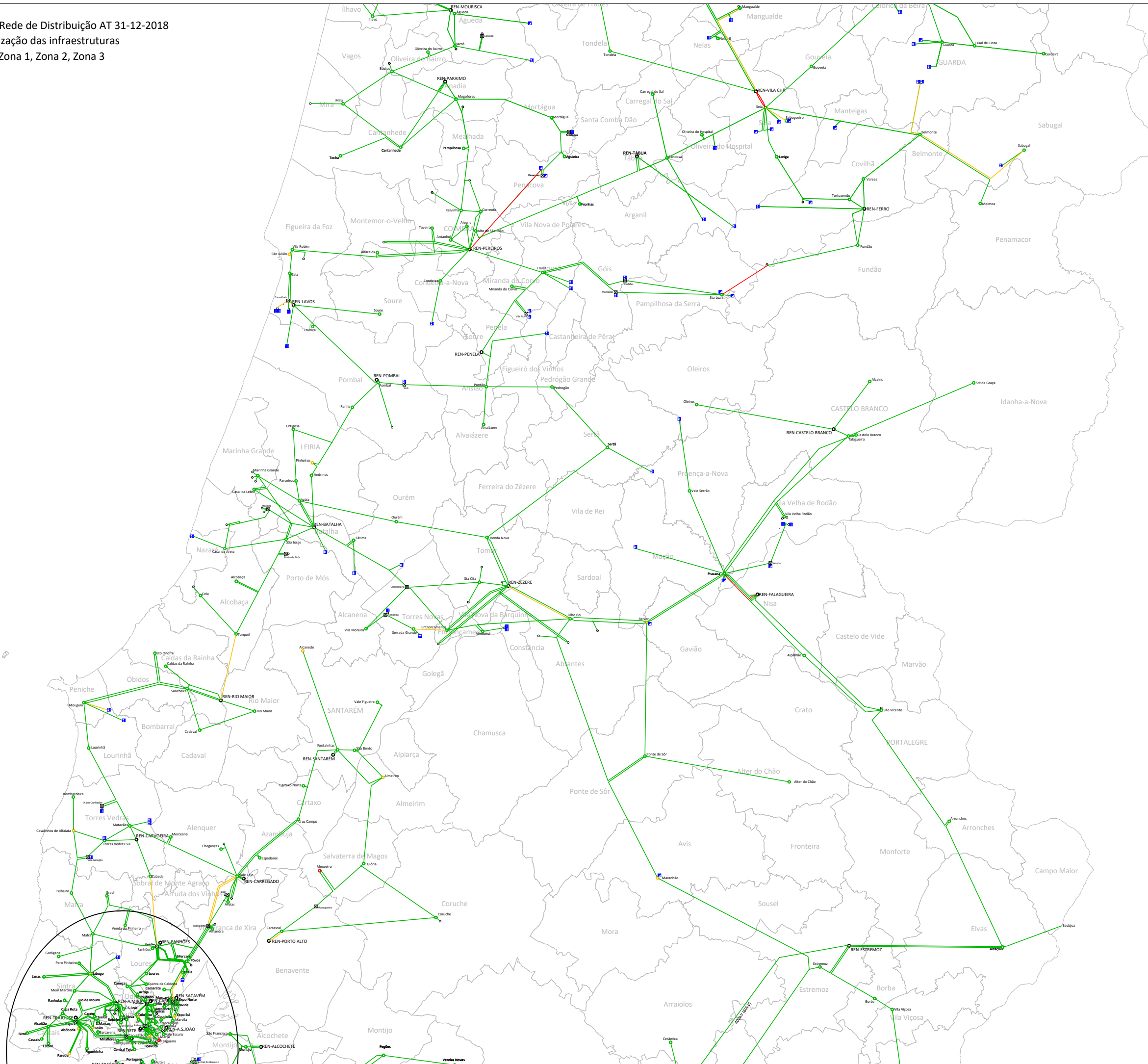
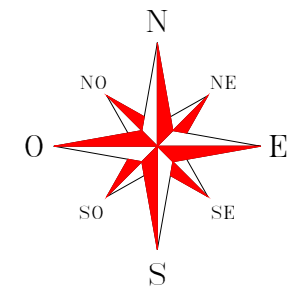
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2018
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.A
 Zona 1

Anexo 2.A - Rede de Distribuição AT 31-12-2018
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



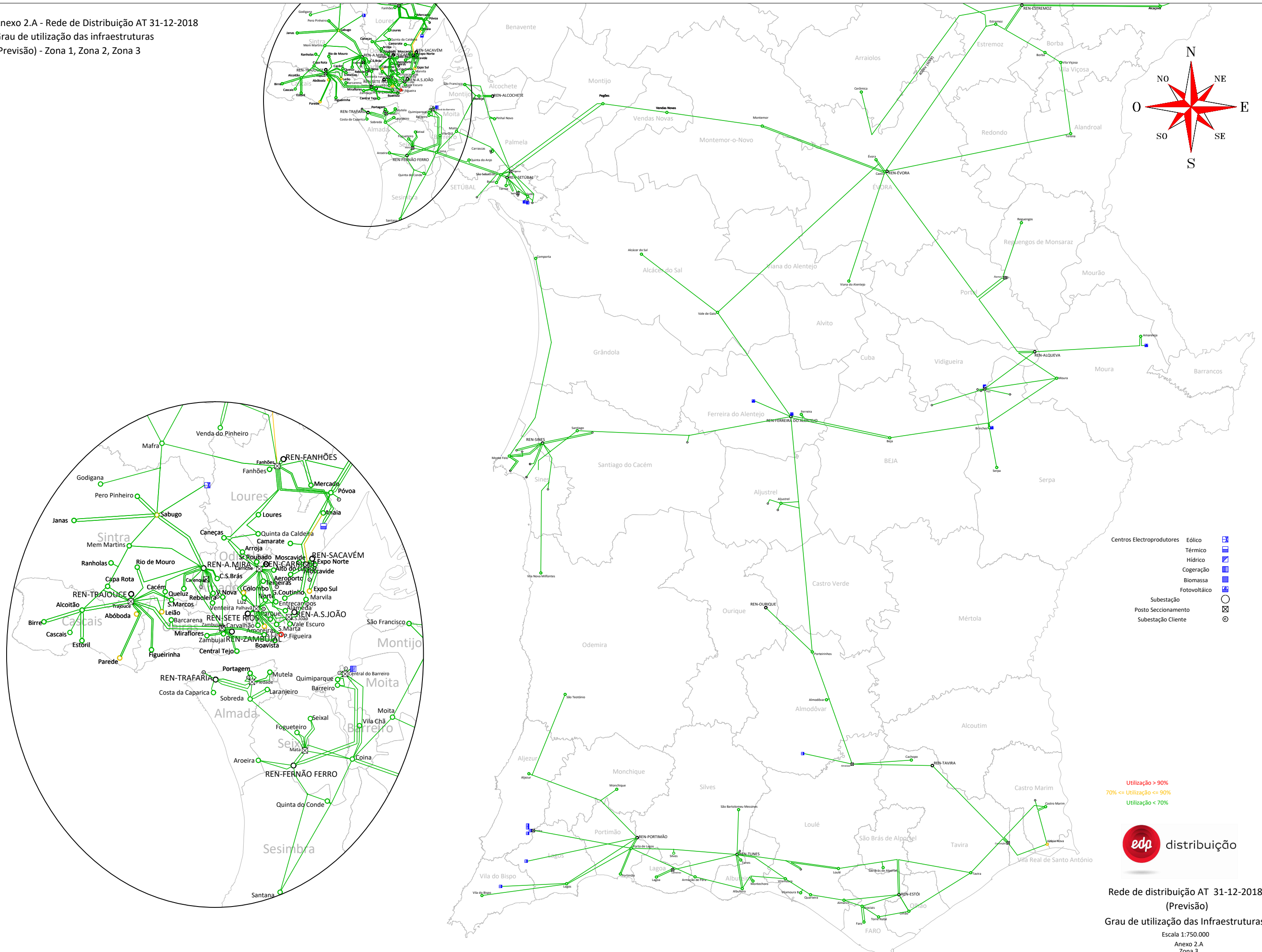
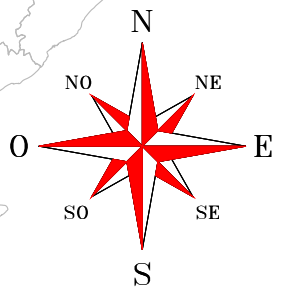
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2018
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.A
 Zona 2

Anexo 2.A - Rede de Distribuição AT 31-12-2018
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- | | | |
|---------------------------|---------------------|--|
| Centros Electroprodutores | Eólico | |
| | Térmico | |
| | Hídrico | |
| | Cogeração | |
| | Biomassa | |
| | Fotovoltaico | |
| | Subestação | |
| | Posto Seccionamento | |
| | Subestação Cliente | |

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%

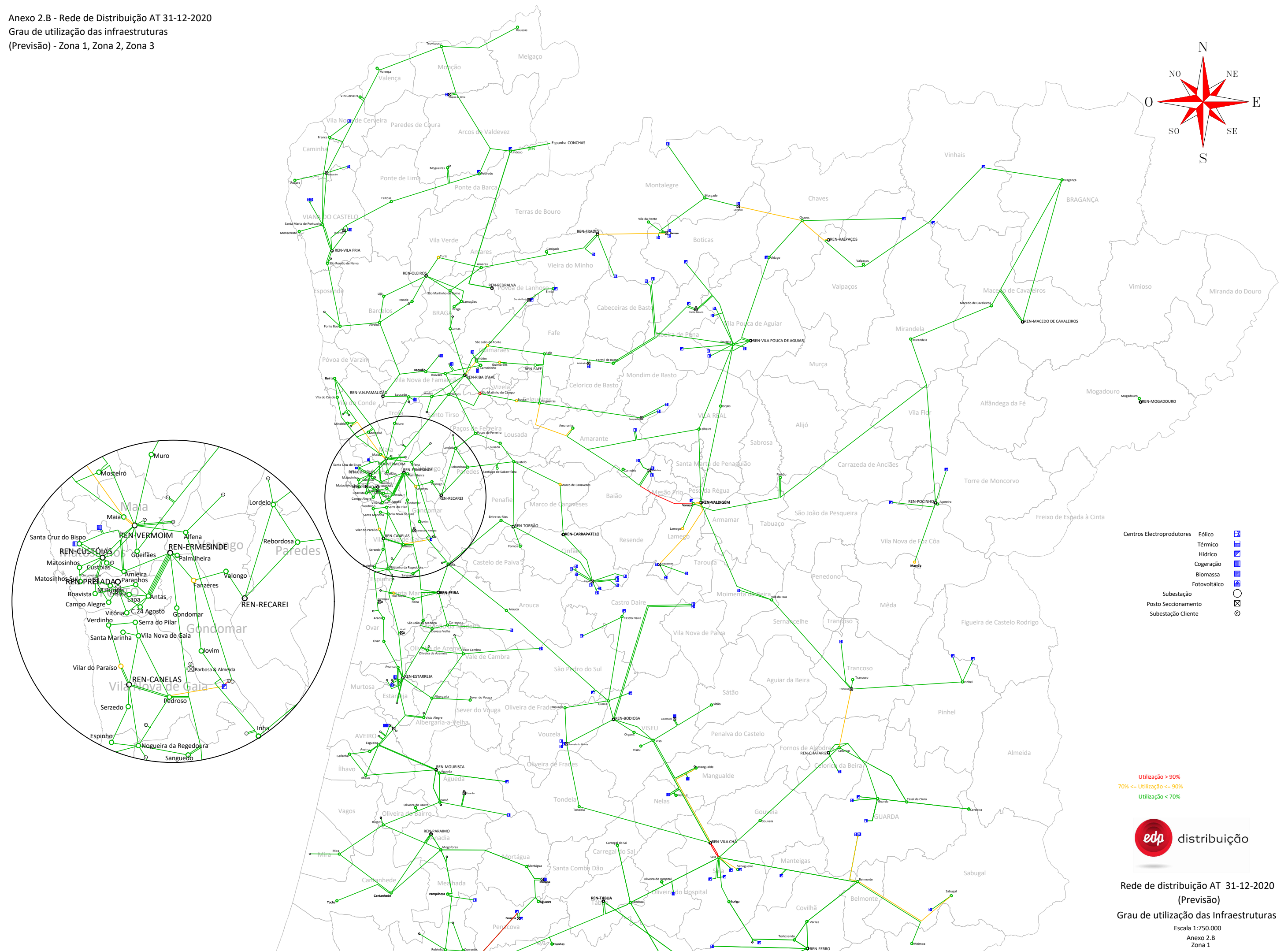
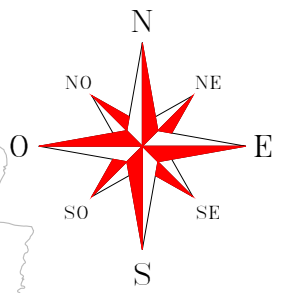


Rede de distribuição AT 31-12-2018
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.A
 Zona 3

Página em branco

**ANEXO 2.B – REDE DE
DISTRIBUIÇÃO AT. GRAU DE
UTILIZAÇÃO DAS
INFRAESTRUTURAS.
31.12.2020 (PREVISÃO) –
ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3**

Anexo 2.B - Rede de Distribuição AT 31-12-2020
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



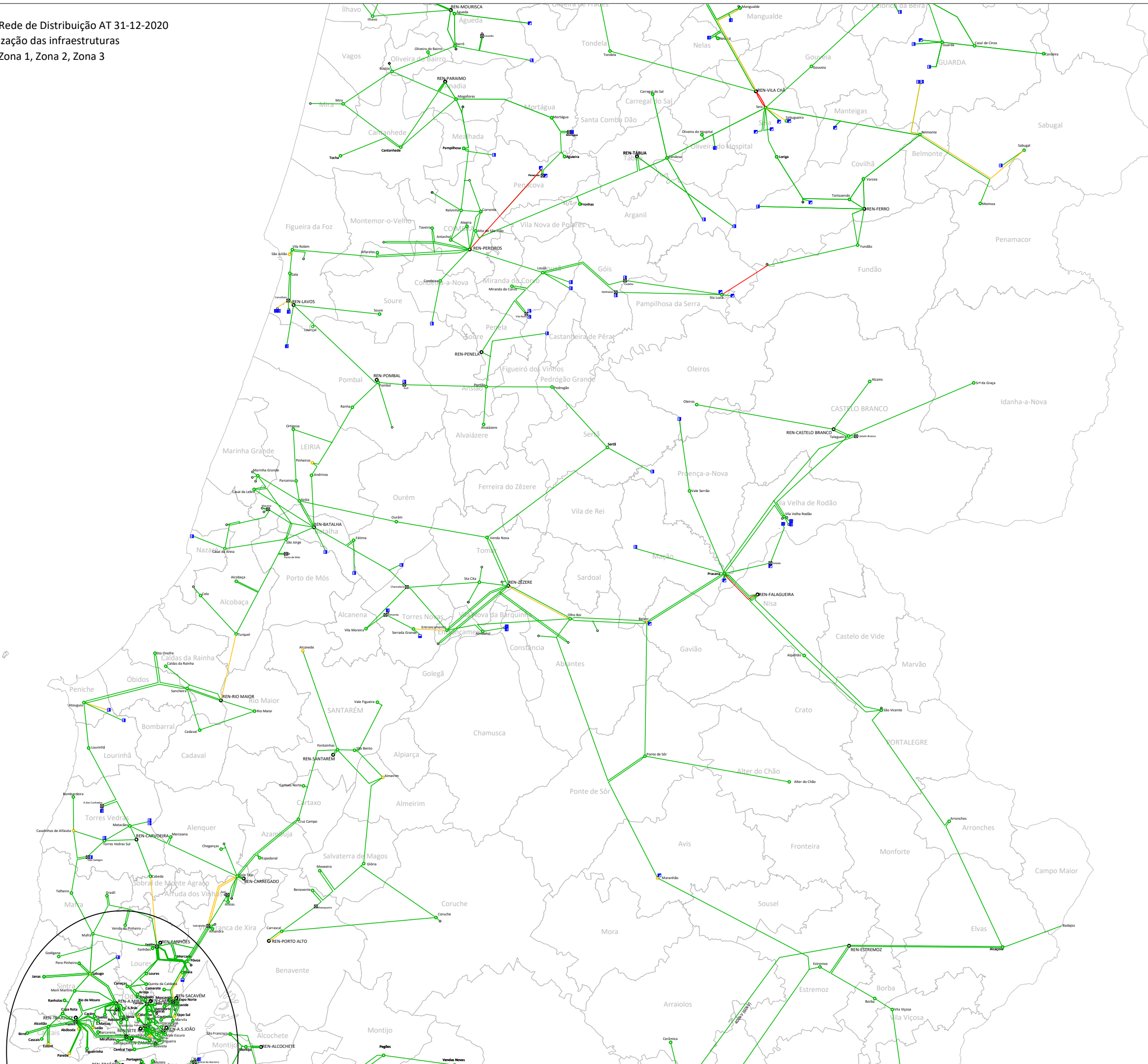
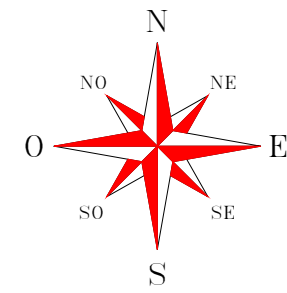
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2020
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.B
 Zona 1

Anexo 2.B - Rede de Distribuição AT 31-12-2020
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



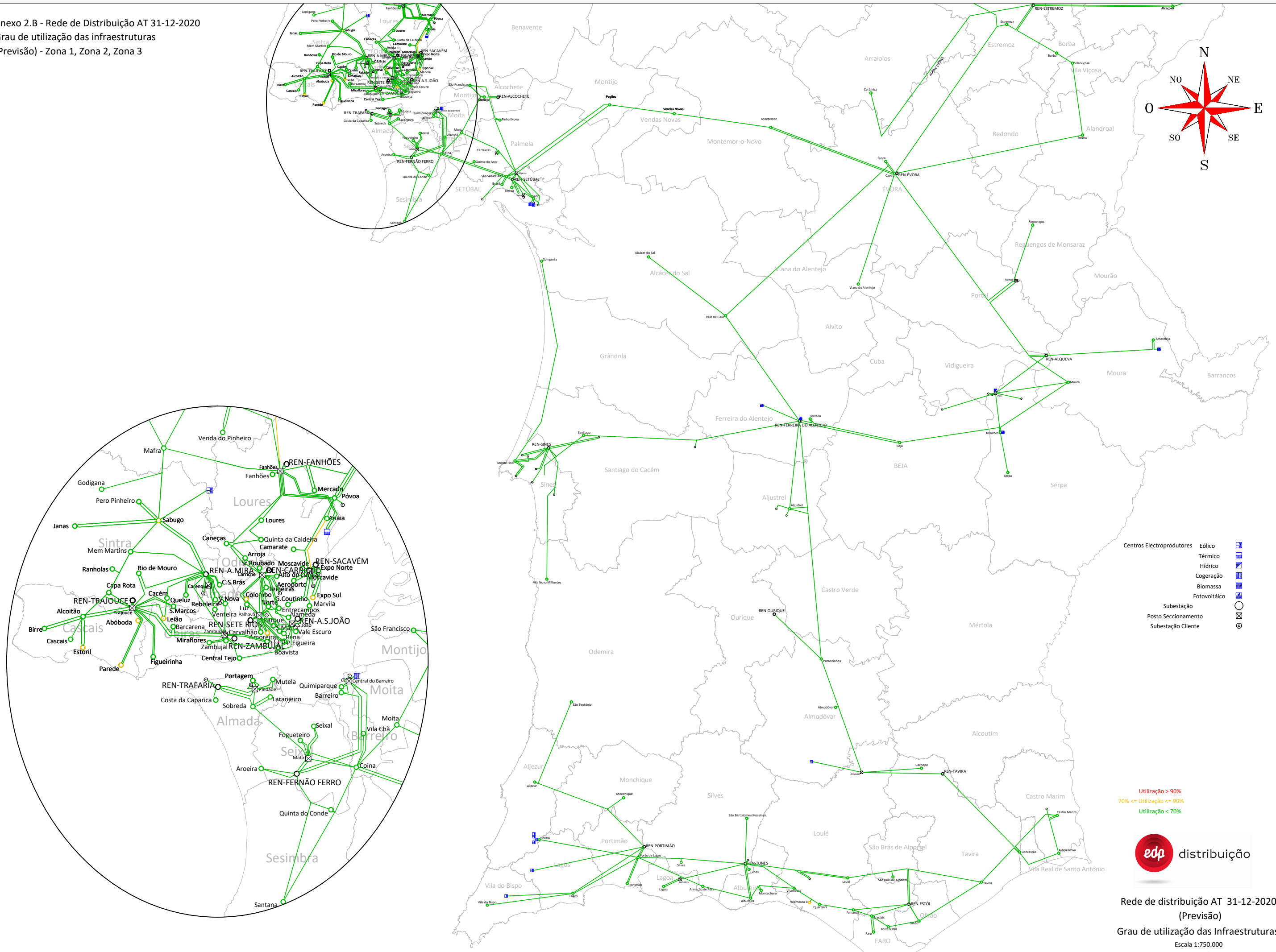
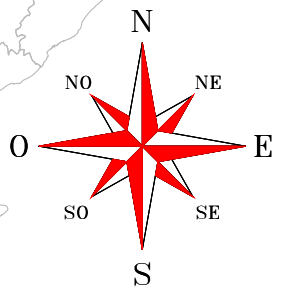
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2020
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.B
 Zona 2

Anexo 2.B - Rede de Distribuição AT 31-12-2020
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- | | | |
|---------------------------|---------------------|--|
| Centros Electroprodutores | Eólico | |
| | Térmico | |
| | Hídrico | |
| | Cogeração | |
| | Biomassa | |
| | Fotovoltaico | |
| | Subestação | |
| | Posto Seccionamento | |
| | Subestação Cliente | |

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%

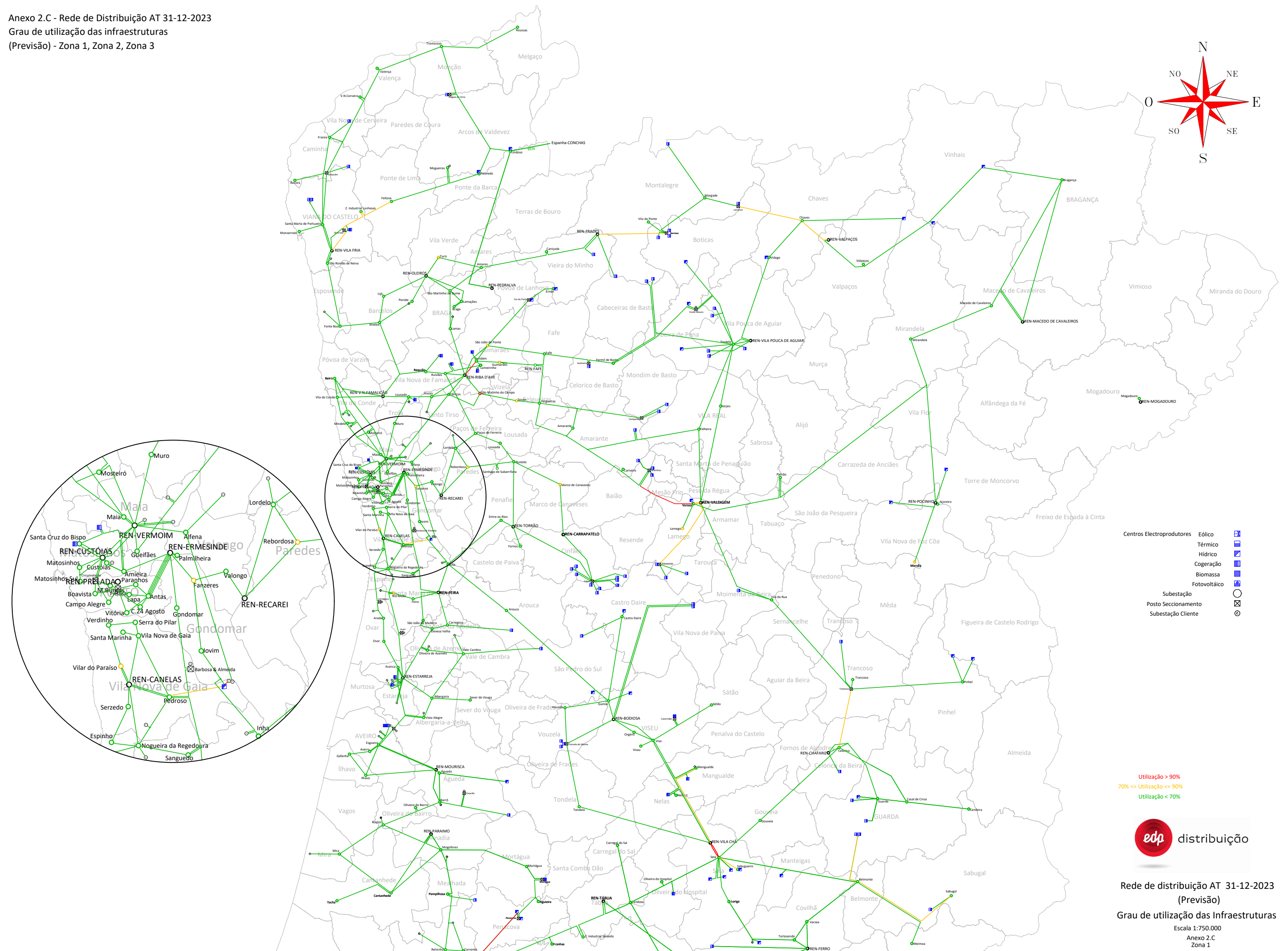
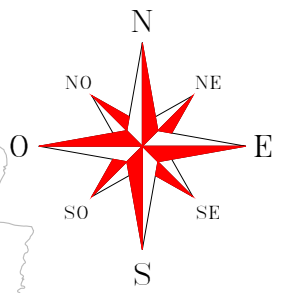


Rede de distribuição AT 31-12-2020
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.B
 Zona 3

Página em branco

**ANEXO 2.C – REDE DE
DISTRIBUIÇÃO AT. GRAU DE
UTILIZAÇÃO DAS
INFRAESTRUTURAS.
31.12.2023 (PREVISÃO) –
ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3**

Anexo 2.C - Rede de Distribuição AT 31-12-2023
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



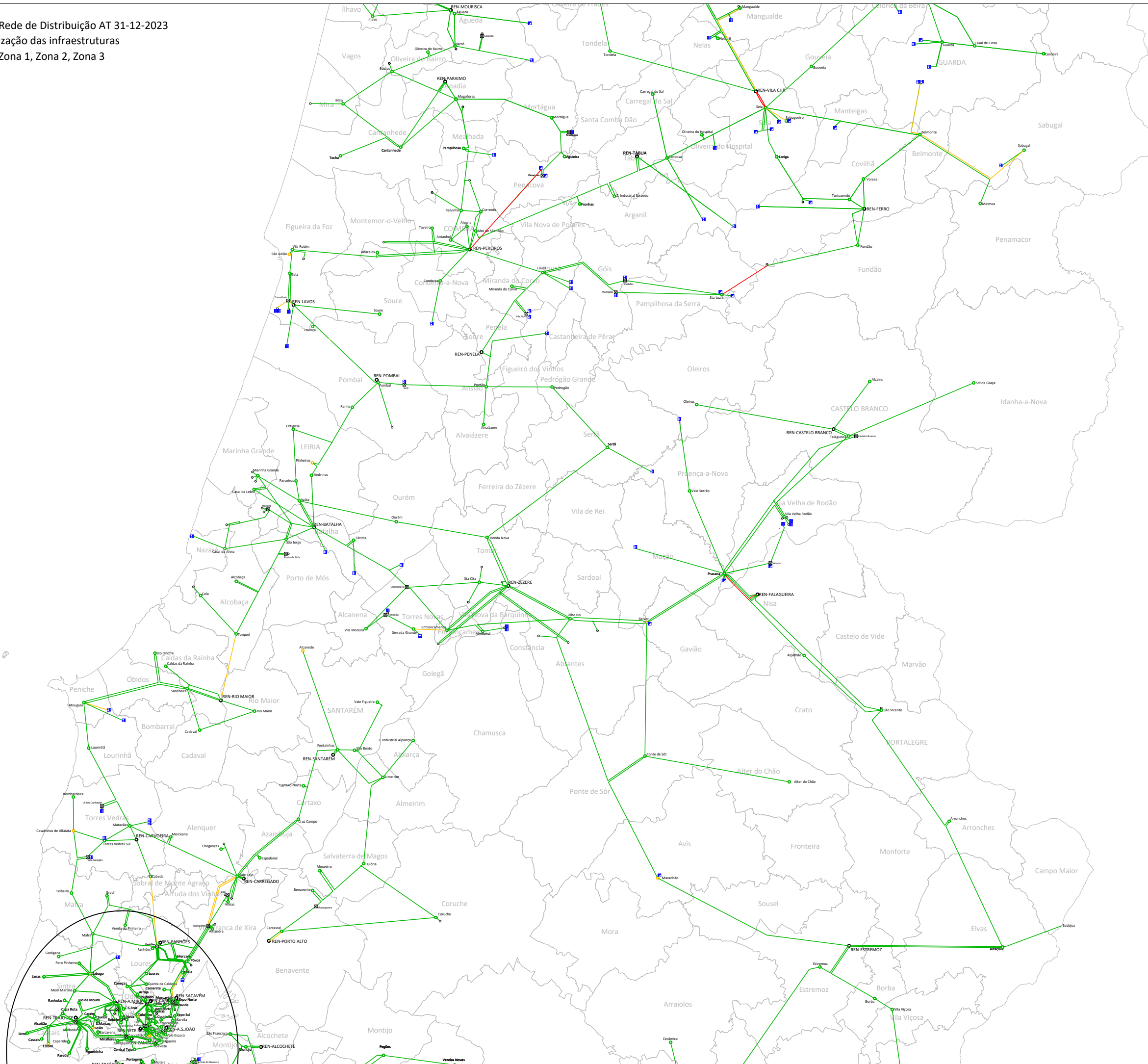
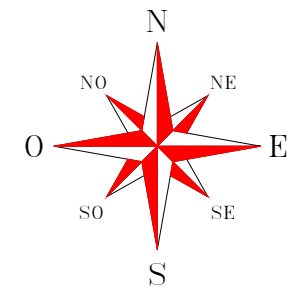
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2023
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.C
 Zona 1

Anexo 2.C - Rede de Distribuição AT 31-12-2023
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



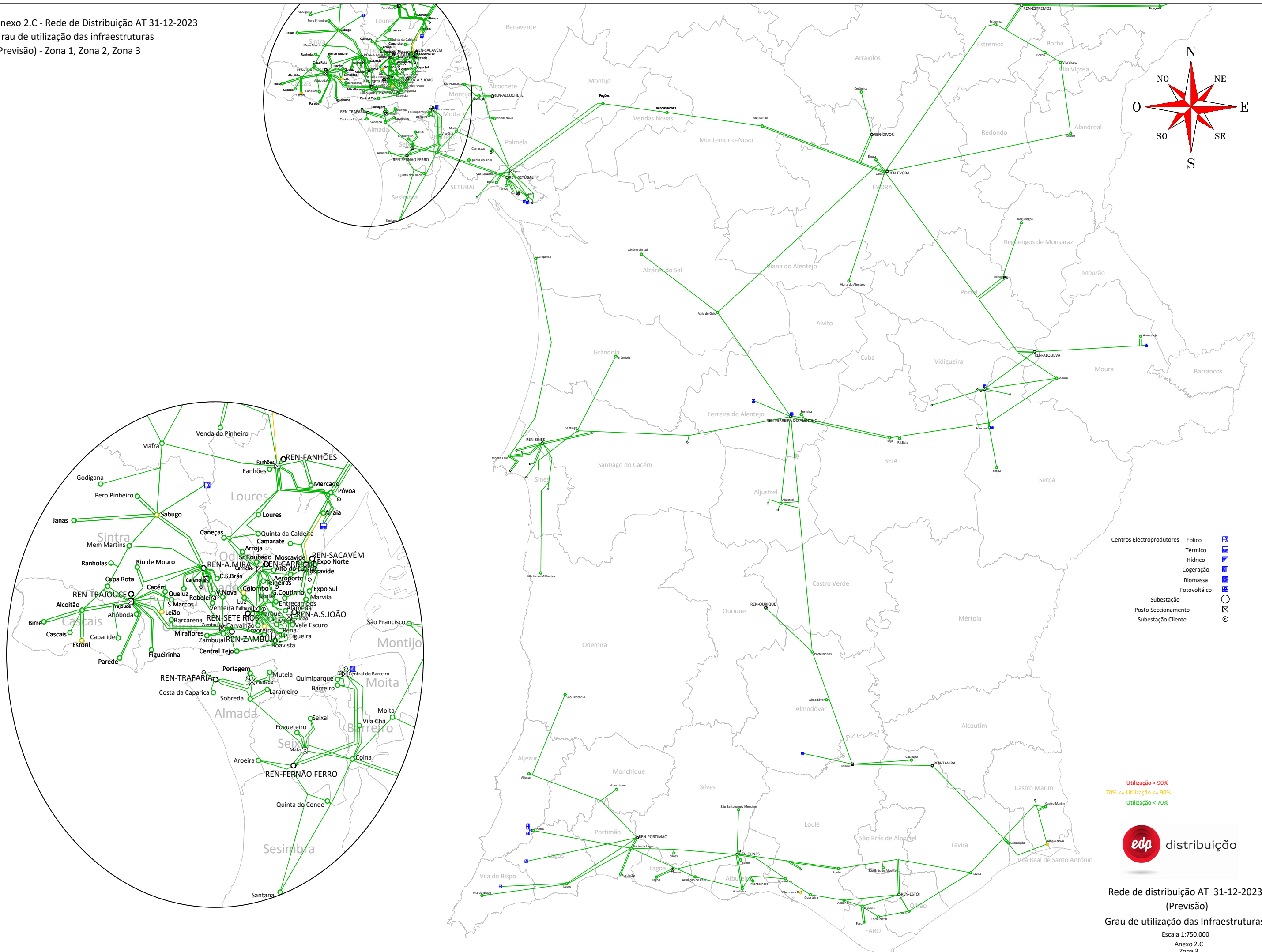
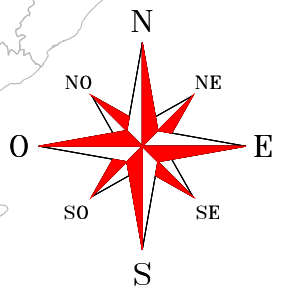
- Centros Electroprodutores
 - Eólico
 - Térmico
 - Hídrico
 - Cogeração
 - Biomassa
 - Fotovoltaico
- Subestação
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2023
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.C
 Zona 2

Anexo 2.C - Rede de Distribuição AT 31-12-2023
 Grau de utilização das infraestruturas
 (Previsão) - Zona 1, Zona 2, Zona 3



- | | | |
|---------------------------|---------------------|--|
| Centros Electroprodutores | Eólico | |
| | Térmico | |
| | Hidrico | |
| | Cogeração | |
| | Biomassa | |
| | Fotovoltaico | |
| | Subestação | |
| | Posto Seccionamento | |
| | Subestação Cliente | |

Utilização > 90%
 70% <= Utilização <= 90%
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2023
 (Previsão)
 Grau de utilização das Infraestruturas
 Escala 1:750.000
 Anexo 2.C
 Zona 3

Página em branco

ANEXO 3 – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo 3.A – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 3.B – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 3.C – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2023 (Previsão)

ANEXO 3.A – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2018 (PREVISÃO)

Anexo 3.A - Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2018 (previsão)



Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Potência de ligação disponível [MW]	SCC Máx. AT [Máx]	SCC Máx. MT1 [Máx]	SCC Máx. MT2 [Máx]	SCC Min AT [Máx]	SCC Min MT1 [Máx]	SCC Min MT2 [Máx]	Utilização	Duração da Ponta >70% Pinst
VOUZELA	Vouzela	60/15	40	2	21,5	18,8	21,4	18,7	21,5	21,4	12,1	887	341		522	181		54%	0
ZAMBUJAL	Lisboa	60/10	80	2	32,3	27,5	32,2	27,4	32,3	32,2	37,9	2.049	463		1.925	257		41%	0

ANEXO 3.B – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2020 (PREVISÃO)

Anexo 3.B - Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020 (previsão)



Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Potência de ligação disponível [MW]	SCC Máx AT [Máx]	SCC Máx MT1 [Máx]	SCC Máx MT2 [Máx]	SCC Min AT [Máx]	SCC Min MT1 [Máx]	SCC Min MT2 [Máx]	Utilização	Duração da Ponta >70% Pinst
VISEU	Viseu	60/15	31,5	1	12,5	10,9	12,5	10,9	12,5	12,5	15,3	1.052	223		750	206		41%	0
VISO	Viseu	60/15	80	2	36,1	30,9	36,1	30,8	36,1	36,1	35,7	1.244	413		845	227		45%	0

ANEXO 3.C – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2023 (PREVISÃO)

Anexo 3.C - Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2023 (previsão)



Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Potência de ligação disponível [MW]	SCC Máx AT [Máx]	SCC Máx MT1 [Máx]	SCC Máx MT2 [Máx]	SCC Min AT [Máx]	SCC Min MT1 [Máx]	SCC Min MT2 [Máx]	Utilização	Duração da Ponta >70% Pinst
VILA ROBIM	Figueira da Foz	60/15	40	2	15,7	12,3	15,7	12,2	15,7	15,7	19,3	851	286		470	149		40%	0
VILA VELHA DE RODÃO	Vila Velha de Ródão	60/30	20	1	-3,8	5,0	3,5	4,9	5,0	4,9	3,0	461	149		317	131		25%	0

ANEXO 4 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT

Anexo 4.A – Caracterização da rede AT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 4.B – Caracterização da rede AT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 4.C – Caracterização da rede AT 31.12.2023 (Previsão)

ANEXO 4.A – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2018 (PREVISÃO)

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,94	686	606	150	146	24%
LN60 0000 PEDRÓGÃO -SERTÃ	1	1x3x1 AA160	A	19,00	451	401	1	1	0%
LN60 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	16,85	902	802	85	126	16%
LN60 0002 01 SECIL	1	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	280	287	55%
LN60 0002 01 SECIL	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	280	287	47%
LN60 0002 01 SECIL	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	280	287	47%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	1	2x3x1 LXHIQLE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 AA160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	5	2x3x1 AA160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	6	2x3x1 AA160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	7	2x3x1 AA160	A	0,99	723	523	277	284	54%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCIL	1	1x3x2 AA325	A	7,71	1.089	769	164	270	35%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 CU185	A	1,70	537	387	1	1	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	1	1	0%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	2x3x1 AA160	A	32,22	902	802	177	145	20%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	4,58	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	2	1x3x1 AA160	A	46,74	451	401	3	3	1%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	47	34	9%
LN60 0012 S.SEBASTIÃO-PÉGÓES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	100	114	44%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	33	34	8%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	23,83	451	401	1	1	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	26,34	451	401	31	32	8%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1.372	1.212	310	307	25%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AA160	A	20,45	451	401	106	107	27%
LN60 0019 SETÚBAL-S.SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1.089	769	462	434	56%
LN60 0020 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ I	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	73	62	16%
LN60 0021 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ II	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	69	58	15%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	40	21	7%
LN60 0024 01 IFAP	1	1x3x1 AA160	A	5,63	451	401	0	0	0%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	172	150	25%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	10,66	451	401	172	150	38%
LN60 0025 SINES-MONTE FEIO I	1	2x3x1 AA325	A	8,02	1.372	1.212	161	173	14%
LN60 0026 SINES-MONTE FEIO II	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	162	174	14%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	62	52	11%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	104	78	18%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1.089	769	480	450	59%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	199	74	34%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,20	582	474	1	111	23%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,23	1.528	1.233	461	384	31%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	2	2x3x1 AA325	A	1,88	1.089	769	461	384	50%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,21	1.528	1.233	448	373	30%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	2	2x3x1 AA325	A	1,94	1.089	769	448	373	49%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	108	83	19%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	158	127	27%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	88	65	13%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA160	A	20,63	451	401	88	65	19%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x2 AA160	A	23,74	902	802	160	126	18%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	24,24	686	606	293	293	48%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,57	285	208	106	110	53%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULE II	1	1x3x2 AA160	A	12,13	902	802	1	1	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULE II	2	1x3x2 AA160	A	11,74	902	802	105	108	14%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,06	1.372	1.212	410	349	30%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,75	1.089	769	410	349	45%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	45,47	686	606	85	90	15%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	1	1	0%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1.372	1.212	202	169	15%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	138	103	27%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	65	67	17%
LN60 0054 SOBREDA-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1.089	769	260	214	28%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x2 AA160	A	10,91	902	802	1	1	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO II	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	164	209	52%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO I	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	102	163	41%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS I	1	1x3x2 AA160	A	20,26	902	802	130	149	19%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	88	72	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	88	72	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	88	72	15%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	95	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	95	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	95	81	17%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x2 AA160	A	6,99	902	802	138	155	19%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	1	1	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	1	1	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	194	154	33%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	116	83	20%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	240	212	41%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	182	161	42%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	182	161	31%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,83	451	401	169	143	37%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO) ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	6,03	451	401	163	154	38%
LN60 0072 CAEIRA-MONTEMORI I	1	1x3x1 AA160	A	32,44	451	401	93	81	21%
LN60 0073 01 GAS (ETA MORGAVEL)	1	1x3x1 AA160	A	1,22	451	401	6	6	1%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	30,70	451	401	86	79	20%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	1	1x3x1 AXKJ400	A	0,17	582	474	52	51	11%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	2	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	52	51	13%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,29	451	401	80	109	27%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	70	81	20%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	14,50	1.372	1.212	70	80	7%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,70	1.372	1.212	0	0	0%
LN60 0077 ESTÓI-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,39	1.372	1.212	425	499	41%
LN60 0078 01 VARIANTE ESTREMOZ-MARANHÃO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	2	2	1%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	42,50	902	802	0	0	0%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1.372	1.212	238	235	19%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	104	90	19%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	112	98	21%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	37,10	451	401	0	0	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	6,67	686	606	2	2	0%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA DE SINES	1	1x3x1 AA325	A	10,93	686	606	1	1	0%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	235	251	41%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	2	1x3x1 AA325	A	9,20	686	606	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	235	251	41%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVEVA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	41,95	902	802	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVEVA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	235	251	31%
LN60 01 EXPORPLAS-ARADA/CEMINFA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2	2	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	5	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,10	899	725	6	6	1%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	0	0	0%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	0	0	0%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIFEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	91	91	15%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIFEIRA	1	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	90	90	35%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIFEIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	71	74	29%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIFEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	90	90	15%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIRO (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	179	181	30%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	382	383	100%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	2	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	203	202	52%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	177	177	44%
LN60 1346 01 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	119	112	43%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	1	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	2	2	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	3	1x3x1 AA235	A	16,69	460	329	117	110	33%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	4	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0	0	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	5	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	117	110	18%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	6	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	7	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	1	2x3x1 AA325	A	16,07	1.372	1.212	805	816	67%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,64	1.528	1.233	805	816	66%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	302	226	44%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHOLE630	S	2,04	740	599	302	226	41%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1.230	861	69	66	8%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1.089	769	69	66	9%
LN60 1351 LOUSÁ-LOUSÁ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	318	317	52%
LN60 1352 LOUSÁ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	359	359	59%
LN60 1353 LOUSÁ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	93	93	23%
LN60 1354 LOUSÁ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	87	87	22%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA090	A	8,93	313	280	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1	1	1%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA130	A	3,92	338	301	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	4	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1	1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1	1	1%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA160	A	0,42	451	401	1	1	0%
LN60 1357 LOUSÁ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1.372	1.212	89	77	6%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	260	263	43%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1.372	1.212	450	369	33%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	34	33	5%
LN60 1361 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO II	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	31	28	5%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	59	70	27%
LN60 1363 PRACANA-TALAGUEIRA I	1	1x3x1 AA325	A	39,30	544	384	27	30	8%
LN60 1364 PRACANA-VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	22,36	686	606	79	87	14%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	0	0	0%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	24,07	686	606	28	31	5%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	183	183	48%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	190	190	47%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	1	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	117	101	39%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	2	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	117	101	31%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	3	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	117	101	39%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	4	1x3x1 CU095	A	0,03	358	263	117	101	38%
LN60 1369 SERTÁ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	111	86	25%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	1	1x3x1 CU095	A	1,21	358	263	135	110	42%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	135	110	15%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1.230	861	589	542	63%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	589	542	79%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	195	152	35%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	2x3x1 AA400	A	1,07	1.230	861	195	152	18%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 AM228	A	3,09	1.137	1.008	349	286	31%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x1 AC380	A	0,83	1.425	1.365	349	286	34%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	2x3x1 AM228	A	1,43	1.137	1.008	349	286	31%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,08	1.528	1.233	349	286	23%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELBI/BIOELÉCTRICA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,04	582	474	253	257	54%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELBI/BIOELÉCTRICA	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	253	257	42%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	3,10	686	606	477	477	79%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	398	395	65%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,04	582	474	398	395	83%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURÉ	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	68	62	10%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	298	299	49%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA325	A	6,30	686	606	204	189	31%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA160	A	11,30	451	401	118	118	29%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	118	118	19%
LN60 1378 PONTÃO-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	71	61	16%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,10	350	253	29	27	11%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,03	740	599	29	27	5%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,05	740	599	29	27	5%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	189	189	47%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	578	512	262	268	52%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 AA325	A	0,75	1.372	1.212	331	290	24%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1.155	1.024	331	290	29%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	2,84	1.528	1.233	331	290	23%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	172	131	34%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LJÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1.372	1.212	359	334	28%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,10	1.372	1.212	551	491	40%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 AA325	A	0,86	1.372	1.212	382	335	28%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,13	1.528	1.233	382	335	27%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	2,73	1.528	1.233	382	335	27%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	13,94	1.372	1.212	679	676	56%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 LXHOLE630	S	0,25	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,18	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	115	99	13%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	2	2x3x1 LXHOLE630	S	2,10	1.258	1.018	115	99	10%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	127	107	17%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	386	341	54%
LN60 1392 PC PRELADA-VITÓRIA II	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,00	740	599	92	88	15%
LN60 1392 PC PRELADA-VITÓRIA II	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	92	88	15%
LN60 1392 PC PRELADA-VITÓRIA II	3	1x3x1 LXCVC630	S	5,70	740	599	92	88	15%
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	4,54	740	599	129	123	21%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	127	107	17%
LN60 1395 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA D	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	158	122	21%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	1,40	1.528	1.233	319	272	22%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 AA325	A	12,88	1.089	769	319	272	35%
LN60 1397 PC PREGADA-LAPA II	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,48	740	599	87	55	12%
LN60 1398 PC PREGADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,45	740	599	100	90	15%
LN60 1399 PC PREGADA-PARANHOS I	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,09	740	599	144	121	20%
LN60 1399 PC PREGADA-PARANHOS I	2	1x3x1 LXCVC630	S	2,49	740	599	144	121	20%
LN60 1400 PC PREGADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	147	124	21%
LN60 1401 PC PREGADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,54	740	599	178	145	24%
LN60 1402 PC PREGADA-MONTE DOS BURGOS I	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,62	740	599	168	137	23%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	510	483	39%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	2	2x3x1 AA325	A	6,00	1.372	1.212	510	483	40%
LN60 1404 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO E	1	1x3x1 LXHOLE630	S	0,00	740	599	154	118	21%
LN60 1404 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO E	2	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	138	116	18%
LN60 1405 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO F	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	138	116	18%
LN60 1406 ANTAS-PARANHOS G	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	4	4	1%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	4	4	1%
LN60 1408 MONTE DOS BURGOS-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,37	740	599	256	217	36%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,33	740	599	122	147	24%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	122	147	24%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,57	740	599	122	147	24%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	5,01	899	725	64	53	7%
LN60 1412 BARRÓ-REVIGRES	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,06	386	325	55	54	17%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 LXHOLE400	S	4,28	582	474	118	105	22%
LN60 1413 VISO-VISEU	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	118	105	26%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	202	200	50%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,10	740	599	202	200	33%
LN60 1418 PEREIRO (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1.372	1.212	293	237	21%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	1	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	136	120	20%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	136	120	20%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	3	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	136	120	24%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	1	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	171	175	29%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,88	899	725	171	175	24%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,03	899	725	130	125	17%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	2,27	582	474	160	121	28%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1.372	1.212	169	166	14%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,96	1.372	1.212	350	350	29%
LN60 1425 CELÓRICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,49	1.372	1.212	316	322	27%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	1	1	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	216	208	63%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	216	208	34%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	186	177	29%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	186	177	24%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,23	899	725	67	68	9%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	352	351	58%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 AA325	A	11,87	1.372	1.212	567	517	43%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,63	1.528	1.233	567	517	42%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,29	1.528	1.233	567	517	42%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	16,76	1.372	1.212	380	378	31%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	380	378	31%
LN60 1434 LJO-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7,00	1.372	1.212	202	189	16%
LN60 1434 LJO-ALVELOS	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,13	1.528	1.233	202	189	15%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ÍLHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1.372	1.212	386	358	30%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	293	277	46%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	293	277	53%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	293	277	46%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHOLE630	S	2,77	740	599	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,34	899	725	5	5	1%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	66	68	17%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	2	1x3x1 LXHOLE185	S	1,93	386	325	66	68	21%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	1	1	0%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	2	1x3x1 AA325	A	8,41	686	606	1	1	0%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	35	35	9%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,13	582	474	35	35	7%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVEVA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1.372	1.212	69	58	5%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVEVA VELHA	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	1.528	1.233	69	58	5%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	158	158	39%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,07	582	474	158	158	33%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	280	237	62%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	280	237	45%
LN60 1447 LAMAÇÃES-BRAGA I	1	1x3x1 LXHOLE400	S	2,28	582	474	176	146	31%
LN60 1448 LAMAÇÃES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHOLE400	S	2,29	582	474	108	111	23%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1.372	1.212	454	415	34%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	40	32	9%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,06	582	474	40	32	7%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,50	686	606	1	1	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,55	899	725	1	1	0%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	71	69	11%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,47	899	725	71	69	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	3	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,63	899	725	71	69	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	4	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,03	899	725	71	69	10%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOÁ	1	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	38	36	17%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOÁ	2	1x3x1 AA160	A	5,90	451	401	38	36	9%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOÁ	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,08	582	474	38	36	8%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOÁ	4	1x3x1 LXHOLE400	S	0,06	582	474	38	36	8%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,08	582	474	0	0	0%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,12	582	474	28	28	6%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0	0	0%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	0	0	0%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	137	122	23%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,09	899	725	137	122	17%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	137	122	20%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	4	2x3x1 CU70	A	0,55	606	447	136	122	27%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	5	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	136	122	32%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	6	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	137	122	20%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 AA160	A	1,29	451	401	33	36	9%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,10	686	606	1	1	0%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	82	96	16%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,01	899	725	82	96	13%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1.372	1.212	325	321	27%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	1,83	1.528	1.233	325	321	26%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	226	226	37%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	226	226	56%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	226	226	48%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	313	309	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,97	686	606	313	309	51%
LN60 1464 PC CAMPANHÃO-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	23,59	1.372	1.212	569	564	47%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	1	1x3x1 AA245	A	7,53	461	329	296	279	85%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	2	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	296	279	54%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	296	279	85%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	4	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	296	279	42%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	317	267	62%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	2	2x3x1 AA400	A	0,64	1.230	861	317	267	31%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	3	1x3x1 AA400	A	0,03	615	431	317	267	62%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	317	267	37%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	5	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	317	267	41%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AA160	A	2,30	362	261	81	83	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	81	83	33%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	81	83	21%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	81	83	14%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	70	70	17%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDUIDO	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1.372	1.212	66	66	5%
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,40	582	474	66	66	14%
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	66	66	16%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,06	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPCAC	1	2x3x1 AA325	A	0,88	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,69	686	606	390	375	62%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	390	375	62%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 AA325	A	11,84	686	606	390	375	62%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	279	280	46%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	118	118	16%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	118	118	19%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	3	1x3x1 AA325	A	7,68	686	606	118	118	19%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	56	11	12%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	9,80	451	401	56	11	12%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	86	40	19%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	65	28	14%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	65	28	14%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,04	740	599	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	4	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	1	1	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA245	A	8,87	461	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	83	67	14%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	4	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	5	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	83	67	12%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	89	45	20%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	3	1x3x1 AA160	A	21,51	451	401	89	45	20%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	89	45	25%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	89	45	20%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	97	97	24%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	112	93	16%
LN60 6000 01 CAMARATE I	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	112	93	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	112	92	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	112	92	33%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	112	92	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 AA175	A	0,70	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	8	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,60	899	725	3	3	0%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,70	451	401	44	51	13%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	44	51	11%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	224	197	42%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,57	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	8	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	224	197	71%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	62	64	16%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	62	64	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,36	899	725	255	208	29%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	255	208	37%
LN60 6007 01 RANHOLAS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	88	75	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	88	74	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0	0	0%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,58	899	725	251	210	29%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	251	210	37%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	272	243	40%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	272	243	40%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	201	215	35%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	2	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	201	215	35%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	201	215	35%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	4	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	201	215	35%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	5	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	0	0	0%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	6	1x3x1 AA325	A	5,92	686	606	201	215	35%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	75	73	32%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,67	899	725	205	178	25%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	1.528	1.233	205	178	14%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	25	16	4%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	317	258	46%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	2x3x1 AA325	A	2,00	1.372	1.212	317	258	23%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	317	258	46%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	4	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	326	269	48%
LN60 6018 PÓVOA-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	1	1	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	282	273	71%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	282	273	71%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	400	400	66%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	86	79	20%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,20	544	384	86	79	20%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0	0	0%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,55	686	606	109	116	19%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	109	116	19%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	3	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	109	116	19%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	4	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	109	116	19%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	5	1x3x1 AA325	A	0,52	686	606	109	116	19%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	6	1x3x1 AA325	A	4,92	686	606	109	116	19%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	7	1x3x1 AA325	A	2,33	686	606	109	116	19%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	70	66	11%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	70	66	11%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	63	62	27%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	140	101	40%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCÉANA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	1	1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCÉANA	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1	1	0%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	362	283	53%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,19	899	725	362	283	40%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	166	114	42%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,55	989	806	166	114	17%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,59	582	474	166	114	28%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,39	582	474	100	154	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,00	582	474	99	153	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,55	989	806	99	153	19%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	99	153	44%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,41	1.528	1.233	68	82	7%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,47	1.528	1.233	261	257	21%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	10,04	686	606	195	177	29%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	99	98	14%
LN60 6036 01 GODIGANA	2	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	99	98	16%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	98	98	24%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0	0	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	3	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	98	98	43%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	174	119	50%
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	32	32	12%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	1,54	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	0,36	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,20	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	0,45	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	9	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	38	32	6%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	2,58	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA175	A	0,81	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,41	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	2,52	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	1,20	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	0	0	0%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	249	208	29%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	249	208	36%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	8,67	686	606	271	223	40%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	440	441	73%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	216	167	32%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	0,04	362	261	70	55	21%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	2	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	70	55	15%
LN60 6048 PALHAVÁ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,55	582	474	121	117	25%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	114	74	17%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	114	74	21%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,54	899	725	114	74	13%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CÍRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	7,03	582	474	88	88	19%
LN60 6057 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	7,02	582	474	121	151	32%
LN60 6058 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,44	582	474	141	130	27%
LN60 6058 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,08	582	474	141	130	27%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,45	582	474	186	171	36%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,08	582	474	186	171	36%
LN60 6068 PALHAVÁ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,26	582	474	172	228	48%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,17	582	474	196	212	45%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,19	582	474	242	223	47%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	187	182	65%
LN60 6075 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	70	52	19%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,84	386	325	116	117	36%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,98	899	725	275	190	31%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	275	190	40%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,97	899	725	237	234	32%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,87	386	325	152	110	39%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1.528	1.233	213	219	18%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1.528	1.233	212	219	18%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,89	582	474	108	73	19%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,46	582	474	133	91	23%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,66	582	474	133	91	23%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,32	582	474	102	71	18%
LN60 6090 PALHAVÁ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	126	129	40%
LN60 6091 PALHAVÁ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	131	156	48%
LN60 6092 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,73	386	325	43	48	15%
LN60 6093 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,72	386	325	101	113	35%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AL1200	S	0,37	1.669	1.403	224	231	16%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	150	153	32%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,63	582	474	140	137	29%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,00	582	474	1	1	0%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,29	582	474	1	1	0%
LN60 6100 PALHAVÁ-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,75	582	474	240	266	56%
LN60 6101 MATAÇÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	544	384	100	89	23%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,78	386	325	86	83	26%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,12	582	474	86	83	18%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,79	386	325	98	104	32%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,22	582	474	98	104	22%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	106	92	33%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	171	111	12%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	171	111	29%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,11	386	325	148	111	38%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,70	686	606	318	222	46%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	148	111	43%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	102	88	7%
LN60 6106 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	102	88	19%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,09	386	325	134	103	35%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	232	189	34%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	134	103	40%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,93	582	474	114	147	31%
LN60 6109 PALHAVÁ-METRO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	1	1	0%
LN60 6110 PALHAVÁ-METRO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	153	146	31%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,35	582	474	213	116	37%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,40	582	474	213	116	37%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	213	116	47%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	213	116	47%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,38	582	474	226	225	47%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	226	225	56%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	323	268	47%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	109	118	29%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	110	120	30%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC A DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,10	686	606	245	245	40%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC A DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	245	245	61%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	183	171	28%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	183	171	45%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	185	173	45%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	185	173	29%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	329	271	48%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	329	271	48%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	3	1x3x1 AA325	A	14,30	686	606	1	1	0%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	47	50	8%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	11,73	686	606	47	50	8%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	214	206	43%
LN60 6131 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,44	582	474	120	149	31%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,43	582	474	130	124	26%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	38	118	25%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	171	124	29%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,52	386	325	61	46	16%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	1	1	0%
LN60 6138 QUINTA DA CALDEIRA-LOURES	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	0	0	0%
LN60 6139 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	261	272	45%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	197	192	32%
LN60 6146 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	0	0	0%
LN60 6147 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	109	98	21%
LN60 6148 ANAIA-PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	2,64	387	279	0	0	0%
LN60 6149 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6150 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	270	318	52%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,25	899	725	198	200	28%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	198	200	33%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,24	899	725	214	216	30%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	10,40	686	606	214	216	36%
LN60 6154 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6155 01 CHEGANGAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	99	82	22%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	37	36	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	135	117	20%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	135	117	30%
LN60 6156 RIO DE MOURO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	0	0	0%
LN60 6158 CARRICHE-SENHOR ROUBADO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,82	582	474	187	155	33%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,05	582	474	167	132	29%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	167	132	37%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,36	899	725	120	87	13%
LN60 6162 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	173	147	31%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	70	56	15%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,30	451	401	66	60	15%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	66	60	13%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	205	165	30%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	205	165	30%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,22	899	725	205	165	23%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,50	686	606	52	39	8%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	76	73	17%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 AA325	A	4,68	1.372	1.212	403	320	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 AA325	A	0,02	1.089	769	403	320	42%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	0,44	1.372	1.212	403	320	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,34	1.528	1.233	403	320	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,74	1.528	1.233	403	320	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	6	2x3x1 AA325	A	4,04	1.372	1.212	403	320	29%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,14	582	474	112	73	19%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	4,99	582	474	112	73	19%
LN60 6170 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	297	292	24%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	130	119	25%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,81	899	725	130	119	16%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,45	582	474	130	119	25%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	85	85	21%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	2	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	95	95	24%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	179	179	30%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	183	176	37%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	142	183	39%
LN60 6178 CABEDA - CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	254	262	43%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	159	135	35%
LN60 6180 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ III	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	102	138	23%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	102	138	29%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	119	115	19%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	119	115	24%
LN60 6188 SABUGO-P. E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	231	231	58%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0	0	0%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1.372	1.212	591	588	49%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1.372	1.212	396	377	31%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6193 PALHAVÁ-LUZ	1	1x3x1 LXHOLE400	S	2,44	582	474	136	91	23%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHOLE400	S	4,20	582	474	121	94	21%
LN60 6195 PALHAVÁ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHOLE400	S	3,35	582	474	161	148	31%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	195	200	33%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,04	899	725	195	200	28%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASAINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	80	79	20%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASAINHOS DE ALFAIATA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,04	899	725	80	79	11%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL I	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1.834	1.541	799	750	49%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1.834	1.541	841	789	51%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	2x3x1 LXHOLE400	S	0,00	989	806	150	147	18%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	2	1x3x1 LXHOLE400	S	6,58	582	474	150	147	31%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHOLE400	S	6,98	582	474	107	61	18%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 XHIOLE400	S	0,09	582	474	173	160	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	1,43	1.528	1.233	393	411	33%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	2x3x1 AA325	A	3,40	1.372	1.212	393	411	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	393	411	53%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	1x3x1 AC380	A	1,69	1.425	1.365	393	411	30%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	0,18	1.425	1.365	393	411	30%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHOLE400	S	1,23	582	474	1	1	0%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	1	1x3x2 AA325	A	0,27	1.089	769	191	249	32%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	2	2x3x1 AA325	A	18,65	1.372	1.212	191	249	21%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	17,95	686	606	169	235	39%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁCOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	138	141	23%
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁCOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	140	143	24%
LN60 6212 MONTEOM- VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,57	451	401	113	116	29%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1.372	1.212	275	281	23%
LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	11,31	686	606	1	1	0%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1.230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1.089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	294	243	21%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	1	1	0%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	2	1x3x1 AA160	A	16,62	362	261	1	1	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	185	184	70%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x3x1 AA260	A	9,76	475	338	129	150	44%
LN60 6221 POMBAL (REN)-POMBAL	1	1x3x1 CU300	A	0,04	1.012	945	587	544	58%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	184	191	32%
LN60 6223 OURÉM-AZÓIA	1	1x3x1 AA325	A	20,17	544	384	1	1	0%
LN60 6225 AZÓIA-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	10,17	615	431	312	289	67%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1.230	861	300	260	30%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	2	2x3x1 AA325	A	0,30	1.372	1.212	300	260	22%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1.372	1.212	303	263	22%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1.230	861	605	545	63%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1.230	861	605	545	63%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1.445	1.004	605	545	54%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	197	176	46%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	6,85	451	401	110	110	27%
LN60 6231 S. JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	63	60	14%
LN60 6231 S. JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	63	60	16%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	201	182	42%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1.372	1.212	232	249	21%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	0	0	0%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,04	899	725	232	250	34%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	3	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	232	250	65%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,40	451	401	123	120	30%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,24	386	325	138	156	48%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	138	156	39%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,02	582	474	138	156	33%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,03	582	474	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	3	1x3x1 LXHOLE185	S	0,21	386	325	0	0	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,18	386	325	90	90	28%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	90	90	35%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0	0	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 LXHOLE185	S	0,20	386	325	0	0	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	0,30	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 LXHOLE400	S	0,02	582	474	90	90	19%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	5	5	1%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,03	582	474	5	5	1%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	124	126	21%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	103	103	31%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	188	167	43%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	188	167	27%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	123	110	33%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	28	29	11%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,80	544	384	331	317	83%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	2x3x1 AA235	A	7,62	1.089	769	224	243	32%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	224	243	40%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	153	137	36%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	77	69	21%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	76	69	11%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1.089	769	283	306	40%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	76	69	21%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	0,06	460	329	0	0	0%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	108	106	17%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	12,07	686	606	108	106	17%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	350	253	1	1	0%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	1	1	0%
LN60 6252 SERRA D'EL-REI (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	5,07	350	253	192	191	76%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,50	350	253	81	81	32%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	5	5	2%
LN60 6256 SANTA CITA-IFM	1	1x3x1 AA160	A	3,13	362	261	27	25	9%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	17	18	3%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	274	261	43%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	5,40	544	384	274	261	68%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	291	279	46%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,81	451	401	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	1	2x3x1 AA325	A	0,18	1.372	1.212	338	319	26%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	2	2x3x1 AA325	A	10,99	1.372	1.212	338	319	26%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	165	156	26%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	2	1x3x1 AA235	A	10,71	460	329	165	156	47%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,46	386	325	56	54	17%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	1	2x3x1 AA325	A	5,20	1.372	1.212	287	284	23%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6261 TAVIRA (REN) - AMEIXIAL	2	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	287	284	35%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	64	69	11%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	64	69	26%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	163	136	19%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	2x3x1 AA325	A	1,35	1.372	1.212	163	136	12%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,87	1.528	1.233	201	291	24%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	A	12,45	1.372	1.212	201	291	24%
LN60 6265 SANCHEIRA- SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	169	165	27%
LN60 6266 SEUBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	55	48	10%
LN60 6266 SEUBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,39	582	474	55	48	10%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,60	386	325	88	90	28%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1.372	1.212	122	105	9%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,18	1.528	1.233	122	105	9%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,58	582	474	69	52	12%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,92	350	253	0	0	0%
LN60 6272 01 BAIRRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	202	201	50%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	11,27	544	384	1	1	0%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	2	1x3x1 AA325	A	5,18	544	384	202	201	52%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	0	0	0%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	0	0	0%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	135	238	50%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,97	582	474	135	238	50%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	48	50	13%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,55	582	474	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	2	1x3x1 AA160	A	9,32	451	401	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,52	899	725	1	1	0%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	167	183	30%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	167	183	46%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,89	582	474	82	80	17%
LN60 6283 MERCENA MATAÇÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	66	49	13%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	11	11	2%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	4	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	5	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,41	989	806	132	114	14%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	48	49	8%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	2	2	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	2	2	0%
LN60 6289 ALCobaça-TURQUEL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaça-TURQUEL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaça-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaça-TURQUEL	4	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1	1	0%
LN60 6290 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	140	122	26%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	24,87	686	606	304	297	49%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,07	899	725	304	297	41%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,71	582	474	129	164	35%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,13	582	474	108	124	26%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	2	2x3x1 AA160	A	12,10	902	802	0	0	0%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	91	114	14%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	91	114	19%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,49	582	474	155	164	35%
LN60 6303 COINA-VILA CHÃ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	91	72	20%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	123	101	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	123	101	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	899	725	123	101	14%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	123	101	26%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	123	101	14%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	2,33	1.372	1.212	342	324	27%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	5,31	1.372	1.212	342	324	27%
LN60 6314 TAVIRA (REN) - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1.372	1.212	279	377	31%
LN60 6334 CAEIRA - VIANA	1	1x3x1 AA325	A	27,91	686	606	117	117	19%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	1	1x3x1 AA160	A	11,46	451	401	1	1	0%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	2	1x3x1 AA105	A	3,08	285	208	1	1	0%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	62	69	15%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	41	45	10%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	103	115	16%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	4	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	103	115	19%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	1	1	0%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	2x3x1 AA160	A	8,87	902	802	187	264	33%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	1x3x1 AA325	A	0,40	686	606	187	264	44%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1.100	969	263	387	40%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,45	1.528	1.233	263	387	31%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	3	2x3x1 AA325	A	7,13	1.372	1.212	263	387	32%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA160	A	10,80	902	802	137	189	24%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,46	899	725	137	189	26%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	14,86	686	606	97	89	15%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,09	1.528	1.233	141	227	18%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	1x3x2 AA325	A	2,47	1.089	769	141	227	30%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	1	1x3x1 CU400	I	0,06	1.100	969	262	385	40%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,41	1.528	1.233	262	385	31%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	3	2x3x1 AA325	A	7,16	1.372	1.212	262	385	32%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,43	451	401	81	81	20%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÔNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	350	253	76	79	31%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	1	1x3x1 AA160	A	0,87	451	401	39	40	10%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	2	1x3x1 AA160	A	18,11	451	401	116	119	30%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	3	1x3x1 AA160	A	12,61	451	401	158	161	40%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,19	582	474	1	1	0%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	1	1	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	1	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	347	322	24%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	2	2x3x1 AA325	A	2,30	1.372	1.212	347	322	27%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	39	34	6%
LN60 6389 DIVOR(REN)-CERAMICA	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	47	50	8%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1.834	1.541	425	341	23%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,10	1.834	1.541	0	0	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,71	582	474	247	255	54%
LN60 6396 PS PALHAVÁ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,99	582	474	172	145	31%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,79	582	474	2	2	0%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x2 AA325	A	7,00	1.089	769	5	5	1%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	5,14	582	474	112	5	19%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	138	138	36%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,34	582	474	89	85	18%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	89	85	34%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,28	899	725	88	123	17%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA160	A	2,67	451	401	88	123	31%
LN60 6429 CORUÇHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	51	51	13%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,95	582	474	81	60	14%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1.372	1.212	93	71	7%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	93	71	7%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,64	899	725	311	311	43%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	4,25	686	606	311	311	51%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,37	1.372	1.212	242	327	27%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	255	253	66%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,49	544	384	264	261	68%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXK1400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,40	544	384	2	2	1%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	244	247	41%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	244	247	41%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	126	125	48%
LN60 6507 01 VALE FIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	22	34	8%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	0	0	0%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	21	33	6%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	3	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	21	33	5%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	4	1x3x1 AA160	A	7,93	451	401	21	33	8%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÓR	1	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	27	25	6%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÓR	2	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2	2	1%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÓR	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	27	25	3%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÓR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2	2	0%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	50	53	9%
LN60 6514 MARANHÃO-ALÇAÇOVA	1	1x3x1 AA160	A	38,83	362	261	2	2	1%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	69	65	17%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	346	342	56%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	177	209	55%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	30	27	15%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	236	239	62%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	4,21	544	384	258	281	73%
LN60 6529 PONTE DE SÓR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	109	143	55%
LN60 6529 PONTE DE SÓR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	109	143	24%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	144	144	37%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUÇHE	1	1x3x1 AA325	A	33,45	544	384	149	169	44%
LN60 6532 PONTE SÓR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	77	47	9%
LN60 6532 PONTE SÓR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	77	47	14%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	99	98	26%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	110	102	27%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	19	43	11%
LN60 6539 ALÇAÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	46	44	11%
LN60 6542 GLÓRIA-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	19,23	686	606	54	60	10%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	209	201	52%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÓR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	291	284	47%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	430	426	70%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	2	2x3x1 AA160	A	16,69	723	523	429	426	81%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	544	384	362	358	93%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	180	206	34%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	327	321	84%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	12,28	544	384	47	49	13%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	372	367	61%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	544	384	79	77	20%
LN60 6558 ALÇAÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	1	1	0%
LN60 6558 ALÇAÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALÇAÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6559 ALÇAÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	226	226	56%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	145	145	36%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	161	158	39%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,10	451	401	161	158	40%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	64	65	16%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	3,80	686	606	290	316	52%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	2	2	1%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,84	451	401	1	1	0%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	64	65	16%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,89	451	401	64	65	16%
LN60 6567 MEXEIRO-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	9,98	544	384	177	210	55%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,10	451	401	203	237	59%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS I	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	1.528	1.233	430	458	37%
LN60 6572 ENVIRÓI-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	1	1	0%
LN60 6573 POVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,38	740	599	197	195	33%
LN60 6574 FONTAINHAS-ALCANEDE	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	131	125	16%
LN60 6575 ZÉZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1.372	1.212	479	477	39%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	170	164	41%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	164	162	27%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUÇHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	47	49	8%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,47	899	725	179	220	30%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	179	220	36%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,36	1.528	1.233	406	432	35%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,84	451	401	99	98	25%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	99	98	25%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	117	117	19%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	544	384	155	142	38%
LN60 6584 S.VICENTE-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	30,60	544	384	2	2	0%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	94	122	20%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	251	251	30%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	251	251	43%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	251	251	41%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	161	160	27%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	161	160	26%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN) - SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1.372	1.212	234	252	21%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1.372	1.212	357	327	27%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	171	148	25%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,40	1.372	1.212	170	147	12%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1.372	1.212	124	114	9%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA235	A	6,72	1.089	769	375	345	45%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,60	1.528	1.233	375	345	28%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1.089	769	375	345	45%
LN60 6593 PONTÃO-ALVAÍAZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,70	686	606	164	162	27%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	1	2x3x1 AA325	A	3,91	1.372	1.212	986	971	80%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	2	1x3x1 AC380	A	1,70	1.425	1.365	986	971	71%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	3	1x3x1 AC380	A	0,87	1.425	1.365	986	971	71%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	1	2x3x1 AA160	A	4,31	723	523	337	337	64%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	2	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	337	337	56%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	1	2x3x1 CU120	A	1,42	816	595	2	2	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	2	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0	0	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	2	2	0%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,06	386	325	57	59	18%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	1	2x3x1 CU120	A	10,81	816	595	75	75	13%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	2	1x3x1 AA325	A	0,30	686	606	76	76	13%
LN60 PS CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,80	899	725	324	324	45%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	1	1	0%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 AA325	A	0,50	686	606	1	1	0%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	3	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	1	1	0%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	79	74	19%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,80	686	606	130	125	21%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	130	125	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	4	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	79	74	14%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	5	2x3x1 AA160	A	0,01	723	523	129	126	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA/PEDROSO	1	1x3x1 AC380	A	2,16	1.425	1.365	193	183	14%

Página em branco

ANEXO 4.B – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2020 (PREVISÃO)

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,94	686	606	155	151	25%
LN60 0000 PEDRÓGÃO -SERTÃO	1	1x3x1 AA160	A	19,00	451	401	1	1	0%
LN60 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	16,85	902	802	77	114	14%
LN60 0002 01 SECIL	1	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	280	287	55%
LN60 0002 01 SECIL	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	280	287	47%
LN60 0002 01 SECIL	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	280	287	47%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	1	2x3x1 LXHIQLE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 AA160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	5	2x3x1 AA160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	6	2x3x1 AA160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S.SEBASTIÃO-COINA	7	2x3x1 AA160	A	0,99	723	523	277	284	54%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCIL	1	1x3x2 AA325	A	7,71	1.089	769	167	276	36%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 CU185	A	1,70	537	387	1	1	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	1	1	0%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	2x3x1 AA160	A	32,22	902	802	180	148	20%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	4,58	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	2	1x3x1 AA160	A	46,74	451	401	3	3	1%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	47	34	9%
LN60 0012 S.SEBASTIÃO-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	100	114	44%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	33	34	8%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	23,83	451	401	0	0	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	26,34	451	401	31	32	8%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1.372	1.212	310	307	25%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AA160	A	20,45	451	401	106	106	27%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1.089	769	462	434	56%
LN60 0020 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ I	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	73	62	16%
LN60 0021 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ II	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	69	58	15%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	40	21	7%
LN60 0024 01 IFAP	1	1x3x1 AA160	A	5,63	451	401	0	0	0%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	177	155	26%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	10,66	451	401	177	155	39%
LN60 0025 SINES-MONTE FEIO I	1	2x3x1 AA325	A	8,02	1.372	1.212	164	177	15%
LN60 0026 SINES-MONTE FEIO II	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	164	177	15%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	62	52	11%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	104	78	18%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1.089	769	480	450	59%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	199	74	34%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,20	582	474	1	111	23%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,23	1.528	1.233	461	384	31%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	2	2x3x1 AA325	A	1,88	1.089	769	461	384	50%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,21	1.528	1.233	448	373	30%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	2	2x3x1 AA325	A	1,94	1.089	769	448	373	49%
LN60 0035 SOBREDALARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	108	83	19%
LN60 0036 SOBREDALARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	158	127	27%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	90	67	13%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA160	A	20,63	451	401	90	67	20%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x2 AA160	A	23,74	902	802	164	129	18%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	24,24	686	606	259	262	43%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,57	285	208	106	110	53%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULE II	1	1x3x2 AA160	A	12,13	902	802	1	1	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULE II	2	1x3x2 AA160	A	11,74	902	802	105	108	14%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,06	1.372	1.212	410	349	30%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,75	1.089	769	410	349	45%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	45,47	686	606	86	92	15%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	1	1	0%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1.372	1.212	202	169	15%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	138	103	27%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	65	67	17%
LN60 0054 SOBREDAL-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1.089	769	260	214	28%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x2 AA160	A	10,91	902	802	1	1	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO II	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	170	217	54%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO I	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	106	169	42%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS I	1	1x3x2 AA160	A	20,26	902	802	135	156	20%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	88	72	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	88	72	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	88	72	15%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	95	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	95	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	95	81	17%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x2 AA160	A	6,99	902	802	142	160	20%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	1	1	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	1	1	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	194	154	33%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	116	83	20%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	240	212	41%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	182	161	42%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	182	161	31%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,83	451	401	171	145	38%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO) ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	6,03	451	401	166	156	39%
LN60 0072 CAEIRA-MONTEMORI	1	1x3x1 AA160	A	32,44	451	401	95	83	21%
LN60 0073 01 GÁS (ETA MORGAVEL)	1	1x3x1 AA160	A	1,22	451	401	6	6	1%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	30,70	451	401	88	82	20%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	1	1x3x1 AXKJ400	A	0,17	582	474	232	232	49%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	2	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	232	232	58%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,29	451	401	83	113	28%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	71	82	20%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	14,50	1.372	1.212	71	81	7%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,70	1.372	1.212	0	0	0%
LN60 0077 ESTÓI-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,39	1.372	1.212	427	500	41%
LN60 0078 01 VARIANTE ESTREMOZ-MARANHÃO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	2	2	1%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	42,50	902	802	0	0	0%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1.372	1.212	238	235	19%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	104	90	19%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	112	98	21%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	37,10	451	401	0	0	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	6,67	686	606	2	2	0%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA DE SINES	1	1x3x1 AA325	A	10,93	686	606	1	1	0%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	238	255	42%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	2	1x3x1 AA325	A	9,20	686	606	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	238	255	42%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	41,95	902	802	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	238	255	32%
LN60 01 EXPORTAS-ARADA/CEMINFA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2	2	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	6	22	6%
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA160	A	8,96	451	401	6	22	6%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	182	182	36%
LN60 0104 SETÚBAL(REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	172	172	34%
LN60 0105 01 TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,54	582	474	100	67	17%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	100	67	18%
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,05	582	474	209	209	44%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 AA325	A	4,95	686	606	209	209	35%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,04	582	474	208	208	44%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	208	208	34%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1.113	935	227	193	21%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	227	193	38%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,21	1.258	1.018	227	193	19%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,21	1.258	1.018	235	198	19%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	235	198	39%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1.113	935	235	198	21%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	16,31	1.372	1.212	235	318	26%
LN60 0112 BORBA-VILA VICOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,63	902	802	116	134	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA160	A	5,01	902	802	54	110	14%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	2x3x1 AA160	A	0,93	902	802	54	110	14%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,32	451	401	127	151	38%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,36	451	401	55	58	15%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x2 AA325	A	4,50	1.089	769	20	32	4%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	61	49	9%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	61	49	13%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	2x3x1 AA325	A	9,03	1.372	1.212	347	431	36%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	151	141	17%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,36	386	325	84	80	24%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x2 AA160	A	3,15	902	802	271	246	31%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x2 AA160	A	10,46	902	802	191	171	21%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	271	246	41%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	3,14	902	802	87	114	14%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	87	114	19%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	3	1x3x2 AA160	A	15,18	902	802	87	114	14%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA325	A	1,38	451	401	85	85	21%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA160	A	15,47	686	606	85	85	14%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	76	70	18%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x3x1 AA325	A	12,86	544	384	76	70	18%
LN60 0126 TUNES(REN)-S. BARTOLOMEU DE MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,19	451	401	65	74	18%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,29	899	725	63	59	8%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 AA160	A	2,63	401	63	59	15%	
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	111	124	31%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	84	72	19%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	94	79	14%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	94	79	11%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁÇER	1	1x3x1 AA160	A	22,26	451	401	120	91	27%
LN60 0134 PORTIMÃO(REN)-LAGOS	1	1x3x1 AA325	A	4,20	686	606	173	204	34%
LN60 0134 PORTIMÃO(REN)-LAGOS	2	2x3x1 AA160	A	21,15	902	802	173	204	25%
LN60 0135 CAEIRA-MONTEMOR II	1	1x3x1 AA160	A	32,45	451	401	95	83	21%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	0	0	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	2	1x3x1 AM148	A	6,64	350	253	0	0	0%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	80	76	16%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	2	1x3x1 AM148	A	6,67	350	253	80	76	30%
LN60 0140 TUNES(REN)-REFER I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	53	47	10%
LN60 0141 TUNES(REN)-REFER II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	1	1	0%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	256	206	37%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	132	106	19%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	132	106	19%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	132	106	15%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	4	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	386	308	56%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,24	899	725	386	308	43%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,03	386	325	1	1	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,02	386	325	16	17	5%
LN60 0145 MOURA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	17,80	451	401	36	57	14%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	103	120	30%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	174	168	28%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADÉ	1	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	225	192	38%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADÉ	2	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	225	192	37%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	1	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	288	243	48%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	2	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	288	243	47%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	22,40	1.372	1.212	505	476	39%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 LXHI0LE630	A	2,70	1.258	1.018	505	476	47%
LN60 0152 BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1.113	935	135	124	13%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO LAGOS I	1	1x3x1 AA325	A	3,81	686	606	191	238	39%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	1	2x3x1 AA325	A	3,73	1.372	1.212	370	461	38%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,10	1.528	1.233	370	461	37%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	182	182	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	24,36	1.372	1.212	438	438	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	1,06	1.372	1.212	438	438	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,87	1.258	1.018	438	438	43%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	83	108	27%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,37	451	401	83	108	27%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	26,74	451	401	1	1	0%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	13,00	451	401	35	30	8%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	261	260	65%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	152	105	22%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x2 AA160	A	0,14	902	802	152	105	17%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	3	2x3x1 AA160	A	2,96	902	802	152	105	17%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	228	241	40%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	2x3x1 AA160	A	10,94	902	802	228	241	30%
LN60 0169 ALJUSTREL - ALMINA (FEITAIS)	1	1x3x1 AA160	A	1,04	451	401	181	182	45%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	111	122	20%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	2	2x3x1 AA160	A	13,12	902	802	111	122	15%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	1	1x3x2 AA325	A	4,43	1.089	769	28	94	12%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x2 AA325	A	8,00	1.089	769	15	13	2%
LN60 0176 02 ALMODOVAR	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	24	21	5%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	28,20	451	401	24	21	5%
LN60 0179 CFV FERREIRA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	77	79	30%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	106	90	16%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,29	899	725	106	90	12%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO-PIAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,16	582	474	89	46	15%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ. PEDROGÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,30	582	474	81	82	17%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	4,11	451	401	53	62	15%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	90	45	13%
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGAÇA	1	1x3x1 AA325	A	17,91	686	606	1	1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA325	A	7,62	686	606	523	487	80%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	19,34	686	606	176	82	26%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	86	36	13%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	146	139	47%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	146	139	42%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	27,14	921	658	171	153	23%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	2	2x3x1 AA235	A	0,10	921	658	172	153	23%
LN60 1006 02 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/MIRANDELA	1	1x3x1 AA325	A	10,98	686	606	172	154	25%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA215	A	42,51	417	299	3	3	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 AA235	A	4,82	460	329	3	3	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	3	1x3x1 AA215	A	0,03	417	299	5	5	2%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGAÇA	1	1x3x1 AA325	A	39,75	544	384	151	101	28%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGAÇA	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	151	101	22%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	316	309	51%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	316	309	60%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1.089	769	358	376	49%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	2x3x1 AA325	A	7,29	1.089	769	141	145	19%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,46	544	384	141	145	38%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,60	398	286	141	145	51%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	141	145	24%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 LXC630	S	0,11	740	599	141	145	24%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	141	145	38%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	93	46	14%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	21	20	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	399	396	55%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	2	1x3x1 AA235	A	14,86	578	512	399	396	77%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORAIS	1	2x3x1 AA325	A	24,85	1.372	1.212	244	243	20%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORAIS	2	2x3x1 AA325	A	0,20	1.372	1.212	244	243	20%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORAIS	3	2x3x1 AA485	A	1,96	1.445	1.004	244	243	24%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	520	523	80%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1.089	769	556	560	73%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0	0	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,11	740	599	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	1	1	0%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	136	116	35%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	136	116	37%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA235	A	1,15	578	512	136	116	24%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	2x3x1 ACCCOVE	A	1,95	1.321	829	136	116	14%
LN60 1021 VIDAGO-CHAVES	1	1x3x1 AA235	A	12,35	460	329	1	1	0%
LN60 1022 S. TA MARTA DE PORTUZELO-FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	20,08	544	384	140	143	37%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISOSO	1	1x3x1 AA325	A	15,72	544	384	1	1	0%
LN60 1024 VILA FRIA (REN)-S. TA MARTA DE PORTUZELO I	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1.089	769	365	360	47%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1.372	1.212	0	0	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S. TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1.089	769	374	369	48%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S. TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	374	369	30%
LN60 1027 FEITOSA-PC POLIPROPILAL	1	1x3x1 AA325	A	18,40	686	606	190	189	31%
LN60 1027 FEITOSA-PC POLIPROPILAL	2	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	0	0	0%
LN60 1028 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	272	252	42%
LN60 1028 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA	2	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	274	253	42%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1.089	769	1	1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,90	1.372	1.212	271	249	21%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,50	686	606	287	302	50%
LN60 1033 ALVELOS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0	0	0%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	211	217	54%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,82	1.372	1.212	27	30	2%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	2	2x3x1 AA325	A	0,08	1.372	1.212	27	30	2%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	23	23	6%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1.089	769	238	209	27%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXC630	S	0,04	1.258	1.018	422	390	38%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	12,35	1.372	1.212	422	390	32%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1.372	1.212	399	388	32%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,90	1.372	1.212	594	556	46%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	186	171	28%
LN60 1045 ALVELOS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	151	135	22%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	63	54	14%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1.089	769	260	241	31%
LN60 1048 BOUÇÓIS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	165	108	36%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1.089	769	459	417	54%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,10	1.089	769	257	233	30%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXC630	S	0,06	1.258	1.018	206	182	18%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	5,55	1.372	1.212	206	182	15%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	362	261	77	79	30%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1.089	769	1	1	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1.372	1.212	440	421	35%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1.089	769	695	688	89%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	351	298	51%
LN60 1058 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA235	A	1,25	460	329	180	184	56%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA160	A	0,15	362	261	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	3	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	0	0	0%
LN60 1060 PEVIDÉM-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	4,67	1.372	1.212	186	158	14%
LN60 1061 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	84	85	21%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	335	334	101%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	335	334	55%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,04	740	599	335	334	56%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	38	43	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	38	43	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,01	582	474	38	43	9%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	4	1x3x1 LXHOLE400	S	0,12	582	474	38	43	9%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	1,82	1.372	1.212	672	606	50%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	8,75	1.372	1.212	672	606	50%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,25	461	329	1	1	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,10	460	329	1	1	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	182	155	26%
LN60 1068 LOUSADA-PAÇOS DE FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	6,07	686	606	0	0	0%
LN60 1069 BUSTELO-MARCO DE CANAVESES	1	2x3x1 AA160	A	12,27	902	802	1	1	0%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	266	253	43%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AA325	A	0,90	686	606	266	253	42%
LN60 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1.372	1.212	390	316	28%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA325	A	3,14	1.372	1.212	305	270	22%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	305	270	35%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	1x3x1 AA325	A	7,15	686	606	154	145	24%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	154	145	22%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	154	145	24%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,55	899	725	154	145	20%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,40	723	523	2	2	0%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,20	1.528	1.233	618	478	40%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1.372	1.212	618	478	45%
LN60 1076 FÂNZERES-VALONGO	1	1x3x1 AA325	A	3,75	544	384	0	0	0%
LN60 1077 JOVIM-FÂNZERES	1	1x3x1 AA325	A	8,99	686	606	228	184	33%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA160	A	16,77	362	261	1	1	0%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA235	A	2,41	921	658	1	1	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1.089	769	454	411	53%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	2	2x3x1 AA325	A	7,14	1.372	1.212	454	411	34%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	45	47	12%
LN60 1082 01 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE/SENHORA DO PORTO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	65	65	11%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA325	A	15,20	686	606	218	190	32%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA325	A	6,12	686	606	153	133	22%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	205	196	30%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	0,09	1.155	1.024	205	196	19%
LN60 1084 RIBA D'AVE (REN)-S. MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA325	A	6,08	1.372	1.212	812	794	66%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1.089	769	2	2	0%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	5,24	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	3	2x3x1 AA325	A	9,31	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA325	A	2,71	686	606	429	345	63%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	429	345	63%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	116	116	19%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	1x3x1 AA325	A	1,00	686	606	116	116	19%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	3	2x3x1 AA235	A	4,17	1.155	1.024	116	116	11%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	4	2x3x1 AA235	A	2,72	921	658	116	116	18%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA325	A	11,99	544	384	312	302	79%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMLHEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	899	725	202	121	22%
LN60 1090 FEIRA (REN)-FEIRA	1	2x3x1 AA325	A	6,70	1.372	1.212	560	547	45%
LN60 1091 01 MAIA-VILA DO CONDE/MOSTEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	195	202	33%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	1	2x3x1 AA325	A	10,82	1.372	1.212	630	600	49%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	2	2x3x1 AA325	A	6,03	1.372	1.212	436	397	33%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	3	2x3x1 AA325	A	0,16	1.089	769	436	397	52%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,14	899	725	144	112	16%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	2	1x3x1 AA325	A	4,72	544	384	144	112	29%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,91	740	599	144	112	19%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,16	899	725	167	130	19%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 AA325	A	3,57	544	384	167	130	34%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,28	740	599	167	130	23%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,59	582	474	56	56	12%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,40	582	474	56	56	12%
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	9,79	686	606	98	91	15%
LN60 1096 RUIVÂES-PAGOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	2	2	0%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	210	213	35%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	2,26	544	384	210	213	56%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	1,60	723	523	210	213	41%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	1	1	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	1.258	1.018	1	1	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	1	1	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	638	579	75%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	2	2x3x1 AA325	A	1,34	1.089	769	638	579	75%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	3	2x3x1 AA325	A	0,04	1.089	769	638	579	75%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA325	A	1,37	1.089	769	664	603	78%
LN60 1103 01 AMEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	51	41	11%
LN60 1103 AMEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,60	537	387	0	0	0%
LN60 1103 AMEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 AA485	A	0,13	723	502	51	41	8%
LN60 1103 AMEIRA-CUSTÓIAS	3	1x3x1 CU185	A	1,09	537	387	51	41	10%
LN60 1104 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA325	A	3,93	686	606	182	178	29%
LN60 1104 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	182	178	27%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	2x3x1 AA325	A	6,56	1.089	769	350	268	35%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	2	1x3x1 AC380	A	0,67	1.425	1.365	350	268	25%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I/PORTCAST	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	0	0	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	1,10	398	286	1	1	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	0	0	0%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,12	398	286	133	141	49%
LN60 1109 Mogueiras-Touvedo	1	1x3x1 AA325	A	9,99	686	606	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	899	725	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,83	544	384	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMEIRA	3	1x3x1 AA235	A	4,46	460	329	1	1	0%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	1	1x3x1 AA325	A	4,79	544	384	142	111	29%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	142	111	16%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,92	740	599	142	111	19%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	203	196	32%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	2	2x3x1 AA325	A	3,10	1.372	1.212	203	196	16%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA325	A	2,89	1.372	1.212	248	222	18%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,72	686	606	57	31	8%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 LXCV630	S	0,02	740	599	148	178	30%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	3	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	148	178	29%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	269	191	39%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	269	191	30%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMEIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	269	191	39%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,00	544	384	269	191	50%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMEIRA	1	2x3x1 AA325	A	2,83	1.089	769	1	1	0%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMEIRA	2	2x3x1 AA325	A	0,13	1.089	769	1	1	0%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMEIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	544	384	1	1	0%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	2x3x1 AA325	A	0,17	1.089	769	230	247	32%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	2x3x1 AA325	A	0,17	1.089	769	124	85	11%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,18	899	725	199	156	22%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,26	740	599	199	156	27%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 AA325	A	1,03	544	384	199	156	41%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	199	156	30%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	10,18	1.372	1.212	191	165	14%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,26	1.528	1.233	191	165	13%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	246	188	36%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,19	1.528	1.233	246	188	16%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	1x3x1 LXCV630	S	0,01	740	599	246	188	33%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	4	2x3x1 AA160	A	6,46	723	523	246	188	36%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	1	2x3x1 AA160	A	0,81	723	523	128	120	23%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	128	120	20%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	5,76	723	523	128	120	23%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	4	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	128	120	31%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	5	2x3x1 AA235	A	4,43	921	658	128	120	18%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	92	92	23%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALHEIROS (REN)-BRAGANÇA II	1	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	172	115	25%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALHEIROS (REN)-BRAGANÇA II	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,88	899	725	172	115	19%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	4,89	1.089	769	1	1	0%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	2	2x3x1 AA325	A	0,11	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	2x3x1 AA325	A	0,13	1.089	769	271	240	31%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	2	2x3x1 AA325	A	3,38	1.089	769	271	240	31%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	290	257	21%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	2	2x3x1 AA325	A	3,23	1.089	769	290	257	33%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	51	49	12%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	51	49	7%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	1	1	0%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	44	44	6%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	3	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	44	44	6%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	4	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	0	1	0%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	5	2x3x1 AA325	A	0,03	1.089	769	44	43	6%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	44	44	7%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	902	802	44	44	5%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	0	1	0%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	4	2x3x1 AA160	A	4,39	723	523	0	1	0%
LN60 1132 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	6,01	1.089	769	596	479	62%
LN60 1133 SERZEDE-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1.372	1.212	326	295	24%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO/COTESI GAIA	1	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	43	42	10%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	157	153	29%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	157	153	40%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,10	723	523	148	145	28%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	4,38	1.089	769	389	317	41%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	1,96	1.372	1.212	389	317	28%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1.089	769	407	316	41%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1.372	1.212	442	390	32%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1.089	769	545	466	61%
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,90	1.089	769	617	529	69%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	2x3x1 AA235	A	3,20	921	658	68	63	10%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	2	1x3x1 AA235	A	0,02	460	329	24	23	7%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	3	1x3x1 AA235	A	0,01	460	329	43	41	12%
LN60 1143 CRESTUMA-ÁGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	134	143	37%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,02	544	384	35	41	11%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	2x3x1 AA325	A	18,88	1.089	769	1	1	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AC380	A	0,66	1.425	1.365	1	1	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AA325	A	1,60	544	384	1	1	0%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,98	1.372	1.212	363	330	27%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	95	94	23%
LN60 1149 RECARREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	9,44	1.372	1.212	624	561	46%
LN60 1150 FERMILOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	104	98	24%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AM288	A	0,09	659	583	135	130	22%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AM288	A	1,76	659	583	135	130	22%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	3	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	135	130	21%
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,80	686	606	156	67	23%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	2x3x1 AA160	A	4,25	723	523	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,01	740	599	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	4	1x3x1 AA325	A	0,80	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	6	2x3x1 AA160	A	3,24	723	523	1	1	0%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	206	206	51%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1.372	1.212	629	628	52%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCVC630	S	0,10	1.258	1.018	629	628	62%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCVC630	S	0,10	1.258	1.018	629	628	62%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	192	192	48%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,04	740	599	192	192	32%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	192	192	32%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	1	1	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1.372	1.212	187	170	14%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOIMA CAMPS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,17	582	474	90	93	20%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARÉS	1	1x3x1 AA325	A	15,75	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	109	109	15%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	2	1x3x1 AA235	A	7,77	578	512	109	109	21%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	1.258	1.018	322	263	26%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1.372	1.212	322	263	23%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	340	331	55%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	210	183	31%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	182	183	30%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	164	164	41%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,07	386	325	164	164	50%
LN60 1166 01 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL/BUSTELO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	162	162	40%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	283	282	70%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	283	282	47%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	120	120	30%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	68	68	9%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	68	68	17%
LN60 1168 01 FONTE DA QUEILHA (PRE)-PC CABRIL/CINFÃES (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	73	73	18%
LN60 1168 FONTE DA QUEILHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	194	194	48%
LN60 1168 FONTE DA QUEILHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	194	194	32%
LN60 1168 FONTE DA QUEILHA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	121	121	30%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	379	345	57%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	77	79	13%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	77	79	13%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	31,18	451	401	105	105	26%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,59	451	401	105	105	26%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	3	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,09	386	325	105	105	32%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,68	686	606	84	73	12%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CARREÇO II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	126	125	31%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	310	281	70%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	185	156	41%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,05	386	325	126	126	39%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	126	126	31%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,10	398	286	0	0	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA195	A	12,33	398	286	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,10	740	599	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	1	1	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	210	183	31%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	45	47	7%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	45	47	4%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,55	1.372	1.212	256	255	21%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,97	686	606	256	255	42%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	72	72	18%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	2	1x3x1 LXHI0LE630	A	0,02	582	474	72	72	15%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	165	165	41%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	93	93	23%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXCV630	S	0,06	740	599	165	165	28%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	91	91	23%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	91	91	15%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	91	91	15%
LN60 1181 RECARÉI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,09	1.258	1.018	285	263	26%
LN60 1181 RECARÉI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 AA325	A	4,55	1.372	1.212	285	263	22%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	116	115	29%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	116	115	35%
LN60 1183 ARGÁ (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	322	329	54%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,46	1.089	769	397	308	40%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	1.258	1.018	397	308	32%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 AA325	A	11,97	1.372	1.212	356	365	30%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,12	1.528	1.233	356	365	30%
LN60 1186 01 PC ORBACÉM-VALENÇA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1.372	1.212	59	59	5%
LN60 1186 01 PC ORBACÉM-VALENÇA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	59	59	10%
LN60 1186 PC ORBACÉM-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	8,00	544	384	150	170	44%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,20	686	606	276	236	40%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1.372	1.212	508	431	37%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1.372	1.212	92	71	7%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERMIL	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	222	170	32%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA325	A	3,79	578	512	109	112	22%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	109	112	19%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	109	112	19%
LN60 1192 LORDELO-KEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	115	110	27%
LN60 1193 PC RIBABELDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 AA325	A	17,47	1.372	1.212	892	890	73%
LN60 1193 PC RIBABELDE-VALDIGEM (REN)	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,01	1.258	1.018	892	890	87%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,00	740	599	121	120	20%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	2	1x3x1 AA160	A	3,67	451	401	215	215	54%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	215	215	36%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 AA160	A	2,22	451	401	60	61	15%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	60	61	10%
LN60 1196 S. MARTÍNHO DO CAMPO-SOUSA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1.372	1.212	248	230	19%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 AA235	A	3,49	578	512	117	99	20%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	117	99	18%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,00	740	599	117	99	17%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,15	740	599	117	99	17%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	59	48	13%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	41	42	10%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.089	769	286	285	37%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,93	740	599	286	285	48%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUCA DE AGUIAR (REN)	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	378	376	62%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	492	491	81%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	492	491	82%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	107	107	18%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	2x3x1 ACCCOVE	A	4,33	1.321	829	264	235	28%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	2x3x1 AA160	A	5,60	723	523	41	41	8%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	41	41	7%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	41	41	11%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	4	1x3x1 AA325	A	4,21	686	606	41	41	7%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	0,72	902	802	0	0	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	0	0	0%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 AA160	A	17,36	362	261	73	69	26%
LN60 1207 INHA-AROUCA	2	1x3x1 AA160	A	0,86	451	401	73	69	17%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	2	2	1%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	2	2	0%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	82	82	31%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	82	82	31%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	110	105	27%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	2	2x3x1 AA160	A	0,03	902	802	110	105	13%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	3	2x3x1 AA160	A	1,22	723	523	110	105	20%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	4	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	110	105	17%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	55	53	9%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	0,80	544	384	55	53	14%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	1,22	544	384	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	3	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	0	0	0%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	36	26	6%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA160	A	10,04	723	523	36	26	5%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA160	A	0,05	902	802	36	26	4%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,80	1.089	769	211	177	23%
LN60 1215 AVANCA-DEVESSA VELHA	1	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	71	60	16%
LN60 1215 AVANCA-DEVESSA VELHA	2	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	71	60	18%
LN60 1216 DEVESSA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,17	544	384	85	76	20%
LN60 1216 DEVESSA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	85	76	12%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA400	A	0,40	1.230	861	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA160	A	9,78	723	523	1	1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	0,03	723	523	184	184	35%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	2x3x1 AA160	A	5,33	902	802	184	184	23%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	3	1x3x1 AA325	A	0,50	686	606	184	184	30%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	4	2x3x1 AA160	A	2,26	902	802	184	184	23%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	5	2x3x1 AA325	A	0,80	1.372	1.212	184	184	15%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	221	199	33%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1.372	1.212	287	232	21%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1.528	1.233	287	232	19%
LN60 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	451	366	62%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,80	1.089	769	223	239	31%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1.089	769	226	242	31%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	4,85	902	802	121	122	15%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	2	2x3x1 AA325	A	0,77	1.372	1.212	121	122	10%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	3	2x3x1 AA160	A	3,26	902	802	121	122	15%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	4	2x3x1 AA325	A	0,81	1.372	1.212	121	122	10%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	5	2x3x1 AA160	A	2,70	902	802	121	122	15%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	2,21	1.372	1.212	299	243	22%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	2	2x3x1 AA160	A	6,31	902	802	299	243	33%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA160	A	0,50	451	401	56	58	14%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	2	1x3x1 AA160	A	3,88	362	261	56	58	22%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	3	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	0	0	0%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA235	A	0,30	460	329	76	77	23%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA195	A	4,41	398	286	76	77	27%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	3	1x3x1 AA195	A	0,94	398	286	76	77	27%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA235	A	0,26	460	329	77	77	23%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA195	A	3,91	398	286	77	77	27%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	3	1x3x1 AA195	A	1,04	398	286	77	77	27%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	4	1x3x1 AA235	A	0,42	460	329	77	77	23%
LN60 1230 01 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL/ARLÍQUIDO	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	95	92	15%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	686	606	60	60	10%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	155	147	24%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	3	1x3x1 AA325	A	2,70	544	384	155	147	38%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0	0	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,79	544	384	168	167	43%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	0,53	544	384	168	167	43%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	168	167	51%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,91	1.089	769	439	395	51%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,53	544	384	251	250	65%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	1,88	544	384	251	250	65%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÓ	1	2x3x1 AA325	A	7,30	1.089	769	219	188	24%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	2x3x1 CU70	A	3,01	606	447	140	124	28%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	140	124	32%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1.089	769	442	398	52%
LN60 1240 ESGUEIRA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 LXHIOLÉ1000	S	0,08	899	725	1	1	0%
LN60 1240 ESGUEIRA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	1	1	0%
LN60 1241 BARRÓ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	144	132	22%
LN60 1241 BARRÓ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	144	132	34%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1.372	1.212	162	139	12%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	258	208	40%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÓ	1	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	85	72	12%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÓ	2	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	85	72	14%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	95	96	37%
LN60 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,60	544	384	134	108	28%
LN60 1247 ESGUEIRA-LHAVO	1	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	23	22	4%
LN60 1247 ESGUEIRA-LHAVO	2	1x3x1 LXHIQV630	S	0,15	740	599	23	22	4%
LN60 1248 TEIXO (PRE) ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,50	451	401	63	63	16%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	116	110	14%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHIOLÉ1000	S	0,07	899	725	116	110	15%
LN60 1251 CANDAL E COELHOIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	11,33	902	802	357	356	44%
LN60 1251 CANDAL E COELHOIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	2	2x3x1 AA160	A	6,23	902	802	357	356	44%
LN60 1251 CANDAL E COELHOIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	3	2x3x1 AA325	A	0,43	1.372	1.212	357	356	29%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	4,59	451	401	34	32	8%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	2	1x3x1 AA160	A	1,29	451	401	34	32	8%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	34	32	5%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 LXHIOLÉ630	S	0,11	740	599	312	303	51%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHIOLÉ630	S	1,75	740	599	150	149	25%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	311	303	50%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEISA VELHA	1	2x3x1 LXHIOLÉ1000	S	0,05	1.528	1.233	285	261	21%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEISA VELHA	2	2x3x1 AA325	A	4,28	1.372	1.212	285	261	22%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	1	2x3x1 AA325	A	2,01	1.372	1.212	399	393	32%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	0,26	1.089	769	399	393	51%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	11,00	921	658	399	393	60%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-MARVÃO/CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	73	72	18%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-MARVÃO/CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 LXHIOLÉ630	S	0,84	740	599	73	72	12%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	67	53	10%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	2	2	1%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	2	2	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	3	1x3x1 LXHIOLÉ400	S	0,04	582	474	2	2	0%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	60	59	23%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	13,58	578	512	385	384	75%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,40	686	606	253	251	41%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	146	145	55%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	61	59	15%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHIOLÉ630	S	0,05	740	599	61	59	10%
LN60 1264 SENHORA DE MONFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	89	89	22%
LN60 1265 SERRA DO LÉOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	147	142	23%
LN60 1265 SERRA DO LÉOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 LXHIOLÉ1000	S	0,10	899	725	147	142	20%
LN60 1266 GOUVEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1.372	1.212	3	3	0%
LN60 1267 SEIA-GOUVEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	82	70	12%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	1x3x1 AA325	A	1,78	1.372	1.212	386	349	29%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 ACCCOVE	A	2,12	1.321	829	389	349	42%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1.372	1.212	629	636	52%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA325	A	16,27	1.176	1.024	601	610	60%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA325	A	0,38	1.176	1.024	71	71	7%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	288	287	47%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1.372	1.212	653	660	54%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,30	285	208	45	43	21%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	45	43	11%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	352	352	58%
LN60 1274 PARAÍMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,60	686	606	245	242	40%
LN60 1275 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1.372	1.212	366	358	30%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA160	A	20,20	362	261	125	107	41%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	125	107	18%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	62	64	16%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1.372	1.212	357	359	30%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1.372	1.212	343	344	28%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1.372	1.212	343	344	28%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	235	227	57%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	77	76	19%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	103	96	24%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	204	180	30%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	331	322	53%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,10	686	606	333	319	53%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,10	1.372	1.212	494	494	41%
LN60 1287 PC FORNELO DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,30	1.372	1.212	551	540	45%
LN60 1288 PC FORNELO DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	55	53	9%
LN60 1289 PC FORNELO DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	214	210	35%
LN60 1290 ORGENS-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1.372	1.212	331	281	24%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.372	1.212	215	186	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 AA325	A	2,16	1.372	1.212	215	186	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	3	2x3x1 LXHIOLÉ1000	S	5,72	1.528	1.233	215	186	15%
LN60 1292 VISO-PC CAVERNÃES	1	1x3x1 AA325	A	5,60	686	606	128	131	22%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	1	1x3x1 AA400	A	9,75	615	431	1	1	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	2	1x3x1 AA400	A	6,72	615	431	1	1	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	3	1x3x1 LXHIOLÉ1000	S	0,01	899	725	29	29	4%
LN60 1294 LUSO FINSA-VISO	1	1x3x1 AA400	A	12,12	615	431	1	1	0%
LN60 1294 LUSO FINSA-VISO	2	1x3x1 AA400	A	1,59	615	431	1	1	0%
LN60 1295 NELAS-LUSO FINSA	1	1x3x1 AA400	A	0,34	615	431	153	151	35%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	153	151	35%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	153	151	35%
LN60 1297 01 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE/SIAP	1	1x3x1 AA160	A	0,50	362	261	143	138	53%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA325	A	3,68	544	384	347	321	84%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	204	188	49%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA400	A	0,04	615	431	347	321	75%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	4	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	347	321	75%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	181	181	30%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXC630	S	0,08	740	599	181	181	30%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	188	197	49%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	188	197	51%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	188	197	32%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	173	168	79%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	173	168	39%
LN60 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,30	451	401	86	80	20%
LN60 1303 01 SEIA-BELMONTE/MAITEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,13	451	401	61	61	15%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	18,38	544	384	61	61	16%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	1	1	0%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	61	61	16%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	0,10	544	384	1	1	0%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	294	291	73%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	294	291	48%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	73	73	18%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,08	740	599	294	291	49%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	5	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	221	218	54%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1.372	1.212	463	457	38%
LN60 1306 VILA CHÁ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	351	356	93%
LN60 1307 VILA CHÁ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	348	354	92%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	175	174	43%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	213	213	53%
LN60 1310 DÊSTFERO-SEIA	1	1x3x1 AA105	A	3,62	285	208	123	122	59%
LN60 1311 SABUGUEIRO-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,14	362	261	208	211	81%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	18	16	4%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSEDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA080	A	0,31	236	174	51	43	25%
LN60 1313 02 LORIGA-TORTOSEDO/PENTEADORA/RIBEIRA DÁ ALFORFÁ (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	55	47	12%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSEDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	51	43	11%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSEDO	2	1x3x1 AA325	A	10,45	544	384	1	1	0%
LN60 1314 01 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL/CASCA (PRE)	1	1x3x1 AA235	A	2,94	460	329	68	67	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	118	115	17%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,10	921	658	51	49	7%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	1	1	0%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	2	2x3x1 AA235	A	0,01	1.155	1.024	51	49	5%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	218	213	35%
LN60 1317 CANDOSA-CARRÉGAL DO SAL	1	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	60	58	22%
LN60 1317 CANDOSA-CARRÉGAL DO SAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	60	58	12%
LN60 1318 TORTOSEDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	131	132	22%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDAO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	153	156	26%
LN60 1320 FERRO (REN)-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	6,39	1.372	1.212	294	286	24%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSEDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1.372	1.212	287	241	21%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	326	325	54%
LN60 1323 01 SANTA LUZIA-FUNDAO/BTW	1	1x3x1 AA235	A	0,04	460	329	35	35	11%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDAO	1	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	308	311	51%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDAO	2	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	316	317	96%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	58	56	14%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 AA235	A	11,56	460	329	42	44	13%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	42	44	11%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,90	686	606	42	44	7%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	114	124	20%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	26	27	7%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1.372	1.212	280	225	20%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1.372	1.212	109	112	9%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,70	451	401	79	72	18%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,74	582	474	79	72	15%
LN60 1331 01 RELVINHA-PAMPILHOSA/CIMPOR	1	1x3x1 AA160	A	0,08	362	261	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	1	2x3x1 AA325	A	7,01	1.372	1.212	3	3	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	899	725	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	5	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	6	2x3x1 AA325	A	6,89	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	265	222	39%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	2	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	265	222	43%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	265	222	43%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	4	2x3x1 AA325	A	0,41	1.372	1.212	265	222	19%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	5	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	265	222	58%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	265	222	39%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	7	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	265	222	31%
LN60 1333 PEREIRO (REN)-ALTO S.JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1.089	769	444	383	50%
LN60 1334 01 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	139	110	31%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	139	110	38%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	139	110	24%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	1	1	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	1	1	0%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	155	146	51%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	155	146	28%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	155	146	51%
LN60 1336 01 PC SANTA CLARA-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0	0	0%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	102	79	30%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	102	79	30%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	102	79	15%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	102	79	23%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	164	168	64%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	164	168	44%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	164	168	28%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	164	168	28%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	5	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	164	168	22%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	1.258	1.018	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	4	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	0	0	0%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	2	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	6	6	2%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,10	899	725	6	6	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	0	0	0%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	0	0	0%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	91	91	15%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	90	90	35%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	72	75	29%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	90	90	15%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIROS (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	179	181	30%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	1	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	382	382	100%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	203	202	52%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	177	177	44%
LN60 1346 01 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	118	111	43%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	1	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	2	2	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	2	1x3x1 AA235	A	0,00	460	329	0	0	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	3	1x3x1 AA235	A	16,69	460	329	117	110	33%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	4	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0	0	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	5	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	117	110	18%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	6	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	7	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	1	2x3x1 AA325	A	16,07	1.372	1.212	804	815	67%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,64	1.528	1.233	804	815	66%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	305	228	44%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHOLE630	S	2,04	740	599	305	228	41%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1.230	861	71	67	8%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1.089	769	71	67	9%
LN60 1351 LOUSÁ-LOUSÁ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	318	317	52%
LN60 1352 LOUSÁ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	360	359	59%
LN60 1353 LOUSÁ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	93	93	23%
LN60 1354 LOUSÁ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	87	87	22%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA090	A	8,93	313	280	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1	1	1%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA130	A	3,92	338	301	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	4	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1	1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1	1	1%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA160	A	0,42	451	401	1	1	0%
LN60 1357 LOUSÁ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1.372	1.212	91	79	7%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	260	263	43%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1.372	1.212	283	244	21%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	151	150	25%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	59	71	27%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	177	175	29%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	183	183	48%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	190	190	47%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	1	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	116	104	40%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	2	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	116	104	32%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	3	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	116	104	40%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	4	1x3x1 CU095	A	0,03	358	263	116	104	39%
LN60 1369 SERTÁ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	111	86	25%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	1	1x3x1 CU095	A	1,21	358	263	139	112	43%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	139	112	15%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1.230	861	595	546	63%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	595	546	80%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	201	156	36%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	2x3x1 AA400	A	1,07	1.230	861	201	156	18%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 AM228	A	3,09	1.137	1.008	356	291	31%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x1 AC380	A	0,83	1.425	1.365	356	291	25%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	2x3x1 AM228	A	1,43	1.137	1.008	356	291	31%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,08	1.528	1.233	356	291	24%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELBI/BIOELÉCTRICA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,04	582	474	253	257	54%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELBI/BIOELÉCTRICA	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	253	257	42%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	3,10	686	606	477	477	79%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	399	394	65%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,04	582	474	399	394	83%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURÉ	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	71	64	11%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	298	299	49%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA325	A	6,30	686	606	203	188	31%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA160	A	11,30	451	401	118	118	29%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	118	118	19%
LN60 1378 PONTÃO-PEDRÓGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	71	61	16%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,10	350	253	29	27	11%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,03	740	599	29	27	5%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,05	740	599	29	27	5%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,42	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	189	189	47%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	578	512	260	266	52%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 AA325	A	0,75	1.372	1.212	330	289	24%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1.155	1.024	330	289	29%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	2,84	1.528	1.233	330	289	23%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALEREIROS (REN)-MACEDO DE CAVALEREIROS	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	176	134	35%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LIJO	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1.372	1.212	363	339	28%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,10	1.372	1.212	550	489	40%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 AA325	A	0,86	1.372	1.212	381	334	28%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,13	1.528	1.233	381	334	27%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	2,73	1.528	1.233	381	334	27%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	13,94	1.372	1.212	679	676	56%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 LXHOLE630	S	0,25	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,18	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	117	101	13%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	2	2x3x1 LXHOLE630	S	2,10	1.258	1.018	117	101	10%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PGI4V400	S	2,58	770	630	90	81	13%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PGI4V400	S	1,97	770	630	264	196	34%
LN60 1393 PC PREALADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	4,54	740	599	134	116	19%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PGI4V400	S	2,58	770	630	90	81	13%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	1,40	1.528	1.233	321	274	22%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 AA325	A	12,88	1.089	769	321	274	36%
LN60 1398 PC PREALADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,45	740	599	100	90	15%
LN60 1400 PC PREALADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	292	247	41%
LN60 1401 PC PREALADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,54	740	599	174	125	24%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	480	462	37%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	2	2x3x1 AA325	A	6,00	1.372	1.212	480	462	38%
LN60 1405 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO F	1	1x3x1 PGI4V400	S	2,04	770	630	129	107	17%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	4	4	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,01	899	725	62	52	7%
LN60 1412 BARRÓ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	55	54	17%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	119	105	22%
LN60 1413 VISO-VISEU	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	119	105	26%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	202	200	50%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	202	200	33%
LN60 1418 PEREIRO (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1.372	1.212	295	239	21%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	1	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	128	112	19%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	2	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	128	112	19%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	3	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	128	112	22%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDAÇÃO I	1	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	170	175	29%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDAÇÃO I	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,88	899	725	170	175	24%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	129	125	17%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,27	582	474	161	122	28%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1.372	1.212	173	170	14%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,96	1.372	1.212	349	350	29%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,49	1.372	1.212	316	322	27%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1.528	1.233	1	1	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	217	209	63%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	217	209	34%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	192	183	30%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	192	183	25%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	899	725	68	70	10%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	352	351	58%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 AA325	A	11,87	1.372	1.212	551	503	42%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,63	1.528	1.233	551	503	41%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,29	1.528	1.233	551	503	41%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	16,76	1.372	1.212	380	378	31%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1.528	1.233	380	378	31%
LN60 1434 LIJO-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7,00	1.372	1.212	205	192	16%
LN60 1434 LIJO-ALVELOS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	1.528	1.233	205	192	16%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ILHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1.372	1.212	382	353	29%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	295	279	46%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	295	279	53%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	295	279	46%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,77	740	599	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	899	725	5	5	1%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POIVOUÇA	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	66	68	17%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POIVOUÇA	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,93	386	325	66	68	21%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	1	1	0%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	2	1x3x1 AA325	A	8,41	686	606	1	1	0%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	34	34	9%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,13	582	474	34	34	7%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1.372	1.212	71	60	5%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1.528	1.233	71	60	5%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	158	158	39%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	158	158	33%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	280	237	62%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	280	237	45%
LN60 1447 LAMAÇÃES-BRAGA I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,28	582	474	178	148	31%
LN60 1448 LAMAÇÃES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,29	582	474	109	113	24%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1.372	1.212	459	420	35%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	41	33	9%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	41	33	7%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,50	686	606	1	1	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,55	899	725	1	1	0%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	73	71	12%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,47	899	725	73	71	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,63	899	725	73	71	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	73	71	10%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	39	37	17%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA160	A	5,90	451	401	39	37	9%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	39	37	8%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	39	37	8%
LN60 1455 PC FONTE DO Mouro-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	0	0	0%
LN60 1455 PC FONTE DO Mouro-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	28	28	6%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0	0	0%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	0	0	0%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	140	125	24%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	140	125	17%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	140	125	21%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	4	2x3x1 CU70	A	0,55	606	447	140	124	28%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	5	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	140	124	32%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	6	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	140	125	21%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 AA160	A	1,29	451	401	33	36	9%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALTEIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,10	686	606	1	1	0%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	83	98	16%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	83	98	13%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1.372	1.212	332	328	27%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,83	1.528	1.233	332	328	27%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	226	226	37%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	226	226	56%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	226	226	48%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHO	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	313	309	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHO	2	1x3x1 AA325	A	3,97	686	606	313	309	51%
LN60 1464 PC CAMPANHO-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	23,59	1.372	1.212	569	564	47%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	1	1x3x1 AA245	A	7,53	461	329	302	285	87%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	2	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	302	285	56%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	302	285	87%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	4	2x3x1 AA235	A	4,99	921	802	302	285	43%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	324	273	63%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	2	2x3x1 AA400	A	0,64	1.230	861	324	273	32%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	3	1x3x1 AA400	A	0,03	615	431	324	273	63%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	324	273	38%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	5	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	324	273	42%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AA160	A	2,30	362	261	82	83	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	82	83	33%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	82	83	21%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	82	83	14%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	69	69	17%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDU	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1.372	1.212	65	65	5%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,40	582	474	65	65	14%
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	65	65	16%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,06	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EURODAC	1	2x3x1 AA325	A	0,88	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,69	686	606	395	380	63%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	395	380	63%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 AA325	A	11,84	686	606	396	380	63%
LN60 1485 ALTO MOIÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	279	279	46%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	118	118	16%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	2	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	118	118	19%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	3	1x3x1 AA325	A	7,68	686	606	118	118	19%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	56	11	12%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	9,80	451	401	56	11	12%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	86	40	19%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	65	28	14%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	65	28	14%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,04	740	599	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	4	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	1	1	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA245	A	8,87	461	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	83	67	14%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	4	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	83	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	5	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	83	67	12%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	89	45	20%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	3	1x3x1 AA160	A	21,51	451	401	89	45	20%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	89	45	25%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	89	45	20%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	97	97	24%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	112	93	16%
LN60 6000 01 CAMARATE I	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,01	899	725	112	93	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	112	92	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	112	92	33%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,03	582	474	112	92	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 AA175	A	0,70	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	8	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,60	899	725	3	3	0%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,70	451	401	44	51	13%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	44	51	11%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,03	582	474	224	197	42%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,57	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	8	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	224	197	71%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	62	64	16%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	62	64	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,36	899	725	255	208	29%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	255	208	37%
LN60 6007 01 RANHOLAS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	88	75	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	88	74	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0	0	0%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,58	899	725	253	212	29%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	253	212	37%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	272	243	40%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	272	243	40%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	208	223	37%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	2	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	208	223	37%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	208	223	37%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	4	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	208	223	37%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	5	1x3x1 AA325	A	5,92	686	606	208	223	37%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	75	73	32%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,67	899	725	205	178	25%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,00	1.528	1.233	205	178	14%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	25	16	4%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	317	258	46%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	2x3x1 AA325	A	2,00	1.372	1.212	317	258	23%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	317	258	46%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	4	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	326	269	48%
LN60 6018 PÓVOA-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	1	1	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	282	273	71%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	282	273	71%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	400	400	66%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	87	80	20%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,20	544	384	87	79	21%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0	0	0%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,55	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	3	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	4	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	5	1x3x1 AA325	A	0,52	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	6	1x3x1 AA325	A	4,92	686	606	112	120	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	7	1x3x1 AA325	A	2,33	686	606	112	120	20%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	68	65	11%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	68	65	11%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	63	62	27%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	140	101	40%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCENA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	1	1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCENA	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1	1	0%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	362	283	53%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,19	899	725	362	283	40%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	166	114	42%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,55	989	806	166	114	17%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,59	582	474	166	114	28%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,39	582	474	100	154	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,00	582	474	99	153	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,55	989	806	99	153	19%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	99	153	44%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,41	1.528	1.233	68	82	7%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	2x3x1 LXHOIE1000	S	1,47	1.528	1.233	261	257	21%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	10,04	686	606	195	177	29%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	103	103	17%
LN60 6036 01 GODIGANA	2	1x3x1 LXHOIE1000	S	0,04	899	725	103	103	14%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	103	103	26%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0	0	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	3	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	103	103	45%
LN60 6037 ALCOIÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	174	119	50%
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	38	32	12%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	1,54	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	0,36	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,20	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	0,45	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	9	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	38	32	6%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	2,58	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA175	A	0,81	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,41	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	2,52	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	1,20	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	0	0	0%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 LXHOIE1000	S	0,61	899	725	251	210	29%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	251	210	37%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOIÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,51	686	606	271	223	40%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOIÃO	2	1x3x1 AA325	A	5,17	686	606	271	223	40%
LN60 6044 FANHÕES-CARDEA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	440	440	73%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	216	167	32%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	0,04	362	261	70	55	21%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	2	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	70	55	15%
LN60 6048 PALHAVÁ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHOIE400	S	2,55	582	474	121	117	25%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	114	74	17%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	114	74	21%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 LXHOIE1000	S	0,54	899	725	114	74	13%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHOIE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHOIE400	S	7,03	582	474	88	88	19%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AXK400	S	2,45	582	474	186	171	36%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHOIE400	S	2,08	582	474	186	171	36%
LN60 6068 PALHAVÁ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHOIE400	S	2,26	582	474	172	228	48%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHOIE400	S	3,17	582	474	196	212	45%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHOIE400	S	3,19	582	474	242	223	47%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	187	182	65%
LN60 6075 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	70	52	19%
LN60 6076 ALCOIÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHOIE185	S	3,84	386	325	116	117	36%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHOIE1000	S	0,98	899	725	275	190	31%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	275	190	40%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	275	190	40%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	237	234	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 LXHOIE1000	S	0,97	899	725	237	234	32%
LN60 6079 ALCOIÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHOIE185	S	3,87	386	325	152	110	39%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHOIE1000	S	0,38	1.528	1.233	218	224	18%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHOIE1000	S	0,38	1.528	1.233	217	223	18%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHOIE400	S	3,89	582	474	108	73	19%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHOIE400	S	1,46	582	474	133	91	23%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHOIE400	S	2,66	582	474	133	91	23%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHOIE400	S	9,32	582	474	102	71	18%
LN60 6090 PALHAVÁ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHOIE185	S	3,11	386	325	126	129	40%
LN60 6091 PALHAVÁ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHOIE185	S	3,11	386	325	131	156	48%
LN60 6092 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHOIE185	S	4,73	386	325	43	48	15%
LN60 6093 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHOIE185	S	4,72	386	325	101	113	35%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AL1200	S	0,37	1.669	1.403	229	235	17%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHOIE400	S	4,74	582	474	150	153	32%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHOIE400	S	1,63	582	474	140	137	29%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,00	582	474	1	1	0%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	2	1x3x1 LXHOIE400	S	1,29	582	474	1	1	0%
LN60 6100 PALHAVÁ-NORTE	1	1x3x1 LXHOIE400	S	1,75	582	474	240	266	56%
LN60 6101 MATACÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	544	384	103	91	24%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHOIE185	S	2,78	386	325	86	83	26%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHOIE400	S	1,12	582	474	86	83	18%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHOIE185	S	2,79	386	325	98	104	32%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHOIE400	S	1,22	582	474	98	104	22%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	106	92	33%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	171	111	12%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHOIE400	S	0,08	582	474	171	111	29%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHOIE185	S	2,11	386	325	148	111	38%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,70	686	606	318	222	46%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	148	111	43%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	102	88	7%
LN60 6106 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHOIE400	S	0,04	582	474	102	88	19%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHOIE185	S	2,09	386	325	134	103	35%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	232	189	34%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	134	103	40%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPUS	1	1x3x1 LXHOIE400	S	4,93	582	474	114	147	31%
LN60 6109 PALHAVÁ-METRO I	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,53	582	474	1	1	0%
LN60 6110 PALHAVÁ-METRO II	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,53	582	474	153	146	31%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,35	582	474	213	116	37%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHOIE400	S	0,40	582	474	213	116	37%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	213	116	47%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	213	116	47%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHOIE400	S	0,38	582	474	226	225	47%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	226	225	56%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	323	268	47%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	109	118	29%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	110	120	30%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C. P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHOIE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,10	686	606	244	244	40%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	244	244	61%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	183	171	28%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	183	171	45%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	185	173	45%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	185	173	29%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	329	271	48%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	329	271	48%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	3	1x3x1 AA325	A	14,30	686	606	1	1	0%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	48	51	8%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	11,73	686	606	48	51	8%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXK400	S	6,36	582	474	214	206	43%
LN60 6131 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,44	582	474	120	149	31%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,43	582	474	130	124	26%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	38	118	25%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	171	124	29%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,52	386	325	61	46	16%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	1	1	0%
LN60 6138 QUINTA DA CALDEIRA-LOURES	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	0	0	0%
LN60 6139 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	261	272	45%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	197	192	32%
LN60 6146 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	0	0	0%
LN60 6147 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	109	98	21%
LN60 6148 ANAIA-PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	2,64	387	279	0	0	0%
LN60 6149 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6150 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6151 FONTAINHAS-S BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	282	336	55%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,25	899	725	198	200	28%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	198	200	33%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,24	899	725	214	216	30%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	10,40	686	606	214	216	36%
LN60 6154 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	100	83	22%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	37	36	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	136	118	20%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	136	118	30%
LN60 6156 RIO DE MOURO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	0	0	0%
LN60 6158 CARRICHE-SENHOR ROUBADO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,82	582	474	187	155	33%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,05	582	474	172	136	29%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	172	136	38%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,36	899	725	120	87	13%
LN60 6162 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	172	147	31%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	70	56	15%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,30	451	401	68	62	15%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	68	62	13%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	205	165	30%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	205	165	30%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,22	899	725	205	165	23%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,50	686	606	52	39	8%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	76	73	17%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 AA325	A	4,68	1.372	1.212	404	322	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 AA325	A	0,02	1.089	769	404	322	42%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	0,44	1.372	1.212	404	322	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,34	1.528	1.233	404	322	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,74	1.528	1.233	404	322	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	6	2x3x1 AA325	A	4,04	1.372	1.212	404	322	29%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,14	582	474	112	73	19%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXK400	S	4,99	582	474	112	73	19%
LN60 6170 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	297	292	24%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	130	119	25%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,81	899	725	130	119	16%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,45	582	474	130	119	25%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	85	85	21%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	2	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	95	95	24%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	179	179	30%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	183	176	37%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE-AEROPORTO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	142	183	39%
LN60 6178 CABEDA - CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	253	262	43%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	163	139	36%
LN60 6180 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ III	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2.050	1.653	625	632	38%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	102	138	23%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	102	138	29%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	119	115	19%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	119	115	24%
LN60 6188 SABUGO-P.E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	232	231	58%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0	0	0%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1.372	1.212	588	586	48%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1.372	1.212	406	374	31%
LN60 6193 PALHAVÁ-LUZ	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,44	582	474	136	91	23%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,20	582	474	121	94	21%
LN60 6195 PALHAVÁ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,35	582	474	161	148	31%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	198	199	33%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	198	199	27%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	80	79	20%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	80	79	11%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL I	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1.834	1.541	672	614	40%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1.834	1.541	708	647	42%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	2x3x1 LXHI0LE400	S	0,00	989	806	150	147	18%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,58	582	474	150	147	31%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,98	582	474	107	61	18%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	173	160	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,43	1.528	1.233	393	411	33%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	393	411	53%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	1x3x1 AC380	A	0,18	1.425	1.365	393	411	30%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	2x3x1 AA325	A	3,40	1.372	1.212	393	411	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	1,69	1.425	1.365	393	411	30%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,23	582	474	1	1	0%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	1	1x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	196	256	33%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	2	2x3x1 AA325	A	18,65	1.372	1.212	196	256	21%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	17,95	686	606	173	244	40%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALÇAÇOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	141	144	24%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁCOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	142	146	24%
LN60 6212 MONTEMOR-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,57	451	401	113	115	29%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASÇAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1.372	1.212	275	281	23%
LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	11,31	686	606	1	1	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1.230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1.089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHÁ	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	298	246	22%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	1	1	0%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	2	1x3x1 AA160	A	16,62	362	261	1	1	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	185	184	70%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x3x1 AA260	A	9,76	475	338	129	150	44%
LN60 6221 POMBAL (REN)-POMBAL	1	1x3x1 CU300	A	0,04	1.012	945	594	550	59%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	186	194	32%
LN60 6223 OURÉM-AZÓIA	1	1x3x1 AA325	A	20,17	544	384	1	1	0%
LN60 6225 AZÓIA-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	10,17	615	431	302	281	65%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1.230	861	296	257	30%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	2	2x3x1 AA325	A	0,30	1.372	1.212	296	257	22%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1.372	1.212	300	260	22%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGÉ	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1.230	861	485	446	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGÉ	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1.230	861	485	446	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGÉ	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1.445	1.004	485	446	44%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	200	179	47%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	6,85	451	401	110	110	27%
LN60 6231 S.JORGÉ-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	79	73	17%
LN60 6231 S.JORGÉ-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	79	73	19%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	204	185	43%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1.372	1.212	375	365	30%
LN60 6233 S. JORGÉ-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	145	120	31%
LN60 6233 S. JORGÉ-PS MACEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	233	250	34%
LN60 6233 S. JORGÉ-PS MACEIRA	3	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	233	250	65%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,40	451	401	123	120	30%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,24	386	325	138	156	48%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	138	156	39%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	138	156	33%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	3	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,21	386	325	0	0	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,18	386	325	90	91	28%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	90	91	35%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0	0	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,20	386	325	0	0	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	0,30	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	90	90	19%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	5	5	1%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	5	5	1%
LN60 6239 S. JORGÉ-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	126	128	21%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	103	103	31%
LN60 6241 SÃO JORGÉ-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	189	167	44%
LN60 6241 SÃO JORGÉ-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	189	167	28%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	124	110	34%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	28	29	11%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,80	544	384	335	324	83%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	2x3x1 AA235	A	7,62	1.089	769	228	247	32%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	228	247	41%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	155	139	36%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	78	70	21%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	78	70	12%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1.089	769	288	311	40%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	78	70	21%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	0,06	460	329	0	0	0%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	108	106	17%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	12,07	686	606	108	106	17%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	350	253	1	1	0%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	1	1	0%
LN60 6252 SERRA D'EL-REI (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	5,07	350	253	192	191	76%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,50	350	253	81	81	32%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	5	5	2%
LN60 6256 SANTA CITA-IFM	1	1x3x1 AA160	A	3,13	362	261	27	25	9%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	18	18	3%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	275	261	43%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	5,40	544	384	275	261	68%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	293	279	46%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,81	451	401	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	1	2x3x1 AA325	A	0,18	1.372	1.212	344	325	27%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	2	2x3x1 AA325	A	10,99	1.372	1.212	345	325	27%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	168	159	26%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	2	1x3x1 AA235	A	10,71	460	329	168	159	48%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,46	386	325	56	54	17%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	1	2x3x1 AA325	A	5,20	1.372	1.212	287	284	23%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	2	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	287	284	35%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	64	69	11%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	64	69	26%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	163	136	19%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	2x3x1 AA325	A	1,35	1.372	1.212	163	136	12%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,87	1.528	1.233	206	298	24%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	S	12,45	1.372	1.212	206	298	25%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	172	167	28%
LN60 6266 SEUBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXK400	S	0,18	582	474	55	48	10%
LN60 6266 SEUBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,39	582	474	55	48	10%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,60	386	325	88	90	28%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1.372	1.212	123	106	9%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,18	1.528	1.233	123	106	9%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,58	582	474	69	52	12%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,92	350	253	0	0	0%
LN60 6272 01 BAIRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	202	201	50%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	11,27	544	384	1	1	0%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	2	1x3x1 AA325	A	5,18	544	384	202	201	52%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDROGÃO MARGEM DIREITA	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	0	0	0%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDROGÃO MARGEM DIREITA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	0	0	0%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXK400	S	3,82	582	474	135	238	50%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,97	582	474	135	238	50%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	48	50	13%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEIREIRA (REN)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,55	582	474	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEIREIRA (REN)	2	1x3x1 AA160	A	9,32	451	401	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,52	899	725	1	1	0%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	166	188	31%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	166	188	47%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,89	582	474	82	80	17%
LN60 6283 MERCEANA-MATAÇÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	67	50	13%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	11	11	2%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	4	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	5	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,41	989	806	132	114	14%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	48	49	8%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	2	2	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	2	2	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	4	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1	1	0%
LN60 6290 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	140	122	26%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	24,87	686	606	304	297	49%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,07	899	725	304	297	41%
LN60 6293 PS ALTO SÃO JOÃO-PENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,44	582	474	210	228	48%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,71	582	474	129	164	35%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,13	582	474	108	124	26%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	2	2x3x1 AA160	A	12,10	902	802	0	0	0%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	84	101	13%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	84	101	17%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,49	582	474	155	164	35%
LN60 6303 COINA-VILA CHÃ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	91	72	20%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	124	102	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	124	102	27%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	124	102	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	124	102	14%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	2,33	1.372	1.212	342	324	27%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	5,31	1.372	1.212	342	324	27%
LN60 6314 TAVIRA (REN) - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1.372	1.212	312	402	33%
LN60 6334 CAEIRA - VIANA	1	1x3x1 AA325	A	27,91	686	606	117	117	19%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	1	1x3x1 AA160	A	11,46	451	401	1	1	0%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	2	1x3x1 AA105	A	3,08	285	208	1	1	0%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	62	69	15%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	40	45	10%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	103	115	16%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	4	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	103	115	19%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	1	1	0%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	2x3x1 AA160	A	8,87	902	802	162	225	28%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	1x3x1 AA325	A	0,40	686	606	162	225	37%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1.100	969	270	398	41%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,45	1.528	1.233	270	398	32%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	3	2x3x1 AA325	A	7,13	1.372	1.212	270	398	33%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA160	A	10,80	902	802	140	193	24%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,46	899	725	140	193	27%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	14,86	686	606	100	92	15%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,09	1.528	1.233	145	233	19%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	1x3x2 AA325	A	2,47	1.089	769	145	233	30%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	1	1x3x1 CU400	I	0,06	1.100	969	269	396	41%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,41	1.528	1.233	269	396	32%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	3	2x3x1 AA325	A	7,16	1.372	1.212	269	396	33%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,43	451	401	81	81	20%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÓNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	350	253	79	82	32%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	1	1x3x1 AA160	A	0,87	451	401	40	41	10%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	2	1x3x1 AA160	A	18,11	451	401	119	123	31%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	3	1x3x1 AA160	A	12,61	451	401	163	166	41%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,19	582	474	1	1	0%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	1	1	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	1	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	347	322	24%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	2	2x3x1 AA325	A	2,30	1.372	1.212	347	322	27%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	39	34	6%
LN60 6389 DIVOR(REN)-CERAMICA	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	48	52	9%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 WHI0LE1000	S	0,08	1.834	1.541	886	840	54%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 WHI0LE1000	S	0,10	1.834	1.541	0	0	0%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,71	582	474	247	255	54%
LN60 6396 PS PALHAVÁ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,99	582	474	172	145	31%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,79	582	474	2	2	0%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x2 AA325	A	7,00	1.089	769	5	5	1%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	5,14	582	474	112	5	19%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	138	138	36%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,34	582	474	89	85	18%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	89	85	34%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,28	899	725	89	126	17%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA160	A	2,67	451	401	89	126	31%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	51	51	13%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,95	582	474	81	60	14%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1.372	1.212	93	71	7%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	93	71	7%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,64	899	725	311	311	47%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	4,25	686	606	311	311	51%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,79	544	384	201	237	62%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,46	686	606	201	237	39%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,37	1.372	1.212	246	333	27%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	257	254	66%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,49	544	384	269	267	69%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AKK400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,40	544	384	2	2	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	244	246	41%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	244	246	41%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	126	125	48%
LN60 6507 01 VALE FIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	31	49	12%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	0	0	0%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	31	48	8%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	3	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	31	48	8%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	4	1x3x1 AA160	A	7,93	451	401	31	48	12%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	27	25	6%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	2	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2	2	1%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	3	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,09	899	725	27	25	3%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2	2	0%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	50	52	9%
LN60 6514 MARANHÃO-ALCÁÇOVA	1	1x3x1 AA160	A	38,83	362	261	2	2	1%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	69	65	17%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	359	355	59%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	201	237	62%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	30	27	15%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	235	238	62%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	4,21	544	384	263	285	74%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	114	150	57%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	114	150	25%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	144	144	37%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	33,45	544	384	157	179	47%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	78	48	9%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	78	48	14%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	99	98	26%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	112	106	28%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	18	41	11%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	46	45	12%
LN60 6542 GLÓRIA-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	19,23	686	606	55	61	10%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	208	199	52%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	297	291	48%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	438	435	72%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	2	2x3x1 AA160	A	16,69	723	523	437	434	83%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	544	384	375	372	97%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	179	205	34%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	318	308	80%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	12,28	544	384	42	41	11%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	385	382	63%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	544	384	80	78	20%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	1	1	0%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	226	226	56%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	145	145	36%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	161	158	39%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,10	451	401	161	158	40%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	64	65	16%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	3,80	686	606	296	320	53%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	2	2	1%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,84	451	401	1	1	0%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	64	65	16%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,89	451	401	64	65	16%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	121	143	37%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,48	686	606	121	143	24%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,10	451	401	203	237	59%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS I	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,34	1.528	1.233	442	474	38%
LN60 6572 ENVIROL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	1	1	0%
LN60 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHOLE630	S	1,38	740	599	197	195	33%
LN60 6574 FONTAINHAS-ALCANEDA	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	133	126	16%
LN60 6575 ZÉZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1.372	1.212	484	478	39%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	170	164	41%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	164	162	27%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	42	42	7%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,47	899	725	185	228	31%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	185	228	38%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS II	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,36	1.528	1.233	417	447	36%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,84	451	401	99	98	24%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	99	98	24%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	119	113	19%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	544	384	156	148	39%
LN60 6584 S.VICENTE-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	30,60	544	384	2	2	0%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	95	123	20%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	250	251	35%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	250	251	43%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	250	251	41%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	161	160	27%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	161	160	26%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN) - SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1.372	1.212	237	256	21%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1.372	1.212	341	314	26%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	173	149	25%
LN60 6590 RANHÀ-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,40	1.372	1.212	172	149	13%
LN60 6590 RANHÀ-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1.372	1.212	125	115	9%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA235	A	6,72	1.089	769	379	349	45%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,60	1.528	1.233	379	349	28%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1.089	769	379	349	45%
LN60 6593 PONTÃO-ALVAÍZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,70	686	606	164	162	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	5,32	582	474	121	152	32%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHOLE400	S	2,08	582	474	140	129	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHOLE400	S	9,97	582	474	140	129	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	3	1x3x1 AXK4000	S	0,16	582	474	140	129	27%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXC630	S	0,05	740	599	87	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,00	740	599	76	52	10%
LN60 ANTAS-LAPA	3	1x3x1 LXC630	S	2,48	740	599	88	55	12%
LN60 ANTAS-LAPA	4	1x3x1 LXC630	S	2,49	740	599	87	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	5	1x3x1 LXHOLE630	S	0,02	740	599	86	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	6	1x3x1 LXC630	S	2,48	740	599	87	54	12%
LN60 ANTAS-VITORIA	1	1x3x1 LXHOLE630	S	1,53	740	599	88	98	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	2	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	87	96	15%
LN60 ANTAS-VITORIA	3	1x3x1 LXC630	S	0,63	740	599	89	99	16%
LN60 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	56	58	18%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 BUSTOS- VOLCALIS	1	1x3x1 AA160	A	2,10	451	401	47	47	12%
LN60 BUSTOS- VOLCALIS	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,10	582	474	47	47	10%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,08	1.528	1.233	316	279	23%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	2	2x3x1 AA325	A	2,80	1.372	1.212	316	279	23%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LFCV630	S	1,33	740	599	122	146	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	122	146	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LFCV630	S	0,57	740	599	122	146	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	4	1x3x1 LXHOLE630	S	0,10	740	599	121	145	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	5	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	120	144	23%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	1	2x3x1 AA325	A	3,91	1.372	1.212	983	969	80%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	2	1x3x1 AC380	A	1,70	1.425	1.365	983	969	71%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	3	1x3x1 AC380	A	0,87	1.425	1.365	983	969	71%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	337	337	56%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	2	2x3x1 AA160	A	4,31	723	523	337	337	64%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	1	2x3x1 CU120	A	1,42	816	595	2	2	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	2	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0	0	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	2	2	0%
LN60 FERREIRA REN-ALJUSTREL II	1	1x3x1 AA325	A	23,37	686	606	270	273	45%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,06	386	325	57	60	18%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	1	2x3x1 CU120	A	10,81	816	595	75	75	13%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	2	1x3x1 AA325	A	0,30	686	606	76	76	12%
LN60 PC CAVERNÃES-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	11,63	686	606	82	71	12%
LN60 PC ORBACEM-VILA NOVA DE CERVEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,78	686	606	205	206	34%
LN60 PC ORBACEM-VILA NOVA DE CERVEIRA	2	1x3x1 AA325	A	10,78	544	384	204	206	54%
LN60 PE PENACOVA (PRE)-PAMPILHOSA	1	1x3x1 LXHOLE630	S	0,11	740	599	405	405	68%
LN60 PE PENACOVA (PRE)-PAMPILHOSA	2	1x3x1 AA325	A	9,70	686	606	405	405	67%
LN60 PE VIGIA (PRE)-PC RIBABELDE	1	1x3x1 AA325	A	6,30	686	606	250	250	41%
LN60 PE VIGIA (PRE)-PC RIBABELDE	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,10	740	599	250	250	42%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	151	149	25%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 AA325	A	18,64	544	384	1	1	0%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,10	899	725	151	149	21%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	4	1x3x1 AA325	A	20,65	544	384	151	149	39%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO/VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,17	686	606	150	148	24%
LN60 PRELADA-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	3,67	582	474	150	116	26%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHOLE630	S	1,53	740	599	147	125	21%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	2	1x3x1 LXCVC630	S	5,70	740	599	145	121	20%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,62	740	599	241	204	34%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,00	740	599	249	204	34%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LFCV630	S	2,37	740	599	243	206	34%
LN60 PS CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,80	899	725	324	324	45%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	1	1	0%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	2	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	1	1	0%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	3	1x3x1 AA325	A	0,50	686	606	1	1	0%
LN60 SANGUEDO-AMORIM	1	1x3x1 LXHOLE400	S	4,10	582	474	42	42	9%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	1	2x3x1 AA160	A	0,01	723	523	132	126	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,80	686	606	129	125	21%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	129	125	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	4	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	95	90	17%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA/PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	95	90	23%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA/PEDROSO	2	1x3x1 AC380	A	2,16	1.425	1.365	177	165	12%
LN60 TURIZ-AMARÉS	1	2x3x1 AA325	A	9,82	1.372	1.212	159	150	12%
LN60 VILA NOVA DE CERVEIRA -VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	7,98	544	384	105	110	29%
LN60 VILA NOVA DE CERVEIRA -VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	1,79	686	606	105	110	18%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-PC CELTEJO	1	1x3x1 AA325	A	1,00	686	606	144	143	24%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-PC CELTEJO	2	1x3x1 AA325	A	0,78	686	606	144	143	24%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CENTRAL DE BIOMASSA DE VILA VELHA DE RÓD	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	239	239	39%
LN60 VNFAMALICÃO (REN)-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	7,94	1.372	1.212	662	635	52%
LN60 VNFAMALICÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,80	460	329	1	1	0%
LN60 VNFAMALICÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	2	2x3x1 AA325	A	7,26	1.089	769	192	179	23%
LN60 VNFAMALICÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	3	2x3x1 AA325	A	10,78	1.372	1.212	192	178	15%

Página em branco

ANEXO 4.C – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2023 (PREVISÃO)

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,94	686	606	161	156	26%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	1	1	0%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	2	2x3x1 AA160	A	3,91	723	523	1	1	0%
LN60 0000 PEDRÓGÃO - SERTÁ	1	1x3x1 AA160	A	19,00	451	401	1	1	0%
LN60 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	16,85	902	802	80	118	15%
LN60 0002 01 SECIL	1	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	280	287	55%
LN60 0002 01 SECIL	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	280	287	47%
LN60 0002 01 SECIL	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	280	287	47%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	1	2x3x1 LXHIOL400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 AA160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	5	2x3x1 AA160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	6	2x3x1 AA160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	7	2x3x1 AA160	A	0,99	723	523	277	284	54%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCIL	1	1x3x2 AA325	A	7,71	1.089	769	171	281	37%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 CU185	A	1,70	537	387	1	1	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	1	1	0%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	2x3x1 AA160	A	32,22	902	802	145	119	16%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	4,58	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	2	1x3x1 AA160	A	46,74	451	401	3	3	1%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	48	35	9%
LN60 0012 S. SEBASTIÃO-PEGÓES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	101	114	44%
LN60 0013 01 GAS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	33	34	8%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	23,83	451	401	1	1	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	26,34	451	401	31	32	8%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1.372	1.212	310	306	25%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AA160	A	20,45	451	401	105	106	26%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1.089	769	463	434	56%
LN60 0020 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ I	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	73	63	16%
LN60 0021 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ II	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	69	59	15%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	43	23	8%
LN60 0024 01 IFAP	1	1x3x1 AA160	A	5,63	451	401	0	0	0%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	234	201	34%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	10,66	451	401	234	201	52%
LN60 0025 SINES-MONTE FEIO I	1	2x3x1 AA325	A	8,02	1.372	1.212	167	180	15%
LN60 0026 SINES-MONTE FEIO II	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	167	180	15%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	61	51	11%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	103	77	18%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1.089	769	480	451	59%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	196	73	34%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,20	582	474	1	109	23%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	1	2x3x1 LXHIOL1000	S	0,23	1.528	1.233	465	387	31%
LN60 0032 FERNAO FERRO-MATA I	2	2x3x1 AA325	A	1,88	1.089	769	465	387	50%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	1	2x3x1 LXHIOL1000	S	0,21	1.528	1.233	452	376	31%
LN60 0033 FERNAO FERRO-MATA II	2	2x3x1 AA325	A	1,94	1.089	769	452	376	49%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	108	83	19%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	158	127	27%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	97	72	14%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA160	A	20,63	451	401	97	72	22%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x2 AA160	A	23,74	902	802	175	139	19%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	24,24	686	606	261	264	44%
LN60 0042 01 CIMPOR I	1	1x3x1 AA105	A	3,57	285	208	106	110	53%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	1	1x3x2 AA160	A	12,13	902	802	1	1	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	2	1x3x2 AA160	A	11,74	902	802	105	108	14%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,06	1.372	1.212	407	347	30%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,75	1.089	769	407	347	45%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	45,47	686	606	88	94	15%
LN60 0049 TERENA-VILA VÍÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	1	1	0%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1.372	1.212	204	171	15%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	140	104	27%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	65	67	17%
LN60 0054 SOBREDA-PIEIDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1.089	769	259	214	28%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x2 AA160	A	10,91	902	802	1	1	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO II	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	176	226	56%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO I	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	110	176	44%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS I	1	1x3x2 AA160	A	20,26	902	802	143	167	21%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIOL400	S	0,06	582	474	89	73	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	89	73	15%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	89	73	15%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIOL400	S	0,06	582	474	96	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,60	582	474	96	81	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	96	81	17%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x2 AA160	A	6,99	902	802	143	162	20%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	1	1	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	1	1	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	196	156	34%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	117	84	20%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	242	213	41%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	183	162	42%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	183	162	31%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,83	451	401	174	146	38%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO) ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	6,03	451	401	168	158	39%
LN60 0073 01 GAS (ETA MORGAVEL)	1	1x3x1 AA160	A	1,22	451	401	6	6	1%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	30,70	451	401	91	84	21%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	1	1x3x1 AXKJ400	A	0,17	582	474	232	232	49%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	2	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	232	232	58%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,29	451	401	73	108	27%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	72	83	21%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	14,50	1.372	1.212	72	82	7%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,70	1.372	1.212	0	0	0%
LN60 0077 ESTÓI-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,39	1.372	1.212	438	514	42%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	42,50	902	802	0	0	0%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1.372	1.212	238	235	19%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	106	91	19%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	113	99	21%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	37,10	451	401	0	0	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	6,67	686	606	2	2	0%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA DE SINES	1	1x3x1 AA325	A	10,93	686	606	1	1	0%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	243	261	43%
LN60 0097 01 ÁLAMOS	2	1x3x1 AA325	A	9,20	686	606	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	243	261	43%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	41,95	902	802	5	5	1%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	243	261	33%
LN60 01 EXPORPLAS-ARADA/CEMFINFA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2	2	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 01 FAMILIÃO(REN)/MOST-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	8,26	1.280	1.080	354	343	32%
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	7	23	6%
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA160	A	8,96	451	401	7	23	6%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	181	182	36%
LN60 0104 SETÚBAL (REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	172	172	34%
LN60 0105 01 TERROA	1	1x3x1 ANXJ400	S	0,54	582	474	101	68	17%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	101	68	19%
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,05	582	474	209	209	44%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 AA325	A	4,95	686	606	209	209	35%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,04	582	474	208	208	44%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	208	208	34%
LN60 0109 FERNAO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1.113	935	230	195	21%
LN60 0109 FERNAO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	230	195	39%
LN60 0109 FERNAO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,21	1.258	1.018	230	195	19%
LN60 0110 FERNAO FERRO-BARREIRO	1	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,21	1.258	1.018	238	201	20%
LN60 0110 FERNAO FERRO-BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	238	201	40%
LN60 0110 FERNAO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1.113	935	238	201	21%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	16,31	1.372	1.212	242	327	27%
LN60 0112 BORBA-VILA VIÇOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,63	902	802	115	132	16%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA160	A	5,01	902	802	55	112	14%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	2x3x1 AA160	A	0,93	902	802	55	112	14%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,32	451	401	131	156	39%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,36	451	401	57	60	15%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x2 AA325	A	4,50	1.089	769	20	31	4%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	64	52	9%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	64	52	13%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	2x3x1 AA325	A	9,03	1.372	1.212	353	440	36%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	154	141	17%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	1,36	386	325	86	82	25%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x2 AA160	A	3,15	902	802	277	252	31%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x2 AA160	A	10,46	902	802	194	174	22%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	277	252	42%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	3,14	902	802	89	118	15%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	89	118	19%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	3	1x3x2 AA160	A	15,18	902	802	89	118	15%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	85	85	14%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA160	A	15,47	451	401	85	85	21%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	76	70	18%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x3x1 AA325	A	12,86	544	384	76	70	18%
LN60 0126 TUNES(REN)-S. BARTOLOMEU DE MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,19	451	401	66	75	19%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,29	899	725	64	60	8%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 AA160	A	2,63	451	401	64	60	15%
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	111	124	31%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	86	74	19%
LN60 0132 FERNAO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	94	79	14%
LN60 0132 FERNAO FERRO (REN)-AROEIRA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,11	899	725	94	79	11%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	1	1x3x1 AA160	A	22,26	451	401	99	74	22%
LN60 0134 PORTIMÃO(REN)-LAGOS	1	1x3x1 AA325	A	4,20	686	606	182	216	36%
LN60 0134 PORTIMÃO(REN)-LAGOS	2	2x3x1 AA160	A	21,15	902	802	182	216	27%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,01	582	474	0	0	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	2	1x3x1 AM148	A	6,64	350	253	0	0	0%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,01	582	474	80	76	16%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	2	1x3x1 AM148	A	6,67	350	253	80	76	30%
LN60 0140 TUNES(REN)-REFER I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,62	582	474	53	47	10%
LN60 0141 TUNES(REN)-REFER II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,62	582	474	1	1	0%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	261	209	38%
LN60 0142 FERNAO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	136	109	20%
LN60 0142 FERNAO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	136	109	20%
LN60 0142 FERNAO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,06	899	725	136	109	15%
LN60 0142 FERNAO FERRO (REN)-SANTANA	4	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	395	315	58%
LN60 0142 FERNAO FERRO (REN)-SANTANA	5	1x3x1 LXHIQLE1000	S	5,24	899	725	395	315	44%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	1,03	386	325	1	1	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	1,02	386	325	16	17	5%
LN60 0145 MOJRA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	17,80	451	401	38	60	15%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	107	126	31%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	184	176	29%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	1	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	224	190	38%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	2	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	224	190	36%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	1	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	286	242	48%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	2	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	286	242	46%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	22,40	1.372	1.212	507	478	39%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 LXHIQLE630	A	2,70	1.258	1.018	507	478	47%
LN60 0152 BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1.113	935	136	124	13%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO LAGOS I	1	1x3x1 AA325	A	3,81	686	606	199	248	41%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	1	2x3x1 AA325	A	3,73	1.372	1.212	384	480	40%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,10	1.528	1.233	384	480	39%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	181	182	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	24,36	1.372	1.212	438	438	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	1,06	1.372	1.212	438	438	36%
LN60 0156 PE BARÃO S. JOÃO - PORTIMÃO (REN)	3	2x3x1 LXHIQLE630	S	2,87	1.258	1.018	438	438	43%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	86	112	28%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,37	451	401	86	112	28%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	13,00	451	401	36	31	8%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	272	272	68%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	155	107	23%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x2 AA160	A	0,14	902	802	155	107	17%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	3	2x3x1 AA160	A	2,96	902	802	155	107	17%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	227	239	39%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	2x3x1 AA160	A	10,94	902	802	227	239	30%
LN60 0169 ALUSTREL - ALMINA (FEITAIS)	1	1x3x1 AA160	A	1,04	451	401	181	182	45%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	113	125	21%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	2	2x3x1 AA160	A	13,12	902	802	113	125	16%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	1	1x3x2 AA325	A	4,43	1.089	769	29	96	12%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x2 AA325	A	8,00	1.089	769	15	14	2%
LN60 0176 02 ALMODOVAR	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	25	22	6%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	28,20	451	401	25	22	5%
LN60 0179 CV FERREIRA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	77	79	30%
LN60 0180 FERNAO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	106	90	15%
LN60 0180 FERNAO FERRO-AROEIRA II	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,29	899	725	106	90	12%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO-PIAS	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,16	582	474	89	86	15%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ. PEDROGÃO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,30	582	474	81	82	17%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	4,11	451	401	53	62	15%
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	90	45	13%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA235	A	17,91	686	606	1	1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA235	A	7,62	686	606	521	486	80%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA235	A	19,34	686	606	176	82	26%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	2	1x3x1 AA235	A	0,02	686	606	86	36	13%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	152	145	48%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	152	145	44%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS/POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	27,14	921	658	177	158	24%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS/POCINHO (REN)	2	2x3x1 AA235	A	0,10	921	658	177	158	24%
LN60 1006 02 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS/MIRANDELA	1	1x3x1 AA235	A	10,98	686	606	178	159	26%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS	1	1x3x1 AA215	A	42,51	417	299	3	3	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS	2	1x3x1 AA235	A	4,82	460	329	3	3	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALZEIROS	3	1x3x1 AA215	A	0,03	417	299	5	5	2%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALZEIROS (REN)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA235	A	39,75	544	384	156	104	29%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALZEIROS (REN)-BRAGANÇA	2	1x3x1 AA235	A	0,08	686	606	156	104	23%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA235	A	0,17	686	606	316	309	51%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	316	309	60%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1.089	769	356	375	49%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	2x3x1 AA325	A	7,29	1.089	769	141	145	19%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,46	544	384	141	145	38%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,60	398	286	141	145	51%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	141	145	24%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 LXC630	S	0,11	740	599	141	145	24%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	141	145	38%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	93	46	14%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	21	20	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANÇO	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	398	396	55%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANÇO	2	1x3x1 AA235	A	14,86	578	512	398	396	77%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	1	2x3x1 AA325	A	24,85	1.372	1.212	244	243	20%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	2	2x3x1 AA325	A	0,20	1.372	1.212	244	243	20%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	3	2x3x1 AA485	A	1,96	1.445	1.004	244	243	24%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	517	521	79%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1.089	769	553	558	72%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0	0	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,11	740	599	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	1	1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	1	1	0%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	136	116	35%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	136	116	37%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA235	A	1,15	578	512	136	116	24%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	2x3x1 ACCCOVE	A	1,95	1.321	829	136	116	14%
LN60 1021 VIDAGO-CHAVES	1	1x3x1 AA235	A	12,35	460	329	1	1	0%
LN60 1022 S.TA MARTA DE PORTUZELO-FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	20,08	544	384	139	143	37%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISOSO	1	1x3x1 AA325	A	15,72	544	384	1	1	0%
LN60 1024 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO I	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1.089	769	366	364	47%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1.372	1.212	0	0	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1.089	769	376	373	48%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	376	373	30%
LN60 1027 FEITOSA-PC POLIPROPILAL	1	1x3x1 AA325	A	18,40	686	606	200	199	33%
LN60 1027 FEITOSA-PC POLIPROPILAL	2	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	0	0	0%
LN60 1028 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	276	255	42%
LN60 1028 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA	2	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	278	257	42%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1.089	769	1	1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,90	1.372	1.212	273	251	21%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,50	686	606	61	80	13%
LN60 1033 ALVELOIS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0	0	0%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	211	217	54%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,82	1.372	1.212	28	30	2%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	2	2x3x1 AA325	A	0,08	1.372	1.212	28	30	2%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	23	23	6%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1.089	769	233	204	27%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXC630	S	0,04	1.258	1.018	427	395	39%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	12,35	1.372	1.212	427	395	33%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1.372	1.212	402	391	32%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,90	1.372	1.212	601	563	46%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	188	173	29%
LN60 1045 ALVELOIS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	152	137	23%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	64	54	14%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1.089	769	262	243	32%
LN60 1048 BOUÇÓAIS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	165	108	36%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1.089	769	451	410	53%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,10	1.089	769	258	234	30%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXC630	S	0,06	1.258	1.018	208	185	18%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	5,55	1.372	1.212	208	185	15%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	362	261	77	79	30%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1.089	769	1	1	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1.372	1.212	448	429	35%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1.089	769	705	697	91%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	350	297	51%
LN60 1058 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA235	A	1,25	460	329	183	186	56%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA160	A	0,15	362	261	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	3	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	0	0	0%
LN60 1060 PEVIDÉM-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	4,67	1.372	1.212	192	163	14%
LN60 1061 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	84	85	21%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	335	334	101%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	335	334	55%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,04	740	599	335	334	56%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	38	43	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	38	43	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	3	1x3x1 LXHOLE400	S	0,01	582	474	38	43	9%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	4	1x3x1 LXHOLE400	S	0,12	582	474	38	43	9%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	1,82	1.372	1.212	666	601	50%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	8,75	1.372	1.212	666	601	50%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,25	461	329	1	1	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,10	460	329	1	1	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	178	152	26%
LN60 1068 LOUSADA-PAÇOS DE FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	6,07	686	606	0	0	0%
LN60 1069 BUSTELO-MARCO DE CANAVESES	1	2x3x1 AA160	A	12,27	902	802	1	1	0%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	133	124	21%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AA325	A	0,90	686	606	133	124	20%
LN60 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1.372	1.212	387	314	28%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA325	A	3,14	1.372	1.212	309	274	23%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	309	274	36%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	1x3x1 AA235	A	7,15	686	606	156	147	24%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	156	147	22%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA235	A	0,04	686	606	156	147	24%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	4	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,55	899	725	156	147	20%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,40	723	523	2	2	0%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,20	1.528	1.233	629	487	41%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	2	2x3x1 AA235	A	4,83	1.372	1.212	629	487	46%
LN60 1076 FÂNZERES-VALONGO	1	1x3x1 AA235	A	3,75	544	384	0	0	0%
LN60 1077 JOVIM-FÂNZERES	1	1x3x1 AA235	A	8,99	686	606	231	187	34%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA160	A	16,77	362	261	1	1	0%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA235	A	2,41	921	658	1	1	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	1	2x3x1 AA235	A	0,45	1.089	769	161	131	17%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	2	2x3x1 AA235	A	7,14	1.372	1.212	161	131	12%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	45	47	12%
LN60 1082 01 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE/SENHORA DO PORTO	1	1x3x1 LXHOLE630	S	0,02	740	599	65	66	11%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA235	A	15,20	686	606	217	189	32%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA235	A	6,12	686	606	152	138	23%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	204	195	30%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	0,09	1.155	1.024	204	195	19%
LN60 1084 RIBA D'AVÉ (REN)-S. MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA235	A	6,08	1.372	1.212	806	789	65%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	1	2x3x1 AA235	A	0,45	1.089	769	1	1	0%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	2	2x3x1 AA235	A	5,24	1.372	1.212	355	345	28%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	3	2x3x1 AA235	A	9,31	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA235	A	2,71	686	606	434	348	63%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	2	1x3x1 AA235	A	0,11	686	606	434	348	63%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA235	A	0,11	686	606	116	116	19%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	1x3x1 AA235	A	1,00	686	606	116	116	19%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	3	2x3x1 AA235	A	4,17	1.155	1.024	116	116	11%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	4	2x3x1 AA235	A	2,72	921	658	116	116	18%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA235	A	11,99	544	384	178	173	45%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,23	899	725	206	124	23%
LN60 1090 FEIRA (REN) FEIRA	1	2x3x1 AA235	A	6,70	1.372	1.212	552	539	44%
LN60 1091 01 MAIA-VILA DO CONDE/MOSTEIRO	1	1x3x1 AA235	A	0,21	686	606	104	81	15%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	1	2x3x1 AA235	A	10,82	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	2	2x3x1 AA235	A	6,03	1.372	1.212	103	79	8%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	3	2x3x1 AA235	A	0,16	1.089	769	103	79	10%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,14	899	725	143	112	16%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	2	1x3x1 AA235	A	4,72	544	384	143	112	29%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,91	740	599	143	112	19%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,16	899	725	166	130	18%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 AA235	A	3,57	544	384	166	130	34%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHOLE630	S	2,28	740	599	166	130	22%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMEIS-LACTOGAL	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,59	582	474	56	56	12%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMEIS-LACTOGAL	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,40	582	474	56	56	12%
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA235	A	9,79	686	606	37	38	6%
LN60 1096 RUIVÃES-PAÇOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	2	2	0%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA235	A	0,94	686	606	210	213	35%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	2	1x3x1 AA235	A	2,26	544	384	210	213	56%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	1,60	723	523	210	213	41%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR I	1	1x3x1 AA235	A	0,94	686	606	1	1	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR I	2	2x3x1 LXHOLE630	S	0,06	1.258	1.018	1	1	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	1	1	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA235	A	0,01	1.089	769	412	364	47%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	2	2x3x1 AA235	A	1,34	1.089	769	412	364	47%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	3	2x3x1 AA235	A	0,04	1.089	769	412	364	47%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA235	A	1,37	1.089	769	429	379	49%
LN60 1103 01 AMIEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	51	41	11%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,60	537	387	0	0	0%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 AA485	A	0,13	723	502	51	41	8%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	3	1x3x1 CU185	A	1,09	537	387	51	41	10%
LN60 1104 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA235	A	3,93	686	606	181	177	29%
LN60 1104 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	181	177	27%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	2x3x1 AA235	A	6,56	1.089	769	358	273	36%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	2	1x3x1 AC380	A	0,67	1.425	1.365	358	273	25%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I/PORTCAST	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	0	0	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	1,10	398	286	1	1	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	0	0	0%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,12	398	286	133	141	49%
LN60 1109 MOGUEIRAS -TOUVEDO	1	1x3x1 AA235	A	9,99	686	606	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,13	899	725	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 AA235	A	1,83	544	384	1	1	0%
LN60 1110 ERMESINDE (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 AA235	A	4,46	460	329	1	1	0%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	1	1x3x1 AA235	A	4,79	544	384	141	110	29%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	141	110	16%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,92	740	599	141	110	19%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA235	A	0,03	686	606	207	200	33%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	2	2x3x1 AA235	A	3,10	1.372	1.212	207	200	16%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA235	A	2,89	1.372	1.212	252	226	19%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA235	A	0,72	686	606	58	32	8%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,02	740	599	151	181	30%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	3	1x3x1 AA235	A	0,76	686	606	151	181	30%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA235	A	0,06	686	606	274	194	40%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,09	899	725	274	194	31%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 AA235	A	3,82	686	606	274	194	40%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	4	1x3x1 AA235	A	2,00	544	384	274	194	51%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMIEIRA	1	2x3x1 AA235	A	2,83	1.089	769	1	1	0%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMIEIRA	2	2x3x1 AA235	A	0,13	1.089	769	1	1	0%
LN60 1116 CUSTÓIAS (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 AA235	A	3,82	544	384	1	1	0%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	2x3x1 AA235	A	0,17	1.089	769	233	251	33%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	2x3x1 AA235	A	0,17	1.089	769	126	87	12%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,18	899	725	198	154	22%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	1x3x1 LXHOLE630	S	2,26	740	599	198	154	27%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 AA235	A	1,03	544	384	198	154	40%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	198	154	30%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA235	A	10,18	1.372	1.212	192	166	14%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,26	1.528	1.233	192	166	13%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	1x3x1 AA235	A	0,06	686	606	251	191	37%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,19	1.528	1.233	251	191	16%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,01	740	599	251	191	34%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	4	2x3x1 AA160	A	6,46	723	523	251	191	37%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	1	2x3x1 AA160	A	0,81	723	523	127	120	23%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	2	1x3x1 AA235	A	0,01	686	606	127	120	20%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	5,76	723	523	127	120	23%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	4	1x3x1 AA235	A	0,65	544	384	127	120	31%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	5	2x3x1 AA235	A	4,43	921	658	127	120	18%
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	92	92	23%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	1	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	178	118	26%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,88	899	725	178	118	20%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	4,89	1.089	769	1	1	0%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	2	2x3x1 AA325	A	0,11	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	2x3x1 AA325	A	0,13	1.089	769	269	238	31%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	2	2x3x1 AA325	A	3,38	1.089	769	269	238	31%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	288	256	21%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	2	2x3x1 AA325	A	3,23	1.089	769	288	256	33%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	51	49	12%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	51	49	7%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	1	1	0%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1.089	769	44	44	6%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	3	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	44	44	6%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	4	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	0	0	0%
LN60 1130 01 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA/CRESTUMA	5	2x3x1 AA325	A	0,03	1.089	769	44	43	6%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	44	44	7%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	902	802	44	44	5%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	0	0	0%
LN60 1130 JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	4	2x3x1 AA160	A	4,39	723	623	0	0	0%
LN60 1132 CANELAS (REN) VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	6,01	1.089	769	595	478	62%
LN60 1133 SERZEDO-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1.372	1.212	323	291	24%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO/COTESI GAIA	1	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	43	42	10%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	156	153	29%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	156	153	40%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,10	723	523	147	145	28%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	4,38	1.089	769	389	316	41%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	1,96	1.372	1.212	389	316	28%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1.089	769	406	316	41%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1.372	1.212	440	388	32%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1.089	769	545	467	61%
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,90	1.089	769	618	529	69%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	2x3x1 AA235	A	3,20	921	658	70	65	10%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	2	1x3x1 AA235	A	0,02	460	329	25	23	7%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	3	1x3x1 AA235	A	0,01	460	329	45	42	13%
LN60 1143 CRESTUMA-AGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	134	143	37%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,02	544	384	35	41	11%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	2x3x1 AA325	A	18,88	1.089	769	1	1	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AC380	A	0,66	1.425	1.365	1	1	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AA325	A	1,60	544	384	1	1	0%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,98	1.372	1.212	364	331	27%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	95	94	23%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	9,44	1.372	1.212	636	572	47%
LN60 1150 FERMILOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	104	98	24%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AM288	A	0,09	659	583	1	1	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AM288	A	1,76	659	583	1	1	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	3	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	1	1	0%
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,80	686	606	155	69	23%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	2x3x1 AA160	A	4,25	723	523	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,01	740	599	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	4	1x3x1 AA325	A	0,80	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	5	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	6	2x3x1 AA160	A	3,24	723	523	1	1	0%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	206	206	51%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1.372	1.212	629	628	52%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCVC630	S	0,10	1.258	1.018	629	628	62%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCVC630	S	0,10	1.258	1.018	629	628	62%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	192	192	48%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,04	740	599	192	192	32%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	192	192	32%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	1	1	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 LXHOLE400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1.372	1.212	189	172	14%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOMA CAMPS	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,17	582	474	90	93	20%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	15,75	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANÇO-MORGADE	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,05	899	725	109	109	15%
LN60 1162 PC LEIRANÇO-MORGADE	2	1x3x1 AA235	A	7,77	578	512	109	109	21%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	1	2x3x1 LXHOLE630	S	0,05	1.258	1.018	330	269	26%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1.372	1.212	330	269	24%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	352	342	56%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	220	191	32%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	182	183	30%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	164	164	41%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 LXHOLE185	S	0,07	386	325	164	164	50%
LN60 1166 01 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL/BUSTELO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	162	162	40%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	283	282	70%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	283	282	47%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	120	120	30%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	68	68	9%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	68	68	17%
LN60 1168 01 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL/CINFÁES (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	73	73	18%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	194	194	48%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,10	740	599	194	194	32%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	121	121	30%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	382	347	57%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	76	78	13%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 LXHOLE630	S	0,06	740	599	76	78	13%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	31,18	451	401	105	105	26%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,59	451	401	105	105	26%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	3	1x3x1 LXHOLE185	S	0,09	386	325	105	105	32%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,68	686	606	90	79	13%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CARREÇO II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	126	125	31%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	310	281	70%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	185	156	41%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,05	386	325	126	126	39%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	126	126	31%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,10	398	286	0	0	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA195	A	12,33	398	286	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,10	740	599	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	1	1	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	220	192	32%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	45	47	7%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	45	47	4%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,55	1.372	1.212	256	255	21%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,97	686	606	256	255	42%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	72	72	18%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	72	72	15%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	165	165	41%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	93	93	23%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,06	740	599	165	165	28%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	91	91	23%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	91	91	15%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	91	91	15%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,09	1.258	1.018	293	271	27%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 AA325	A	4,55	1.372	1.212	293	271	22%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	116	115	29%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	116	115	35%
LN60 1183 ARGÁ (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	322	329	54%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,46	1.089	769	396	308	40%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	1.258	1.018	396	308	31%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 AA325	A	11,97	1.372	1.212	355	364	30%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,12	1.528	1.233	355	364	30%
LN60 1186 01 PC ORBACÉM-VALENÇA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1.372	1.212	59	59	5%
LN60 1186 01 PC ORBACÉM-VALENÇA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	59	59	10%
LN60 1186 PC ORBACÉM-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	8,00	544	384	155	175	45%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,20	686	606	279	238	41%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1.372	1.212	504	427	37%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1.372	1.212	93	71	7%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERMIL	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	221	169	32%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA235	A	3,79	578	512	108	112	22%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	108	112	19%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	108	112	19%
LN60 1192 LORDELO-KEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	115	110	27%
LN60 1193 PC RIBABELDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 AA325	A	17,47	1.372	1.212	892	890	73%
LN60 1193 PC RIBABELDE-VALDIGEM (REN)	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,01	1.258	1.018	892	890	87%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,00	740	599	121	120	20%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	2	1x3x1 AA160	A	3,67	451	401	215	215	54%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELDE	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	215	215	36%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 AA160	A	2,22	451	401	60	61	15%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	60	61	10%
LN60 1196 S. MARTINHO DO CAMPO-SOUSA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1.372	1.212	241	224	18%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 AA235	A	3,49	578	512	120	101	21%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	120	101	18%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,00	740	599	120	101	17%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,15	740	599	120	101	17%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	62	49	14%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	41	42	10%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.089	769	286	285	37%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,93	740	599	286	285	48%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUCA DE AGUIAR (REN)	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	378	376	62%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	491	490	81%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	491	490	82%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	107	107	18%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	2x3x1 ACCCOVE	A	4,33	1.321	829	264	235	28%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	2x3x1 AA160	A	5,60	723	523	41	41	8%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	41	41	7%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	41	41	11%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	4	1x3x1 AA325	A	4,21	686	606	41	41	7%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	0,72	902	802	0	0	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	0	0	0%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 AA160	A	17,36	362	261	76	72	27%
LN60 1207 INHA-AROUCA	2	1x3x1 AA160	A	0,86	451	401	76	72	18%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	2	2	1%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	2	2	0%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	82	82	31%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	82	82	31%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	110	105	27%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	2	2x3x1 AA160	A	0,03	902	802	110	105	13%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	3	2x3x1 AA160	A	1,22	902	802	110	105	13%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	4	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	110	105	17%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	55	53	9%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	0,80	544	384	55	53	14%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	1,22	544	384	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	3	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	0	0	0%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	36	26	6%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA160	A	10,04	723	523	36	26	5%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA160	A	0,05	902	802	36	26	4%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,80	1.089	769	210	176	23%
LN60 1215 AVANCA-DEVESSA VELHA	1	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	73	61	16%
LN60 1215 AVANCA-DEVESSA VELHA	2	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	73	61	19%
LN60 1216 DEVESSA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA160	A	1,77	451	401	86	74	19%
LN60 1216 DEVESSA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,17	544	384	86	74	19%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA400	A	0,40	1.230	861	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA160	A	9,78	723	523	1	1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	0,03	723	523	183	183	35%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	2x3x1 AA160	A	5,33	902	802	183	183	23%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	3	1x3x1 AA325	A	0,50	686	606	183	183	30%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	4	2x3x1 AA160	A	2,26	902	802	183	183	23%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	5	2x3x1 AA325	A	0,80	1.372	1.212	183	183	15%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	297	195	33%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1.372	1.212	214	238	21%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1.528	1.233	294	238	19%
LN60 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	442	359	60%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,80	1.089	769	222	238	31%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1.089	769	225	241	31%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	4,85	902	802	120	122	15%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	2	2x3x1 AA325	A	0,77	1.372	1.212	120	122	10%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	3	2x3x1 AA160	A	3,26	902	802	120	122	15%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	4	2x3x1 AA325	A	0,81	1.372	1.212	120	122	10%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	5	2x3x1 AA160	A	2,70	902	802	120	122	15%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	2,21	1.372	1.212	307	251	22%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	2	2x3x1 AA160	A	6,31	902	802	307	251	34%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA160	A	0,50	451	401	56	58	14%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	2	1x3x1 AA160	A	3,88	362	261	56	58	22%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	3	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	0	0	0%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA195	A	0,92	398	286	76	77	27%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA235	A	0,30	460	329	76	77	23%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	3	1x3x1 AA195	A	4,41	398	286	76	77	27%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	4	1x3x1 AA195	A	0,01	398	286	76	77	27%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA195	A	1,03	398	286	77	77	27%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA235	A	0,26	460	329	77	77	23%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	3	1x3x1 AA195	A	3,91	398	286	77	77	27%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	4	1x3x1 AA235	A	0,42	460	329	77	77	23%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	5	1x3x1 AA195	A	0,01	398	286	77	77	27%
LN60 1230 01 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL/ARLÍQUIDO	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	95	92	15%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	686	606	60	60	10%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	155	147	24%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	3	1x3x1 AA325	A	2,70	544	384	155	147	38%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0	0	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CÁCIA	1	1x3x1 AA325	A	0,79	544	384	168	167	43%
LN60 1234 FUNFRAP-CÁCIA	2	1x3x1 AA325	A	0,53	544	384	168	167	43%
LN60 1234 FUNFRAP-CÁCIA	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	168	167	51%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,91	1.089	769	432	390	51%
LN60 1236 ESGUEIRA-CÁCIA	1	1x3x1 AA325	A	0,53	544	384	251	250	65%
LN60 1236 ESGUEIRA-CÁCIA	2	1x3x1 AA325	A	1,88	544	384	251	250	65%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÓ	1	2x3x1 AA325	A	7,30	1.089	769	222	191	25%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	2x3x1 CU70	A	3,01	606	447	143	127	28%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	143	127	33%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1.089	769	435	392	51%
LN60 1240 ESGUEIRA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,08	899	725	1	1	0%
LN60 1240 ESGUEIRA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	1	1	0%
LN60 1241 BARRÓ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	148	136	22%
LN60 1241 BARRÓ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	148	136	35%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1.372	1.212	163	140	12%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	253	205	39%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÓ	1	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	86	74	13%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÓ	2	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	86	74	14%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	99	100	38%
LN60 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,60	544	384	131	106	28%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	1	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	25	25	4%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	2	1x3x1 LXHIOV630	S	0,15	740	599	25	25	4%
LN60 1248 TEIXO (PRE)-ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,50	451	401	63	63	16%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	116	110	14%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,07	899	725	116	110	15%
LN60 1251 CANDAL E COELHEIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	11,33	902	802	357	356	44%
LN60 1251 CANDAL E COELHEIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	2	2x3x1 AA160	A	6,23	902	802	357	356	44%
LN60 1251 CANDAL E COELHEIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	3	2x3x1 AA325	A	0,43	1.372	1.212	357	356	29%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	4,59	451	401	34	32	8%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	2	1x3x1 AA160	A	1,29	451	401	34	32	8%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	34	32	5%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,11	740	599	311	303	51%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,75	740	599	150	149	25%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	311	303	50%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEVA VELHA	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1.528	1.233	285	262	21%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEVA VELHA	2	2x3x1 AA325	A	4,28	1.372	1.212	285	262	22%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	1	2x3x1 AA325	A	2,01	1.372	1.212	399	393	60%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	0,26	1.089	769	399	393	32%
LN60 1256 PARAÍMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	11,00	921	658	399	393	51%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-MARVÃO/CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	73	72	18%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-MARVÃO/CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 LXHIOV630	S	0,84	740	599	73	72	12%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	68	55	10%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	2	2	1%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	2	2	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,04	582	474	2	2	0%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	60	59	23%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA235	A	13,58	578	512	385	384	75%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,40	686	606	253	251	41%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	146	145	56%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	61	59	15%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHIOV630	S	0,05	740	599	61	59	10%
LN60 1264 SENHORA DE MONFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	89	89	22%
LN60 1265 SERRA DO LÊOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	147	142	23%
LN60 1265 SERRA DO LÊOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,10	899	725	147	142	20%
LN60 1266 GOUEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1.372	1.212	3	3	0%
LN60 1267 SEIA-GOUEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	81	69	12%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	1,78	1.372	1.212	396	358	30%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 ACCOIVE	A	2,12	1.321	829	396	358	43%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1.372	1.212	629	635	52%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA325	A	16,27	1.176	1.024	601	610	60%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA235	A	0,38	1.176	1.024	69	70	7%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	288	287	47%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1.372	1.212	653	659	54%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,30	285	208	44	43	21%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	44	43	11%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	352	352	58%
LN60 1274 PARAÍMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,60	686	606	248	245	40%
LN60 1275 PARAÍMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1.372	1.212	364	356	29%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA160	A	20,20	362	261	125	107	41%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	125	107	18%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	62	64	16%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1.372	1.212	357	359	30%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1.372	1.212	343	344	28%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1.372	1.212	343	344	28%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	235	227	57%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	77	76	19%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	103	96	24%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	204	180	30%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	331	322	53%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,10	686	606	333	319	53%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,10	1.372	1.212	494	494	41%
LN60 1287 PC FORNEL DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,30	1.372	1.212	551	540	45%
LN60 1288 PC FORNEL DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	55	53	9%
LN60 1289 PC FORNEL DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	214	211	35%
LN60 1290 ORGENS BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1.372	1.212	330	280	24%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.372	1.212	214	186	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 AA325	A	2,16	1.372	1.212	214	186	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	3	2x3x1 LXHOLE1000	S	5,72	1.528	1.233	214	186	15%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	1	1x3x1 AA400	A	9,75	615	431	1	1	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	2	1x3x1 AA400	A	6,72	615	431	1	1	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	3	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,01	899	725	29	29	4%
LN60 1294 LUSO Finsa-VISO	1	1x3x1 AA400	A	12,12	615	431	1	1	0%
LN60 1294 LUSO Finsa-VISO	2	1x3x1 AA400	A	1,59	615	431	1	1	0%
LN60 1295 NELAS-LUSO Finsa	1	1x3x1 AA400	A	0,34	615	431	153	151	35%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	153	151	35%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	153	151	35%
LN60 1297 01 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE/SIAP	1	1x3x1 AA160	A	0,50	362	261	143	138	53%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA325	A	4,68	544	384	350	324	84%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	207	191	50%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA400	A	0,04	615	431	350	324	75%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	4	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	350	324	75%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	181	181	30%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXC630	S	0,08	740	599	181	181	30%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	193	203	51%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	193	203	53%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	193	203	33%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	173	168	79%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	173	168	39%
LN60 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,30	451	401	86	80	20%
LN60 1303 01 SEIA-BELMONTE/MAANTEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,13	451	401	61	61	15%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	18,38	544	384	61	61	16%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	1	1	0%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	61	61	16%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	0,10	544	384	1	1	0%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	294	291	73%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	294	291	48%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	73	73	18%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,08	740	599	294	291	49%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	5	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	221	218	54%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1.372	1.212	463	457	38%
LN60 1306 VILA CHÁ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	351	357	93%
LN60 1307 VILA CHÁ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	349	354	92%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	175	174	43%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	213	213	53%
LN60 1310 DESTERRADO-SEIA	1	1x3x1 AA105	A	3,62	285	208	123	122	59%
LN60 1311 SABUGUEIRO-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,14	362	261	208	211	81%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	18	16	4%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA080	A	0,31	236	174	51	43	25%
LN60 1313 02 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA/RIBEIRA DA ALFORÇA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	55	47	12%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	51	43	11%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	2	1x3x1 AA325	A	10,45	544	384	1	1	0%
LN60 1314 01 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL/CASCA (PRE)	1	1x3x1 AA235	A	2,94	460	329	68	67	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	118	115	18%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,10	921	658	51	49	7%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	1	1	0%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	2	2x3x1 AA235	A	0,01	1.155	1.024	51	50	5%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	218	213	35%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	1	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	60	58	22%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	60	58	12%
LN60 1318 TORTOSENDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	131	132	22%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDAÇÃO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	153	156	26%
LN60 1320 FERRO (REN)-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	6,39	1.372	1.212	295	286	24%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSENDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1.372	1.212	289	242	21%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	326	325	54%
LN60 1323 01 SANTA LUZIA-FUNDAÇÃO/BTW	1	1x3x1 AA235	A	0,04	460	329	35	35	11%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDAÇÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	308	310	51%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDAÇÃO	2	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	316	317	96%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	58	56	14%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 AA235	A	11,56	460	329	41	43	13%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	41	43	11%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,90	686	606	41	43	7%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	116	125	21%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	26	27	7%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1.372	1.212	281	226	20%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1.372	1.212	110	113	9%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,70	451	401	79	72	18%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,74	582	474	79	72	15%
LN60 1331 01 RELVINHA-PAMPILHOSA/CIMPOR	1	1x3x1 AA160	A	0,08	362	261	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	1	2x3x1 AA325	A	7,01	1.372	1.212	3	3	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	899	725	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	5	1x3x1 AA325	A	0,00	686	606	0	0	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	6	2x3x1 AA325	A	6,89	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	266	223	39%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	2	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	266	223	43%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	266	223	43%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	4	2x3x1 AA325	A	0,41	1.372	1.212	266	223	19%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	5	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	266	223	58%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	266	223	39%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	7	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	266	223	31%
LN60 1333 PEREIRO (REN)-ALTO S.JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1.089	769	446	384	50%
LN60 1334 01 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	140	111	31%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	139	111	39%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	139	111	24%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	1	1	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	1	1	0%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	155	146	51%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	155	146	28%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	155	146	51%
LN60 1336 01 PC SANTA CLARA-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0	0	0%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	104	80	31%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	104	81	31%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	104	81	15%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	104	80	23%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	164	168	64%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	164	168	44%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	164	168	28%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	164	168	28%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	5	2x3x1 AA325	A	0,12	1.089	769	164	168	22%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	1.258	1.018	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS-VILA ROBIM	4	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	0	0	0%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	2	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	6	6	2%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	6	6	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,10	899	725	6	6	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	0	0	0%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	0	0	0%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	91	91	15%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	90	90	35%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	72	75	29%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	90	90	15%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIROS (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	179	181	30%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	1	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	382	382	100%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	203	202	52%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	177	177	44%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÁ	1	2x3x1 AA325	A	16,07	1.372	1.212	803	814	67%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÁ	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,64	1.528	1.233	803	814	66%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	306	229	45%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,04	740	599	306	229	41%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1.230	861	72	68	8%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1.089	769	72	68	9%
LN60 1351 LOUSÁ-LOUSÁ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	318	317	52%
LN60 1352 LOUSÁ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	360	359	59%
LN60 1353 LOUSÁ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	93	93	23%
LN60 1354 LOUSÁ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	87	87	22%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA090	A	8,93	313	280	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1	1	1%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA130	A	3,92	338	301	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	4	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1	1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1	1	1%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA160	A	0,42	451	401	1	1	0%
LN60 1357 LOUSÁ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1.372	1.212	94	82	7%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	260	263	43%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1.372	1.212	286	247	21%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	151	149	25%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	59	70	27%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	177	175	29%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	183	182	48%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	190	190	47%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	1	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	118	107	41%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	2	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	118	107	32%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	3	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	118	107	41%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	4	1x3x1 CU095	A	0,03	358	263	118	107	41%
LN60 1369 SERTÁ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	111	86	25%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	1	1x3x1 CU095	A	1,21	358	263	143	115	44%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	143	115	16%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1.230	861	602	552	64%
LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	602	552	80%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	207	161	37%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	2x3x1 AA400	A	1,07	1.230	861	207	161	19%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 AM228	A	3,09	1.137	1.008	365	298	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x1 AC380	A	0,83	1.425	1.365	365	298	26%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	2x3x1 AM228	A	1,43	1.137	1.008	365	298	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1.528	1.233	365	298	24%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELB/BIOELÉCTRICA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	253	257	54%
LN60 1375 01 PC CARVALHAIS-CELB/BIOELÉCTRICA	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	253	257	42%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELB	1	1x3x1 AA325	A	3,10	686	606	477	477	79%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELB	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	399	394	65%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELB	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	399	394	83%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURÉ	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	73	66	11%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	298	299	49%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA325	A	6,30	686	606	200	185	31%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA160	A	11,30	451	401	118	118	29%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	118	118	19%
LN60 1378 PONTÃO-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	71	61	16%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,10	350	253	29	27	11%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,03	740	599	29	27	5%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	29	27	5%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	326	324	40%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1.372	1.212	326	324	27%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	189	189	47%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	578	512	269	265	52%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 AA325	A	0,75	1.372	1.212	329	288	24%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1.155	1.024	329	288	29%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,84	1.528	1.233	329	288	23%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALHEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALHEIROS	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	180	137	36%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LJÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1.372	1.212	366	342	28%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,10	1.372	1.212	549	489	40%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 AA325	A	0,86	1.372	1.212	380	333	28%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	1.528	1.233	380	333	27%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,73	1.528	1.233	380	333	27%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	13,94	1.372	1.212	679	676	56%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,25	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,18	1.258	1.018	679	676	66%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	117	100	13%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,10	1.258	1.018	117	100	10%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	89	81	13%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	263	194	34%
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	4,54	740	599	133	115	19%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	89	81	13%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,40	1.528	1.233	320	273	22%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 AA325	A	12,88	1.089	769	320	273	35%
LN60 1398 PC PRELADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,45	740	599	99	89	15%
LN60 1400 PC PRELADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	290	245	41%
LN60 1401 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,54	740	599	173	125	23%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1.528	1.233	473	455	37%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	2	2x3x1 AA325	A	6,00	1.372	1.212	473	455	38%
LN60 1405 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO F	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	128	107	17%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	4	4	1%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,01	899	725	62	52	7%
LN60 1412 BARRÓ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	55	54	17%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	118	105	22%
LN60 1413 VISO-VISEU	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	118	105	26%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	202	200	50%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	202	200	33%
LN60 1418 PEREIROS (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1.372	1.212	296	240	22%
LN60 1419 GAFANHA-LHAVO	1	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	127	112	19%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	127	112	19%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	3	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	127	112	22%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDAÇÃO I	1	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	170	175	29%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDAÇÃO I	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,88	899	725	170	175	24%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	1	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,03	899	725	129	125	17%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHOILE400	S	2,27	582	474	161	122	28%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1.372	1.212	176	173	14%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,96	1.372	1.212	349	350	29%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,49	1.372	1.212	315	321	27%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,05	1.528	1.233	1	1	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	210	201	61%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	210	201	33%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	199	189	31%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,11	899	725	199	189	26%
LN60 1430 HERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,23	899	725	70	71	10%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	352	351	58%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 AA325	A	11,87	1.372	1.212	559	511	42%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,63	1.528	1.233	559	511	41%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,29	1.528	1.233	559	511	41%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	16,76	1.372	1.212	380	378	31%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,05	1.528	1.233	380	378	31%
LN60 1434 LJO-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7,00	1.372	1.212	207	193	16%
LN60 1434 LJO-ALVELOS	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,13	1.528	1.233	207	193	16%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ÍLHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1.372	1.212	380	352	29%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	294	278	46%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	294	278	53%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	294	278	46%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHOILE630	S	2,77	740	599	5	5	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,34	899	725	5	5	1%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUÇA	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	66	68	17%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUÇA	2	1x3x1 LXHOILE185	S	1,93	386	325	66	68	21%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	1	1x3x1 AA325	A	8,41	544	384	1	1	0%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	1	1	0%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1.372	1.212	2	2	0%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	34	34	9%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHOILE400	S	0,13	582	474	34	34	7%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVEVA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1.372	1.212	73	62	5%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVEVA VELHA	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	0,06	1.528	1.233	73	62	5%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	158	158	39%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHOILE400	S	0,07	582	474	158	158	33%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	280	237	62%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	280	237	45%
LN60 1447 LAMAÇÕES-BRAGA I	1	1x3x1 LXHOILE400	S	2,28	582	474	180	149	32%
LN60 1448 LAMAÇÕES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHOILE400	S	2,29	582	474	110	114	24%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1.372	1.212	464	424	35%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	43	35	10%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHOILE400	S	0,06	582	474	43	35	7%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,50	686	606	1	1	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,55	899	725	1	1	0%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	75	73	12%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,47	899	725	75	73	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	3	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,63	899	725	75	73	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	4	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,03	899	725	75	73	10%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	39	37	17%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA160	A	5,90	451	401	39	37	9%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 LXHOILE400	S	0,08	582	474	39	37	8%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHOILE400	S	0,06	582	474	39	37	8%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHOILE400	S	0,08	582	474	0	0	0%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHOILE400	S	0,12	582	474	28	28	6%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CLUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0	0	0%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CLUF	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	0	0	0%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	143	128	24%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,09	899	725	143	128	18%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	143	128	21%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	4	2x3x1 CU70	A	0,55	606	447	143	127	28%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	5	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	143	127	33%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	6	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	143	128	21%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 AA160	A	1,29	451	401	33	36	9%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALIEIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,10	686	606	1	1	0%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	84	99	16%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	2	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,01	899	725	84	99	14%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1.372	1.212	338	333	28%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 LXHOILE1000	S	1,83	1.528	1.233	338	333	27%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	227	226	37%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	227	226	56%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 LXHOILE400	S	0,12	582	474	227	226	48%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	313	310	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,97	686	606	313	310	51%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	8,19	1.372	1.212	471	460	38%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	15,40	1.372	1.212	569	565	47%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	1	1x3x1 AA245	A	7,53	461	329	133	129	39%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	2	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	133	129	25%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	133	129	39%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	4	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	133	129	20%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	1	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	332	278	65%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	2	2x3x1 AA400	A	0,64	1.230	861	332	278	32%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	3	1x3x1 AA400	A	0,03	615	431	332	278	65%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	4	1x3x1 LXHOILE1000	S	0,05	899	725	332	278	38%
LN60 1469 LAVOS (REN) - GALA	5	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	332	278	43%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AA160	A	2,30	362	261	82	83	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	82	83	33%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	82	83	21%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	4	1x3x1 LXHOILE630	S	0,02	740	599	82	83	14%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	69	69	17%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDU	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1.372	1.212	32	32	3%
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHOILE400	S	1,40	582	474	32	32	7%
LN60 1480 BEDUIDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	32	32	8%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,06	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	1	2x3x1 AA325	A	0,88	1.372	1.212	512	505	42%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,69	686	606	470	444	73%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	470	444	73%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	279	279	46%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	118	118	16%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	2	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	118	118	19%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	3	1x3x1 AA325	A	7,68	686	606	118	118	19%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	56	11	12%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	9,80	451	401	56	11	12%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SÓTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	86	40	19%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SÓTELO	2	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	65	28	14%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SÓTELO	3	1x3x1 AA160	A	4,20	451	401	65	28	14%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,04	740	599	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	4	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	1	1	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA245	A	8,87	461	329	82	67	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA235	A	1,59	578	512	82	66	14%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	82	66	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	4	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	82	66	20%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	5	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	82	67	12%
LN60 1495 FERMI-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1495 FERMI-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	89	45	20%
LN60 1495 FERMI-PC FONTE DO MOURO	3	1x3x1 AA160	A	21,51	451	401	89	45	20%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	89	45	15%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	89	45	20%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	89	45	25%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	97	97	24%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	112	93	16%
LN60 6000 01 CAMARATE I	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	112	93	13%
LN60 6000 01 CAMARATE I	3	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	112	92	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	112	92	33%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	112	92	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 AA175	A	0,70	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	112	92	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	8	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,60	899	725	3	3	0%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,70	451	401	45	52	13%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	45	52	11%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	224	197	42%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	224	197	71%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,57	899	725	224	197	27%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	224	197	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	8	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	224	197	71%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,90	451	401	63	65	16%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	63	65	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,36	899	725	259	211	29%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	259	211	38%
LN60 6007 01 RANHOLAS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	89	76	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	89	76	13%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0	0	0%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,58	899	725	256	214	30%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	256	214	37%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	271	242	40%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	271	242	40%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	216	232	38%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	2	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	216	232	38%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	217	232	38%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	4	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	216	232	38%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	5	1x3x1 AA325	A	5,93	686	606	217	232	38%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	76	75	33%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,67	899	725	206	179	25%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	1.528	1.233	206	179	15%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	21	10	3%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	353	284	51%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	2x3x1 AA325	A	2,00	1.372	1.212	353	284	26%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	353	284	51%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	4	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	345	283	50%
LN60 6018 PÓVOA-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	1	1	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	280	271	71%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	280	271	71%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	400	400	66%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	87	80	20%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,20	544	384	87	80	21%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0	0	0%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,55	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	3	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	4	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	5	1x3x1 AA325	A	0,52	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	6	1x3x1 AA325	A	4,92	686	606	116	123	20%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	7	1x3x1 AA325	A	2,33	686	606	116	123	20%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	69	65	11%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	69	65	11%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	64	63	27%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	142	103	41%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCÊANA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	1	1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCÊANA	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1	1	0%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	368	287	54%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,19	899	725	368	287	41%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,55	582	474	165	114	42%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,55	582	474	165	114	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,59	582	474	165	114	28%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,39	582	474	100	154	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	99	153	32%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,51	582	474	99	153	44%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,55	582	474	99	153	44%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,41	1.528	1.233	69	82	7%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,47	1.528	1.233	260	256	21%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	10,04	686	606	194	176	29%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	103	103	17%
LN60 6036 01 GODIGANA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	103	103	14%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	103	103	26%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0	0	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	3	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	103	103	45%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	177	121	51%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	38	32	11%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	1,54	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	0,36	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,20	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	0,45	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	9	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	38	32	6%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	2,58	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA175	A	0,81	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,41	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	2,52	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	1,20	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	0	0	0%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	254	213	29%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	254	213	37%
LN60 6043 01 CAPARIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,23	582	474	189	138	33%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,51	686	606	400	320	59%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	5,17	686	606	218	183	32%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	440	440	73%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	222	171	32%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	0,04	362	261	71	56	22%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	2	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	71	56	16%
LN60 6048 PALHAVÁ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,55	582	474	121	116	25%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	114	73	17%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	488	114	73	21%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,54	899	725	114	73	13%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	7,03	582	474	88	88	19%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AKXJ400	S	2,45	582	474	186	171	36%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,08	582	474	186	171	36%
LN60 6068 PALHAVÁ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,26	582	474	171	228	48%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,17	582	474	201	218	46%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,19	582	474	248	229	48%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	184	184	64%
LN60 6075 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	69	52	18%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,84	386	325	118	119	37%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,98	899	725	269	186	30%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	269	186	39%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	269	186	39%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	269	186	39%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	269	186	39%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	235	233	38%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	235	233	38%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	235	233	38%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	235	233	38%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,97	899	725	235	233	32%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,87	386	325	155	112	40%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1.528	1.233	222	229	19%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1.528	1.233	221	228	18%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,89	582	474	110	74	19%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,46	582	474	135	92	23%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,66	582	474	135	92	23%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	200	200	42%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,32	582	474	102	71	18%
LN60 6090 PALHAVÁ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	126	129	40%
LN60 6091 PALHAVÁ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	131	156	48%
LN60 6092 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,73	386	325	43	48	15%
LN60 6093 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,72	386	325	101	113	35%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AL1200	S	0,37	1.669	1.403	233	240	17%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	150	152	32%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,63	582	474	140	136	29%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,00	582	474	1	1	0%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,29	582	474	1	1	0%
LN60 6100 PALHAVÁ-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,75	582	474	239	266	56%
LN60 6101 MATACÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	544	384	106	94	24%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,78	386	325	87	84	26%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,12	582	474	87	84	18%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,79	386	325	99	105	32%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,22	582	474	99	105	22%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	105	90	32%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	117	76	9%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	117	76	20%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,11	386	325	111	84	29%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,70	686	606	228	159	33%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	111	84	32%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1.372	1.212	70	60	5%
LN60 6106 01 ABÓBODA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	70	60	13%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,09	386	325	100	78	26%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	168	136	24%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	100	78	30%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,93	582	474	114	147	31%
LN60 6109 PALHAVÁ-METRO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	1	1	0%
LN60 6110 PALHAVÁ-METRO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	153	146	31%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,35	582	474	219	119	38%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,40	582	474	219	119	38%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	219	119	49%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	219	119	49%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,38	582	474	233	231	49%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	233	231	58%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	338	279	49%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	109	118	29%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	110	120	30%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	87	83	11%
LN60 6120 MATACÃES- PC A DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,10	686	606	243	244	40%
LN60 6120 MATACÃES- PC A DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	243	244	61%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	182	170	28%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	182	170	44%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	183	172	45%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	183	172	28%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	355	289	52%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	355	289	52%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,04	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,07	582	474	0	0	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	3	1x3x1 AA325	A	14,30	686	606	1	1	0%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	48	51	8%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	2	1x3x1 AA325	A	11,73	686	606	48	52	8%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	214	206	43%
LN60 6131 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,44	582	474	5	5	1%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,43	582	474	130	124	26%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	38	118	25%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	171	123	29%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,52	386	325	61	46	16%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	1	1	0%
LN60 6138 QUINTA DA CALDEIRA-LOURES	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	0	0	0%
LN60 6139 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	6,25	386	325	78	66	20%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	268	279	46%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	196	191	32%
LN60 6146 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,02	582	474	0	0	0%
LN60 6147 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,02	582	474	109	98	21%
LN60 6148 ANAIA-PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	2,64	387	279	0	0	0%
LN60 6149 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6150 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,96	582	474	142	182	38%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	292	348	57%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,25	899	725	198	200	28%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	198	200	33%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,24	899	725	214	216	30%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 AA325	A	10,40	686	606	214	216	36%
LN60 6154 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,02	2.050	1.653	624	631	38%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	100	84	22%
LN60 6155 VALE DO TEIO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	37	36	9%
LN60 6155 VALE DO TEIO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	137	119	20%
LN60 6155 VALE DO TEIO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	137	119	30%
LN60 6156 RIO DE MOURO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	0	0	0%
LN60 6158 CARRICHE-SENHOR ROUBADO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,82	582	474	185	152	32%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,05	582	474	177	139	30%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	177	139	39%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,36	899	725	121	88	13%
LN60 6162 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,02	582	474	175	149	31%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	71	56	16%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,30	451	401	70	63	16%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	582	474	70	63	13%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	210	169	31%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	210	169	31%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,22	899	725	210	169	23%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,50	686	606	53	40	8%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	76	73	17%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 AA325	A	4,68	1.372	1.212	410	326	30%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 AA325	A	0,02	1.089	769	410	326	42%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	0,44	1.372	1.212	410	326	30%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,34	1.528	1.233	410	326	27%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,74	1.528	1.233	410	326	27%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	6	2x3x1 AA325	A	4,04	1.372	1.212	410	326	30%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,14	582	474	112	73	19%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	4,99	582	474	112	73	19%
LN60 6170 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,02	2.050	1.653	624	631	38%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1.372	1.212	297	292	24%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,28	582	474	131	120	25%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,81	899	725	131	120	17%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,45	582	474	131	120	25%
LN60 6175 MATACÃES-JOGUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	85	85	21%
LN60 6175 MATACÃES-JOGUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	2	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	95	95	24%
LN60 6175 MATACÃES-JOGUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	179	179	30%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,67	582	474	182	176	37%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE-AEROPORTO II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,67	582	474	12	12	3%
LN60 6178 CABEDA - CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	253	262	43%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	168	143	37%
LN60 6180 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ III	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,02	2.050	1.653	624	631	38%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	101	138	23%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	101	138	29%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	119	115	19%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	119	115	24%
LN60 6188 SABUGO-P.E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	232	231	58%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0	0	0%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATACÃES	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1.372	1.212	585	583	48%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1.372	1.212	417	372	31%
LN60 6193 PALHAVÁ-LUZ	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,44	582	474	135	91	23%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,20	582	474	124	96	21%
LN60 6195 PALHAVÁ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,35	582	474	161	148	31%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	204	198	33%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,04	899	725	204	198	27%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	80	79	20%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,04	899	725	80	79	11%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL I	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1.834	1.541	681	624	40%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1.834	1.541	717	657	43%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	2x3x1 LXHIOLE400	S	0,00	989	806	151	147	18%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,58	582	474	151	147	31%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,98	582	474	108	61	19%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	173	160	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,43	1.528	1.233	390	407	33%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	2x3x1 AA325	A	0,01	1.089	769	407	407	53%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	1x3x1 AC380	A	0,18	1.425	1.365	390	407	30%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	2x3x1 AA325	A	3,40	1.372	1.212	390	407	34%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	1,69	1.425	1.365	390	407	30%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,23	582	474	1	1	0%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	1	1x3x2 AA325	A	0,27	1.089	769	202	266	35%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PC PIAS	2	2x3x1 AA325	A	18,65	1.372	1.212	202	266	22%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	17,95	686	606	180	256	42%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁCOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	144	147	24%
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁCOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	145	149	25%
LN60 6212 MONTEMOR-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,57	451	401	113	115	29%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1.372	1.212	273	279	23%
LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	11,31	686	606	1	1	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1.230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1.089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1.372	1.212	301	248	22%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	1	1	0%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	2	1x3x1 AA160	A	16,62	362	261	1	1	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	185	184	70%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x3x1 AA260	A	9,76	475	338	129	150	44%
LN60 6221 POMBAL (REN)-POMBAL	1	1x3x1 CU300	A	0,04	1.012	945	599	555	59%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	189	197	32%
LN60 6223 OURÉM-AZÓIA	1	1x3x1 AA325	A	20,17	544	384	1	1	0%
LN60 6225 AZÓIA-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	10,17	615	431	295	275	64%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1.230	861	293	255	30%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	2	2x3x1 AA325	A	0,30	1.372	1.212	293	255	21%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1.372	1.212	297	258	22%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1.230	861	487	448	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1.230	861	487	448	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1.445	1.004	487	448	45%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	203	181	47%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	6,85	451	401	110	110	27%
LN60 6231 S. JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	75	69	16%
LN60 6231 S. JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	75	69	18%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	199	181	42%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1.372	1.212	376	366	30%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	146	121	31%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	233	250	34%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	3	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	233	250	65%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,40	451	401	123	120	30%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,24	386	325	138	156	48%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	138	156	39%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	138	156	33%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	0	0	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	3	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,21	386	325	0	0	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,18	386	325	90	91	28%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	90	91	35%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0	0	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,20	386	325	0	0	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	0,30	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	90	90	22%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	90	90	43%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	90	90	19%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	5	5	1%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	5	5	1%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	127	129	21%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	103	103	31%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	190	168	44%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	190	168	28%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	124	111	34%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	28	29	11%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,80	544	384	337	323	84%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	2x3x1 AA235	A	7,62	1.089	769	232	251	33%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,60	686	606	232	251	41%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	157	141	37%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	79	71	21%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	79	70	12%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1.089	769	292	316	41%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	78	71	21%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	0,06	460	329	0	0	0%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	108	106	17%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	12,07	686	606	108	106	17%
LN60 6251 LOURINHÃ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	350	253	1	1	0%
LN60 6251 LOURINHÃ-ATOUGUIA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	1	1	0%
LN60 6252 SERRA D'EL-REI (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	5,07	350	253	192	191	76%
LN60 6253 PO (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,50	350	253	81	81	32%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	5	5	2%
LN60 6256 SANTA CITA-IFM	1	1x3x1 AA160	A	3,13	362	261	27	25	9%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	18	18	3%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	275	259	43%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	5,40	544	384	275	260	68%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	292	277	46%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,81	451	401	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	1	2x3x1 AA325	A	0,18	1.372	1.212	350	330	27%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	2	2x3x1 AA325	A	10,99	1.372	1.212	350	331	27%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	171	161	27%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	2	1x3x1 AA235	A	10,71	460	329	171	161	49%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,46	386	325	56	54	17%
LN60 6261 TAVIRA (REN) - AMEIXIAL	1	2x3x1 AA325	A	5,20	1.372	1.212	299	296	24%
LN60 6261 TAVIRA (REN) - AMEIXIAL	2	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	299	284	35%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	64	69	11%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	64	69	26%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	161	134	19%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	2x3x1 AA325	A	1,35	1.372	1.212	161	134	12%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,87	1.528	1.233	212	306	25%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	A	12,45	1.372	1.212	212	306	25%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	173	169	28%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	55	49	10%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,39	582	474	55	49	10%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,60	386	325	88	90	28%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1.372	1.212	124	107	9%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,18	1.528	1.233	124	107	9%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,58	582	474	69	52	12%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,92	350	253	0	0	0%
LN60 6272 01 BAIRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	202	201	50%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	11,27	544	384	1	1	0%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	2	1x3x1 AA325	A	5,18	544	384	202	201	52%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	0	0	0%
LN60 6273 PC PIAS - EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	0	0	0%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	135	238	50%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,97	582	474	135	238	50%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	48	50	13%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,55	582	474	1	1	0%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	2	1x3x1 AA160	A	9,32	451	401	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,52	899	725	1	1	0%
LN60 6280 PC A DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	165	194	32%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	165	194	48%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,89	582	474	82	80	17%
LN60 6283 MERCEANA-MATACÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	68	50	13%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	11	11	3%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	11	11	2%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	132	114	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	4	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	132	114	22%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	5	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,41	989	806	132	114	14%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	48	49	8%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	48	49	9%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	48	49	8%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	2	2	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	2	2	0%
LN60 6289 ALCobaÇA-TURQUEL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,00	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaÇA-TURQUEL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaÇA-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1	1	0%
LN60 6289 ALCobaÇA-TURQUEL	4	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1	1	0%
LN60 6290 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	142	124	26%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	24,87	686	606	304	297	49%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,07	899	725	304	297	41%
LN60 6293 PS ALTO SÃO JOÃO-PENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,44	582	474	210	228	48%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,71	582	474	129	164	35%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,13	582	474	108	124	26%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	2	2x3x1 AA160	A	12,10	902	802	0	0	0%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	85	105	13%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA325	A	2,50	686	606	85	105	17%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,49	582	474	155	164	35%
LN60 6303 COINA-VILA CHÁ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	93	73	21%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCobaÇA	1	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	125	103	27%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCobaÇA	2	1x3x1 AA325	A	0,10	686	606	125	103	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCobaÇA	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	125	103	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCobaÇA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	125	103	14%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	2,33	1.372	1.212	344	326	27%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	5,31	1.372	1.212	344	326	27%
LN60 6314 TAVIRA (REN) - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1.372	1.212	319	416	34%
LN60 6334 CAEIRA - VIANA	1	1x3x1 AA325	A	27,91	686	606	117	117	19%
LN60 6340 ALMEIRIM - ALPIARÇA	1	1x3x1 AA325	A	11,01	686	606	92	107	18%
LN60 6340 ALMEIRIM - ALPIARÇA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,19	582	474	92	107	23%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	1	1x3x1 AA160	A	11,46	451	401	1	1	0%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	2	1x3x1 AA105	A	3,08	285	208	1	1	0%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	64	72	15%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	42	47	10%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	106	119	16%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	4	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	106	119	20%
LN60 6345 PS TRAIJUCE - BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	1	1	0%
LN60 6345 PS TRAIJUCE - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	2x3x1 AA160	A	8,87	902	802	166	233	29%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	1x3x1 AA325	A	0,40	686	606	166	233	38%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1.100	969	277	409	42%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,45	1.528	1.233	277	409	33%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	3	2x3x1 AA325	A	7,13	1.372	1.212	277	409	34%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PÉRA	1	1x3x2 AA160	A	10,80	902	802	143	198	25%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PÉRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,46	899	725	143	198	27%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	14,86	686	606	102	95	16%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,09	1.528	1.233	149	240	19%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	1x3x2 AA325	A	2,47	1.089	769	149	240	31%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	1	1x3x1 CU400	I	0,06	1.100	969	276	407	42%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,41	1.528	1.233	276	407	33%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	3	2x3x1 AA325	A	7,16	1.372	1.212	276	407	34%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,43	451	401	81	81	20%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÔNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	350	253	82	85	34%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	1	1x3x1 AA160	A	0,87	451	401	41	42	11%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	2	1x3x1 AA160	A	18,11	451	401	123	127	32%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALIEZUR	3	1x3x1 AA160	A	12,61	451	401	168	171	43%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,19	582	474	1	1	0%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	1	1	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	1	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	349	324	24%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	2	2x3x1 AA325	A	2,30	1.372	1.212	349	324	27%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	39	34	6%
LN60 6389 DIVOR(REN)-CERAMICA	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	50	54	9%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,08	1.834	1.541	1.002	982	64%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,10	1.834	1.541	0	0	0%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,71	582	474	247	254	54%
LN60 6396 PS PALHAVÁ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,99	582	474	172	145	31%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,79	582	474	2	2	0%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x2 AA325	A	7,00	1.089	769	5	5	1%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	5,14	582	474	112	5	19%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	138	138	36%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,34	582	474	89	85	18%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	89	85	34%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,28	899	725	91	128	18%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA160	A	2,67	451	401	91	128	32%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	51	51	13%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,95	582	474	81	60	14%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1.372	1.212	91	70	7%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1.425	1.365	91	70	6%
LN60 6465 CV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,64	899	725	311	311	43%
LN60 6465 CV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	4,25	686	606	311	311	51%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,79	544	384	204	240	63%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,46	686	606	204	240	40%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,37	1.372	1.212	251	339	28%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	254	249	65%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,49	544	384	232	216	56%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXK400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,40	544	384	2	2	1%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	212	216	36%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	212	216	36%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	126	125	48%
LN60 6507 01 VALE FIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	31	49	12%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	0	0	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	31	49	8%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	3	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	31	49	8%
LN60 6507 ENTRONCAMENTO-S.BENTO	4	1x3x1 AA160	A	7,93	451	401	31	49	12%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	27	25	6%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	2	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2	2	1%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	3	1x3x1 LXHI0E1000	S	0,09	899	725	27	25	3%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2	2	0%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	64	71	12%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	70	66	17%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	359	355	59%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	204	240	63%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALURGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	30	27	15%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	205	209	54%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	4,21	544	384	268	290	76%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	2	2	1%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	2	2	0%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	144	144	37%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	33,45	544	384	157	179	47%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHI0E1000	S	0,11	899	725	76	46	8%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	76	46	14%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	99	98	26%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	112	105	27%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	18	41	11%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	47	45	12%
LN60 6542 GLÓRIA-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	19,23	686	606	55	62	10%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	208	199	52%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	173	132	25%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	378	353	58%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	2	2x3x1 AA160	A	16,69	723	523	378	352	67%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	544	384	375	372	97%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	170	197	32%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	324	314	82%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 6552 GLÓRIA-MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	12,28	544	384	42	41	11%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	385	382	63%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	544	384	81	78	20%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	1	1	0%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	226	226	56%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	145	145	36%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	161	158	39%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,10	451	401	161	158	40%
LN60 6563 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	64	65	16%
LN60 6563 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	3,80	686	606	302	326	54%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	2	2	1%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,84	451	401	1	1	0%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	64	65	16%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	21,89	451	401	64	65	16%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	121	143	37%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,48	686	606	121	143	24%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,10	451	401	204	237	59%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS I	1	2x3x1 LXHI0E1000	S	0,34	1.528	1.233	453	488	40%
LN60 6572 ENVIROIL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	1	1	0%
LN60 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHI0E630	S	1,38	740	599	197	195	33%
LN60 6574 FONTAINHAS-ALCANEDE	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	134	127	16%
LN60 6575 ZÊZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1.372	1.212	478	468	39%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EOLICO AMÉNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	170	164	41%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	163	159	26%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	42	41	7%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHI0E1000	S	0,47	899	725	195	241	33%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	195	241	40%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS II	1	2x3x1 LXHI0E1000	S	0,36	1.528	1.233	427	460	37%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,84	451	401	99	98	24%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	99	98	24%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	119	114	19%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	544	384	157	149	39%
LN60 6584 S. VICENTE-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	30,60	544	384	2	2	0%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	103	133	22%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 LXHI0E1000	S	0,06	899	725	250	250	35%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	250	250	43%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	250	250	41%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	161	160	27%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	161	160	26%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN) - SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1.372	1.212	241	260	21%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1.372	1.212	334	308	25%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	174	150	25%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,40	1.372	1.212	173	150	13%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1.372	1.212	1	1	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1.372	1.212	126	116	10%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	6,72	1.089	769	381	351	46%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHI0E1000	S	0,60	1.528	1.233	381	351	28%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1.089	769	381	351	46%
LN60 6593 PONTÃO-ALVAÍZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,70	686	606	164	162	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0E400	S	5,32	582	474	121	152	32%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHI0E400	S	2,08	582	474	140	128	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHI0E400	S	9,97	582	474	140	128	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	3	1x3x1 AXKJ400	S	0,16	582	474	140	128	27%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0E400	S	6,28	582	474	119	148	31%
LN60 AMARANTE-FELGUZEIROS/PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	5,04	1.372	1.212	199	187	15%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,05	740	599	86	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	2	1x3x1 LXHI0E630	S	0,00	740	599	89	52	12%
LN60 ANTAS-LAPA	3	1x3x1 LXCVC630	S	2,48	740	599	87	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	4	1x3x1 LXCVC630	S	2,49	740	599	86	54	12%
LN60 ANTAS-LAPA	5	1x3x1 LXHI0E630	S	0,02	740	599	86	53	12%
LN60 ANTAS-LAPA	6	1x3x1 LXCVC630	S	2,48	740	599	86	54	12%
LN60 ANTAS-VITORIA	1	1x3x1 LXHI0E630	S	1,53	740	599	87	97	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	2	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	86	95	15%
LN60 ANTAS-VITORIA	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	88	98	16%
LN60 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	56	58	18%
LN60 BEJA-P.INDUSTRIAL BEJA	1	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	54	47	12%
LN60 BEJA-P.INDUSTRIAL BEJA	2	1x3x1 AA325	A	1,20	686	606	54	47	8%
LN60 BUSTOS-VOLCALIS	1	1x3x1 AA160	A	2,10	451	401	47	47	12%
LN60 BUSTOS-VOLCALIS	2	1x3x1 LXHI0E400	S	0,10	582	474	47	47	10%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 CARRICHE-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,75	582	474	142	183	39%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1.528	1.233	319	282	23%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	2	2x3x1 AA325	A	2,80	1.372	1.212	319	282	23%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LFCV630	S	1,33	740	599	121	145	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXCV630	S	0,63	740	599	121	145	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LFCV630	S	0,57	740	599	121	145	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	120	144	24%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	5	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	119	143	23%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	1	1x3x1 AC380	A	0,87	1.425	1.365	981	968	71%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	2	2x3x1 AA325	A	3,90	1.372	1.212	982	968	80%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	3	1x3x1 AC380	A	1,70	1.425	1.365	981	968	71%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR I / CAEIRA I	1	1x3x1 AA325	A	10,86	686	606	97	84	14%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR I / CAEIRA I	2	1x3x1 AA160	A	17,46	451	401	97	84	21%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR I / CAEIRA I	3	1x3x1 AA160	A	14,98	451	401	0	0	0%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR II / CAEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	10,85	686	606	97	84	14%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR II / CAEIRA II	2	1x3x1 AA160	A	17,47	451	401	97	84	21%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR II / CAEIRA II	3	1x3x1 AA160	A	14,98	451	401	0	0	0%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	1	2x3x1 AA160	A	4,31	723	523	337	337	64%
LN60 ESGUEIRA-PS CACIA	2	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	337	337	56%
LN60 ESTREMOZ (REN)-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	25,65	686	606	107	141	23%
LN60 ESTREMOZ (REN)-MARANHÃO	2	1x3x1 AA160	A	18,62	362	261	108	142	54%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	1	2x3x1 CU120	A	1,42	816	595	2	2	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	2	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0	0	0%
LN60 EXPORPLAS-ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	2	2	0%
LN60 FAMILIÇÃO(REN)-VILA CONDE	1	2x3x1 AA325	A	10,61	1.280	1.080	403	376	35%
LN60 FERREIRA REN-ALUSTREL II	1	1x3x1 AA325	A	23,37	686	606	272	275	45%
LN60 LANHESES-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	12,52	686	606	364	351	58%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	59	61	19%
LN60 MOSCAVIDE-CALVANAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,74	582	474	4	4	1%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	1	2x3x1 CU120	A	10,81	816	595	75	75	13%
LN60 NOGUEIRA REGEDOURA-EXPORPLAS	2	1x3x1 AA325	A	0,30	686	606	76	76	12%
LN60 P INDUSTRIAL BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	1,20	686	606	0	0	0%
LN60 P INDUSTRIAL BEJA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	21,20	451	401	0	0	0%
LN60 PC CAVERNÃES-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	11,33	686	606	84	72	12%
LN60 PC CAVERNÃES-SÁTÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,30	686	606	84	72	12%
LN60 PC DECRISTE-LANHESES	1	1x3x1 AA325	A	6,75	686	606	470	444	73%
LN60 PC ORBACEM-VILA NOVA DE CERVEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,78	686	606	209	210	35%
LN60 PC ORBACEM-VILA NOVA DE CERVEIRA	2	1x3x1 AA325	A	10,78	544	384	209	210	55%
LN60 PE PENACOVA (PRE)-PAMPILHOSA	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,11	740	599	405	405	68%
LN60 PE PENACOVA (PRE)-PAMPILHOSA	2	1x3x1 AA325	A	9,70	686	606	405	405	67%
LN60 PE VIGIA (PRE)-PC RIBABELDE	1	1x3x1 AA325	A	6,30	544	384	250	250	65%
LN60 PE VIGIA (PRE)-PC RIBABELDE	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,10	740	599	250	250	42%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	1,60	686	606	151	149	25%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 AA325	A	18,64	544	384	1	1	0%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,10	899	725	151	149	21%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	4	1x3x1 AA325	A	20,65	544	384	151	149	39%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO/VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,17	686	606	150	147	24%
LN60 PRELADA-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	149	115	26%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,53	740	599	146	124	21%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	2	1x3x1 LXCV630	S	5,70	740	599	144	121	20%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCV630	S	1,62	740	599	240	203	34%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,00	740	599	248	204	34%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LFCV630	S	2,37	740	599	241	205	34%
LN60 PS CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,80	899	725	324	324	45%
LN60 PS CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	0,50	686	606	1	1	0%
LN60 SANGUEDO-AMORIM	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,10	582	474	42	42	9%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	95	90	23%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,80	686	606	129	125	21%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	129	125	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	4	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	95	90	17%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA	5	2x3x1 AA160	A	0,01	723	523	129	126	24%
LN60 SANGUEDO-BARBOSA & ALMEIDA/PEDROSO	1	1x3x1 AC380	A	2,16	1.425	1.365	175	164	12%
LN60 SANTIAGO - GRÃNDOLA	1	1x3x1 AA325	A	18,30	686	606	111	95	16%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	1	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	2	2	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	2	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0	0	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	3	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	4	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	5	1x3x1 AA235	A	9,09	460	329	47	42	13%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO	6	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	47	42	7%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	48	44	17%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	1	1x3x1 AA235	A	7,60	460	329	120	110	33%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	2	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	120	110	18%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	120	110	18%
LN60 TURIZ-AMARES	1	2x3x1 AA325	A	9,82	1.372	1.212	162	152	13%
LN60 VILA NOVA DE CERVEIRA -VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	7,98	544	384	106	110	29%
LN60 VILA NOVA DE CERVEIRA -VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	1,79	686	606	105	110	18%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-PC CELTEJO	1	1x3x1 AA325	A	1,00	686	606	144	143	24%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-PC CELTEJO	2	1x3x1 AA325	A	0,78	686	606	144	143	24%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CENTRAL DE BIOMASSA DE VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	239	239	40%
LN60 VISO-PC CAVERNÃES	1	1x3x1 AA325	A	0,30	686	606	128	130	22%
LN60 VISO-PC CAVERNÃES	2	1x3x1 AA325	A	5,30	686	606	128	130	22%
LN60 VNFAMILIÇÃO (REN)-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	7,94	1.372	1.212	653	626	52%
LN60 VNFAMILIÇÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,80	460	329	1	1	0%
LN60 VNFAMILIÇÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	2	2x3x1 AA325	A	7,26	1.089	769	188	175	23%
LN60 VNFAMILIÇÃO (REN)-REQUIÃO/ALVELOS	3	2x3x1 AA325	A	10,78	1.372	1.212	188	175	14%

Página em branco

ANEXO 5 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT 31.12.2018 (PREVISÃO)

Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [t]
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	22,3	22,3	22,3	9,0	62,0	28,0	90,0	10	2	2	2	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	AT/MT	60/15	15	49,9	46,8	49,9	11,0	193,1	35,9	229,0	21	5	4	5	0
SÃO JOÃO DOS CALDEIREIROS	Odemira	MT/MT	30/15	15	0,6	0,4	0,4	1,0	57,9	0,0	57,9	58	1	0	1	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	AT/MT	60/30	30	27,0	23,5	27,0	7,0	195,2	11,2	206,4	29	4	3	4	0
SÃO JULIÃO	Figueira da Foz	AT/MT	60/15	15	14,2	10,6	14,2	7,0	35,2	34,0	69,2	10	2	2	2	0
SÃO MARCOS	Síntoa	AT/MT	60/10	10	10,5	11,5	11,5	15,0	1,7	37,0	38,7	3	1	1	1	0
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	AT/MT	60/15	15	33,8	33,6	33,8	13,0	88,3	67,6	155,9	12	3	3	3	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	AT/MT	60/15	15	53,2	52,5	53,5	11,0	132,1	14,3	146,4	13	5	5	5	0
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	24,6	22,3	24,6	10,0	206,6	13,4	220,0	22	2	2	2	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	30	16,4	10,5	16,4	9,0	121,7	17,9	139,5	16	2	1	2	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	15	22,2	20,8	22,2	12,0	81,9	79,4	161,2	13	2	2	2	0
SÃO TEOFÔNIO	Odemira	AT/MT	60/30	30	4,6	4,4	4,6	4,0	233,2	12,5	245,7	61	1	1	1	1
SÃO TEOFÔNIO	Odemira	AT/MT	60/30	15	3,6	4,1	4,1	3,0	120,0	10,4	130,4	43	1	1	1	0
SÃO VICENTE	Portalegre	AT/MT	60/30	30	18,9	16,3	18,9	9,0	324,2	33,4	357,6	40	2	2	2	2
SÁTÃO	Sátão	AT/MT	60/15	15	8,6	7,5	8,6	6,0	207,2	7,2	214,4	36	1	1	1	1
SEJA	Sela	AT/MT	60/15	15	12,5	10,9	12,5	8,0	160,2	13,3	173,5	22	1	2	2	0
SEJAL	Sejál	AT/MT	60/15	15	19,4	15,7	19,4	8,0	1,4	65,6	67,0	8	2	2	2	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	19,7	15,7	19,7	13,0	6,9	47,8	54,7	4	2	1	2	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	AT/MT	60/30	30	6,2	7,2	7,2	7,0	605,9	7,0	612,9	88	1	1	1	6
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	15	2,4	2,7	2,7	3,0	69,2	8,5	77,7	26	1	1	1	0
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	30	7,1	9,8	9,8	7,0	540,1	1,9	542,1	77	1	1	1	4
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	18,9	16,1	18,9	9,0	4,6	36,2	40,7	5	2	2	2	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	AT/MT	60/15	15	24,9	24,2	24,9	6,0	247,9	31,1	279,1	47	4	4	4	2
SERTÁ	Sertã	AT/MT	60/15	15	12,0	10,4	12,0	9,0	372,8	18,0	390,8	43	1	1	1	2
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	19,3	14,6	19,3	5,0	22,0	47,1	69,1	4	3	4	4	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	AT/MT	60/15	15	8,1	7,0	8,1	6,0	161,0	5,0	166,0	28	1	1	1	0
SILVES	Silves	AT/MT	60/15	15	7,6	8,6	8,6	5,0	92,8	18,6	111,4	22	2	2	2	0
SOBRAL MONTE AGRADO	Sobral de Monte Agraço	MT/MT	30/10	10	4,6	2,9	4,6	6,0	33,9	2,8	36,7	6	1	0	1	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	15	16,9	12,1	16,9	7,0	3,2	60,4	63,5	9	2	2	2	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	30	11,7	12,8	12,8	3,0	7,6	14,7	22,3	7	4	4	4	0
SOURCE	Soure	AT/MT	60/30	30	6,9	6,4	6,9	6,0	144,2	5,5	149,7	25	1	1	1	0
SOUZA	Felgueiras	AT/MT	60/15	15	24,1	22,4	24,1	6,0	80,4	3,5	83,9	14	4	4	4	0
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	AT/MT	60/30	30	11,2	8,9	11,2	6,0	386,7	11,5	398,3	66	2	1	2	3
TALAGUEIRA	Castelo Branco	AT/MT	60/30	30	37,7	27,8	37,7	12,0	404,0	75,5	480,5	40	3	2	3	3
TAVEIRO	Coimbra	AT/MT	60/15	15	14,7	11,6	14,7	7,0	116,2	7,8	124,0	18	2	2	2	0
TAVIRA	Tavira	AT/MT	60/15	15	19,6	26,5	26,5	11,0	198,9	74,3	273,3	25	2	2	2	1
TELHEIRA	Vila Real	AT/MT	60/30	30	30,6	23,6	30,6	10,0	247,9	39,3	287,1	29	3	2	3	1

Página em branco

ANEXO 6 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo 6.A – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 6.B – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 6.C – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2023 (Previsão)

No presente anexo apresenta-se a estimativa de capacidade de receção de potência de produção para a RND prevista em 2018, 2020 e 2023 de acordo com o plano de desenvolvimento apresentado.

Para cada Subestação AT/MT e Posto de Corte AT foi avaliada a capacidade de recepção de potência no(s) barramento(s) de alta e média tensão considerando a potência dos centros electroprodutores existentes ou com ligação comprometida na RND.

Nota explicativa para a leitura da tabela

- A capacidade indicada na coluna "Grupo de Subestações" representa o limite da capacidade tomada conjuntamente pelas SE que compõe o grupo.
- Capacidades representadas por hífen "-" indicam que não é possível proceder a mais ligações nesse nível de tensão.
- Capacidades com valores numéricos indicam o valor máximo de receção ao nível do barramento, porém limitadas pela possibilidade de ampliação do barramento para novas ligações e na rede MT também pela capacidade da rede MT existente.

A indicação das capacidades disponíveis nos níveis de média e alta tensão não dispensa o cumprimento do preconizado no Regulamento de Relações Comerciais sobre a definição do nível de tensão de ligação para centros electroprodutores em função da sua potência. Assim, a indicação de valores de capacidade superiores aos dos respetivos níveis devem ser entendidos como disponibilidade para múltiplos produtores até à capacidade indicada.

Excepto nas subestações identificadas com (*) as capacidades indicadas foram avaliadas não contemplando o investimento avultado em novas infraestruturas, nomeadamente no reforço de potência em SE, na instalação de barramento AT ou no reforço da alimentação AT, pelo que a efetiva capacidade disponível aumentará com a realização de tais acções. Nas subestações identificadas com (*) a expansão do andar AT para novas ligações é limitada, podendo ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.

As capacidades de receção das subestações da RND, no conjunto de uma zona de rede, estão limitadas à capacidade de receção dessa zona de rede a montante, na RNT, indicada nas últimas colunas de cada tabela. As capacidades de receção em cada zona de rede são estabelecidas pelo operador da RNT, e são as que constam na "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2017".

Página em branco

ANEXO 6.A – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2018 (PREVISÃO)

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Monchique	MONCHIQUE	10,85	0,00	-	0,0	-	-	11,7	11,7	Portimão ⁽¹²⁷⁾	54	0
Aljezur	ALJEZUR	0,00	0,00	-	9,0	-	-	11,7				
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	5,20	0,00	11,7	-	-	11,7	11,7				
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,45	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Portimão	PORTIMÃO	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Aljezur	POLDRA	58,35	1,00	-	-	-	0,0	0,0	24,6	Tunes ⁽¹²⁷⁾	54	100
Lagos	LAGOS	14,01	5,00	-	24,6	-	24,6	24,6				
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,04	0,00	-	5,9	-	5,9	5,9				
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,00	0,00	-	12,0	-	35,5	35,5	76,0	116,7	54	100
Silves	SILVES (*)	0,61	0,00	-	17,3	-	81,4	81,4				
Silves	TUNES (4)	14,00	0,33	-	14,0	-	-	14,0				
Albufeira	ALBUFEIRA	6,00	0,00	-	27,0	-	76,0	76,0				
Albufeira	MONTECHORO	0,00	0,00	-	28,3	-	76,0	76,0				
Loulé	VILAMOURA	0,00	0,00	-	33,0	-	76,0	76,0				
Loulé	VILAMOURA B (*) (9)	0,00	0,00	-	28,3	-	49,2	49,2				
Lagoa	LAMEIRAS	0,00	3,77	-	-	-	51,5	51,5				
Lagoa	LAGOA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	-				
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0,00	0,38	-	32,6	-	51,5	51,5				
Loulé	LOULÉ	4,00	0,00	-	17,0	-	29,6	29,6	29,6	Estoi ⁽¹²⁶⁾	53	0
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,78	19,36	-	11,2	-	26,9	26,9				
Loulé	ALMANCIL	0,00	0,00	-	28,3	-	82,9	82,9	82,9	184,4	53	0
Loulé	QUARTEIRA (9)	0,00	0,00	-	0,0	-	82,9	82,9				
Faro	FARO	0,00	0,00	-	33,0	-	-	-				
Faro	BRACIAIS	0,00	1,29	-	19,7	-	81,6	81,6	81,6	73,9	53	0
Faro	TORRE NATAL	1,12	0,00	-	19,8	-	55,2	55,2				
Olhão	OLHÃO	2,15	0,00	-	18,8	-	57,6	57,6				
Tavira	TAVIRA	0,00	0,00	-	21,0	-	57,6	57,6	57,6	Tavira ⁽¹²⁶⁾	53	0
Tavira	CONCEIÇÃO	0,00	0,00	-	-	-	73,8	73,8				
Castro Marim	CASTRO MARIM	0,00	0,00	-	18,0	-	41,6	41,6	41,6	13,1	53	0
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0,00	0,00	-	21,0	-	41,6	41,6				
Tavira	CACHOPO	7,50	0,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Ourique ⁽¹²⁵⁾	52 ^(a)	13
Loulé	AMEIXIAL	27,57	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Almodôvar	ALMODÔVAR	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,91	0,00	0,8	3,2	-	13,1	13,1	13,1	F. Alentejo ⁽¹²³⁾	51	0
Aljustrel	ALJUSTREL	1,85	0,00	17,5	5,8	-	20,0	20,0				
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,26	9,64	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	41,1	49	20
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	2,46	6,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	15,58	0,00	0,0	-	-	12,7	12,7	12,7	28,8	49	20
Beja	BEJA	0,00	0,00	27,3	5,7	-	28,3	28,3				
Moura	MOURA	0,00	1,09	9,4	-	-	39,9	39,9	39,9	28,8	49	20
Serpa	PIAS (*)	10,80	0,00	-	-	-	15,0	15,0				
Serpa	BRINCHES	12,68	0,00	15,0	-	-	15,0	15,0	15,0	29,5	49	20
Serpa	SERPA	0,00	0,00	13,5	4,5	-	15,0	15,0				
Moura	AMARELEJA	35,00	0,00	18,0	-	-	29,5	29,5	29,5	28,8	49	20
Portel	ÁLAMOS	0,00	0,00	-	-	-	28,8	28,8				
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,10	0,08	10,8	7,0	-	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Santiago do Cacém	SANTIAGO	0,00	10,43	7,5	-	-	7,5	7,5	7,5	Sines ⁽¹²¹⁾	47	0
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	0,00	5,00	8,1	7,8	-	22,3	22,3	22,3			
Sines	MONTE FEIO	17,76	0,38	14,9	0,0	-	62,7	62,7	62,7			
Alcácer do Sal	COMPORTA	0,00	0,00	18,0	-	-	18,0	18,0	18,0			
Estremoz	ESTREMOZ	9,86	0,00	5,8	5,2	-	40,1	40,1	40,1	Estremoz ⁽¹²²⁾	48A ^(a)	41
Arraiolos	CERÂMICA	0,00	0,00	18,0	-	-	62,9	62,9	62,9			
Elvas	ALCÁÇOVA	0,59	19,00	13,4	-	-	43,3	43,3	43,3			
Arronches	ARRONCHES	0,00	0,00	18,0	-	-	35,0	35,0	35,0			
Borba	BORBA	0,00	0,00	-	18,0	-	25,7	25,7	25,7			
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	0,00	14,80	-	6,2	-	25,7	25,7	25,7			
Alandroal	TERENA (5)	0,00	0,00	12,1	4,0	-	25,7	36,5	36,5	Évora ⁽¹²²⁾	48	0
Évora	CAEIRA	17,08	28,68	12,3	0,0	-	36,5	36,5				
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	6,50	25,00	8,4	-	-	8,4	8,4				
Évora	ÉVORA	2,50	0,00	-	26,3	-	-	26,3				
Montemor-o-Novo	MONTE MOR	0,00	8,00	7,8	0,0	-	7,8	7,8	182,0	Setúbal ⁽¹²⁰⁾	45	100
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,00	0,32	6,6	0,0	-	7,8	7,8				
Setúbal	TERRÓA (*)	0,00	0,00	-	21,0	-	-	40,9				
Setúbal	SADO (SE)	84,13	3,30	6,9	-	-	6,9	6,9				
Setúbal	SADO (PC)	0,00	0,00	-	-	-	6,9	6,9				
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,50	0,00	29,5	33,0	-	76,9	76,9				
Setúbal	BRASIL	1,55	0,00	-	19,4	-	-	19,4				
Montijo	PEGÕES	22,00	0,00	0,0	0,0	-	5,8	5,8				
Setúbal	ALGERUZ	0,00	0,00	-	-	-	148,0	148,0				
Moita	MOITA	2,53	0,00	-	30,5	-	31,7	31,7				
Palmela	CARRASCAS	5,00	0,00	6,90	7,0	-	31,7	31,7				
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,61	0,00	-	16,3	-	31,7	31,7				
Montijo	MONTEJO	0,00	8,68	-	28,3	-	31,2	31,2				
Alcochete	SÃO FRANCISCO	9,74	0,00	16,5	11,6	-	30,1	30,1				
Palmela	PINHAL NOVO	4,00	0,00	-	24,3	-	121,9	121,9	121,9	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44	100
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0,00	0,00	-	33,0	-	42,1	42,1	42,1			
Sesimbra	SANTANA	0,00	0,00	-	21,0	-	42,1	42,1	42,1			
Almada	AROEIRA	18,00	0,00	-	3,0	-	42,0	42,0	42,0			
Barreiro	COINA	0,00	12,70	-	17,3	-	55,0	55,0	55,0			
Barreiro	VILA CHÃ	0,00	0,00	-	18,0	-	37,4	37,4	37,4			
Seixal	MATA	0,00	0,00	-	-	-	65,6	65,6	65,6			
Seixal	FOGUETEIRO	4,73	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3			
Seixal	SEIXAL	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0			
Barreiro	BARREIRO	0,00	1,85	-	31,2	-	41,5	41,5	41,5			
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,63	0,00	-	27,7	-	49,6	49,6	49,6			
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	32,10	0,00	-	-	-	49,6	49,6	49,6			
Almada	SOBREDA	9,35	0,00	-	21,0	-	47,3	47,3	47,3	Trafaria ⁽¹²⁰⁾	44	100
Almada	LARANJEIRO	0,00	0,50	-	41,5	-	-	41,5	41,5			
Almada	PIE DADE	0,00	0,00	-	-	-	71,2	71,2	71,2			
Almada	PORTAGEM	1,98	0,00	-	40,0	-	-	40,0	40,0			
Almada	MUTELA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0			
Almada	COSTA DA CAPARICA	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3			
Lisboa	ALTO SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	-	-	204	204	204			

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Loures	MOSCAVIDE	0,00	2,85	-	-	18,1	242,8	242,8	242,8	Sacavém ⁽¹¹⁹⁾	42	100
Lisboa	EXPO NORTE	6,10	0,00	-	-	14,9	-	14,9				
Lisboa	EXPO SUL	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9				
Lisboa	GAGO COUTINHO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	AEROPORTO	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Loures	CAMARATE	0,00	0,00	-	-	18,0	28,4	28,4				
Loures	ANAIA	7,50	0,00	20,8	-	21,0	22,5	22,5				
Lisboa	MARVILA	0,00	0,40	-	-	41,6	-	41,6				
Benavente	CARRASCAL	0,00	14,26	4,7	-	-	4,7	4,7				
Benavente	MAXOQUEIRA	0,00	0,00	-	-	-	4,7	4,7				
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	0,00	0,00	4,7	-	-	4,7	4,7				
Coruche	CORUCHE	20,50	0,00	0,5	-	-	4,7	4,7				
Cascais	BIRRE	0,00	1,41	-	-	31,6	-	31,6	88,1	Trajouce ⁽¹¹⁹⁾	40	100
Cascais	CASCAIS	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Cascais	ESTORIL	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Cascais	ALCOITÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	88,1	88,1				
Cascais	ABÓBODA	4,77	0,14	-	-	16,0	47,7	47,7				
Cascais	PAREDE	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Sintra	CAPA ROTA	0,00	0,23	-	-	20,7	49,6	49,6				
Sintra	RANHOLAS	0,00	0,00	-	-	18,0	-	18,0				
Cascais	TRAJOUCE	0,00	0,00	-	-	-	90,6	90,6				
Oeiras	FIGUEIRINHA	1,41	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Oeiras	LEIÃO (8)	1,00	0,32	-	-	19,6	60,5	60,5				
Sintra	SÃO MARCOS	0,69	0,00	-	-	20,3	-	20,3				
Sintra	RIO MOURO	0,00	0,00	-	-	21,0	59,3	59,3				
Sintra	QUELUZ	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Amadora	VENTEIRA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Amadora	REBOLEIRA	3,34	0,14	-	-	17,5	-	17,5				
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,83	6,88	-	-	33,1	33,1	33,1				
Sintra	CACÉM (8)	0,00	1,10	-	-	40,9	60,5	60,5				
Sintra	MEM MARTINS	0,00	0,00	-	-	42,0	48,9	48,9				
Sintra	SABUGO	38,35	0,00	-	-	9,5	37,2	37,2				
Sintra	PERO PINHEIRO	0,00	1,00	-	-	20,0	-	20,0				
Sintra	JANAS	0,00	0,00	-	-	21,0	37,2	37,2				
Lisboa	ZAMBUJAL	0,00	0,00	-	-	42,0	203,1	203,1				
Oeiras	BARCARENA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Oeiras	MIRAFLORES	2,90	0,10	-	-	39,0	-	39,0				
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,67	0,00	-	-	40,3	-	40,3				
Lisboa	SÃO CIRO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	BOAVISTA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Amadora	VENDA NOVA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]					Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Lisboa	PALHAVÃ	0,00	0,00	-	-	-	194,7	194,7	194,7	Sete Rios ⁽¹¹⁹⁾	39	100
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	AMOREIRAS	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	PARQUE	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	SANTA MARTA	1,83	0,00	-	-	40,1	-	40,1				
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	NORTE	0,00	4,47	-	-	37,5	-	37,5				
Lisboa	ALAMEDA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	LUZ	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	COLOMBO	6,84	0,00	-	-	14,1	-	14,1				
Alenquer	MERCEANA	0,00	0,00	17,6	-	-	17,6	17,6	17,6	Carvoeira ⁽¹¹⁹⁾	38	0
Torres Vedras	MATACÃES	68,78	5,45	0,0	-	-	0,0	0,0				
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,28	9,28	-	-	-	0,0	0,0				
Lourinhã	LOURINHÃ	23,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,10	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0				
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0				
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0				
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,30	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Mafra	TELHEIRO	6,06	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0				
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,37	2,15	0,0	-	-	0,0	0,0				
Lisboa	CARRICHE	0,00	0,00	-	-	-	122,3	122,3	122,3	Carriche ⁽¹¹⁹⁾	41	100
Lisboa	ENTRECAMPOS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	VALE ESCURO	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9				
Lisboa	TELHEIRAS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0,00	0,10	-	-	35,9	-	35,9				
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Loures	QUINTA DA CALDEIRA (6)	0,00	1,80	-	-	19,2	33,3	33,3				
Odivelas	ARROJA (7)	0,00	0,00	-	-	33,0	39,9	39,9				
Loures	FANHÕES (PS)	63,00	0,00	-	-	-	165,9	165,9				
Loures	FANHÕES (SE)	37,97	0,00	-	-	0,0	87,9	87,9				
Loures	LOURES (6)	4,80	0,00	-	-	28,2	33,3	33,3				
Loures	MERCADO	13,85	1,99	-	-	0,0	0,0	0,0				
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,76	7,22	46,5	-	21,0	50,9	50,9	165,9	Fanhões ⁽¹¹⁹⁾	37	100
Odivelas	CANEÇAS (7)	0,00	0,00	-	-	18,0	39,9	39,9				
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,74	0,00	-	-	16,2	42,4	42,4				
Mafra	GRADIL	2,10	0,00	-	-	15,9	42,4	42,4				
Mafra	MAFRA	14,96	0,00	-	-	6,0	42,4	42,4				
Mafra	GODIGANA (*)	0,00	0,00	-	-	18,0	23,7	23,7				
Alenquer	VALE TEJO	10,21	40,79	14,5	-	-	143,0	143,0				
Alenquer	CHEGANÇAS	0,00	0,00	18,0	-	-	-	18,0				
Vila Franca de Xira	AREIAS	0,00	0,00	17,3	-	12,8	30,7	30,7				
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0,00	0,00	-	-	-	60,0	60,0				
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,90	3,00	21,5	-	31,5	-	53,0				
Azambuja	ESPADANAL	0,00	1,58	19,4	-	-	61,2	61,2				
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	0,00	2,00	19,0	-	-	61,2	61,2				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018					
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT				
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0,00	0,00	-	18,0	-	39,4	39,4	87,0	Santarém ⁽¹¹⁶⁾	35	30				
Santarém	FONTÁINHAS	0,13	0,04	32,9	-	-	87,0	87,0								
Santarém	ALCANEDE	0,00	0,00	18,0	-	-	-	62,9								
Santarém	SÃO BENTO	1,67	0,00	18,5	12,8	-	20,8	20,8								
Almeirim	ALMEIRIM	2,23	17,63	12,2	5,0	-	20,8									
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0,00	20,00	13,5	-	-	19,5									
Santarém	VALE FIGUEIRA	0,00	1,77	-	16,2	-	-	-					7,7	Falagueira ⁽¹¹⁸⁾	32	0
Portalegre	SÃO VICENTE	9,25	0,00	7,7	-	-	7,7	7,7								
Nisa	ALPALHÃO	2,87	20,00	7,7	-	-	7,7	7,7					0,0			
Mação	PRACANA	71,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,87	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Nisa	VELADA	19,36	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RÓDÃO	4,64	25,50	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	R. Maior ⁽¹¹⁵⁾	36	100				
Rio Maior	RIO MAIOR	0,13	18,75	0,0	-	-	0,0	0,0								
Cadaval	CADAVAL	20,75	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	34,2							
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0,00	0,00	34,2	-	-	-	34,2								
Óbidos	SANCHEIRA	0,00	2,75	18,2	-	-	21,1	21,1	21,1							
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0,00	0,00	6,3	-	-	6,3	6,3								
Peniche	ATOUGUIA	50,35	8,40	2,6	6,3	-	6,3	6,3	25,7							
Alcobaça	TURQUEL	8,00	6,00	7,0	-	-	25,7	25,7								
Alcobaça	CELA	2,16	0,00	25,7	-	-	25,7	25,7								
Porto de Mós	SÃO JORGE	1,29	5,00	35,6	-	-	35,6	35,6	35,6				Batalha ⁽¹¹⁵⁾	29	100	
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,17	0,00	6,3	9,0	-	9,4	9,4								
Leiria	MACEIRA	0,00	0,00	-	-	-	23,7	23,7	28,1							
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,33	0,00	17,6	-	-	55,5	55,5								
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	14,58	17,2	-	-	32,8	32,8	58,0							
Leiria	AZÓIA	0,055	0,00	17,9	28,3	-	50,0	50,0								
Leiria	PARCEIROS	0,22	0,00	-	17,9	-	50,0	50,0	50,0							
Ourém	FÁTIMA	12,34	20,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Leiria	ANDRINOS	2,35	0,00	18,0	39,6	-	48,0	48,0	48,0							
Leiria	PINHEIROS	0,00	0,00	-	18,0	-	48,0	48,0								
Leiria	ORTIGOSA	0,05	4,06	-	16,8	-	48,0	48,0								
Pombal	RANHA	9,84	6,15	12,3	-	-	48,0	48,0								
Pombal	POMBAL	10,74	3,04	7,2	-	-	47,9	47,9	47,9	Pombal ⁽¹¹⁵⁾	27 ^(a)	95				
Pombal	LOURIÇAL	0,00	0,00	18,0	-	-	47,9	47,9								
Pombal	SICÓ	21,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0								

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018		
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT	
Ourém	OURÉM	0,00	0,00	21,0	-	-	37,8	37,8	37,8	Zêzere ⁽¹¹⁶⁾	30	30	
Torres Novas	CHANCELARIA	18,50	0,00	-	-	-	18,8	18,8	18,8				
Alcanena	VILA MOREIRA	0,00	0,00	18,8	-	-	18,8	18,8					
Tomar	SANTA CITA	2,00	5,13	10,8	-	-	18,8	18,8					
Torres Novas	ALMONDA	5,22	0,00	-	-	-	18,8	18,8					
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,16	1,10	-	18,8	-	18,8	18,8					
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,80	0,00	18,2	-	-	18,8	18,8	2,6				
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	23,90	14,03	2,2	-	-	2,6	2,6					
Tomar	VENDA NOVA	6,09	13,95	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0				0,0
Sertã	SERTÃ	13,30	5,20	-	0,0	-	0,0	0,0					
Abrantes	OLHO BOI	0,00	10,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Mação	BELVER	84,93	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0,00	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,63	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Avis	MARANHÃO	12,86	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,35	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Ansião	PONTÃO	19,10	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Pedrógão Grande	PEDRÓGÃO	0,00	7,07	-	0,0	-	-	0,0					
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,89	8,80	-	-	-	0,0	0,0	0,0	Penela ⁽¹¹³⁾	25	0	
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Lousã	LOUSÃ	76,69	2,22	-	0,0	-	0,0	0,0					
Góis	CADAFAZ	10,20	0,00	-	-	-	0,0	0,0					
Góis	MALHADAS	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0					
Coimbra	TAVEIRO	0,92	0,00	-	20,0	-	26,0	26,0					
Soure	ALFARELOS	2,00	0,00	-	16,0	-	25,0	25,0					
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,12	0,20	7,8	7,8	-	7,8	7,8					
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	21,0	-	111,7	111,7					
Coimbra	CORRENTE	0,00	10,00	-	28,3	-	111,7	111,7					
Coimbra	ANTANHOL	0,00	0,00	-	28,3	-	111,7	111,7					
Coimbra	RELVINHA	3,39	4,38	-	34,2	-	111,7	111,7					
Coimbra	ALEGRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	64,7	64,7					
Penacova	PENACOVA	36,80	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0				
Penacova	AGUIEIRA	1,65	1,08	-	0,0	-	-	0,0					
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,93	0,40	-	0,0	-	0,0	0,0					
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0					
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,24	0,00	-	14,7	-	27,0	27,0	27,0	Lavos ⁽¹¹⁵⁾	26	100	
Figueira da Foz	SÃO JULIÃO	0,00	0,00	-	18,0	-	27,0	27,0					
Figueira da Foz	GALA	5,26	0,00	15,7	-	-	27,0	27,0					
Figueira da Foz	CARVALHAIS	55,00	0,00	-	-	-	27,0	27,0					
Soure	SOURE	2,09	0,00	15,9	-	-	62,0	62,0	12,5	Paraímo ⁽¹¹⁴⁾	22	100	
Anadia	MOGOFORES	1,75	0,00	-	12,5	-	12,5	12,5					
Mealhada	PAMPILHOSA	0,00	45,00	-	12,5	-	12,5	12,5					
Cantanhede	CANTANHEDE	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Cantanhede	TOCHA	8,49	28,80	-	0,0	-	0,0	0,0					
Mira	MIRA	0,00	0,00	-	18,9	-	24,3	24,3					
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,08	2,40	-	18,5	-	24,3	24,3					

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Águeda	BARRÔ	38,67	7,00	-	5,0	-	5,0	5,0	13,4	Mourisca ⁽¹¹⁴⁾	24	100
Águeda	ÁGUEDA	17,65	0,00	-	13,4	-	13,4	13,4				
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,76	0,00	-	5,0	-	5,0	5,0				
Ílhavo	ÍLHAVO	6,07	0,00	-	27,0	-	80,5	80,5				
Ílhavo	GAFANHA	0,00	0,00	-	21,0	-	29,0	29,0				
Aveiro	AVEIRO	0,08	0,00	-	32,9	-	53,3	53,3	80,5	Estarreja ⁽¹¹⁴⁾	23	100
Aveiro	ESGUEIRA	37,04	7,50	-	24,2	-	80,5	80,5				
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,92	9,73	-	7,3	-	24,6	24,6				
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0,00	0,00	-	21,0	-	24,6	24,6				
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,91	8,06	-	10,3	-	24,6	24,6				
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,65	0,00	-	24,6	-	24,6	24,6	24,6	Estarreja ⁽¹¹⁴⁾	23	100
Estarreja	AVANCA	12,83	0,00	-	14,4	-	48,0	48,0				
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,35	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Ovar	OVAR	4,43	0,00	-	28,6	-	66,7	66,7				
Ovar	ARADA	0,00	0,00	-	33,0	-	66,7	66,7				
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0,00	5,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Tábua ⁽¹¹³⁾	20	40
Tábua	CANDOSA	28,18	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Arganil	FRONHAS (*)	0,86	0,00	-	17,1	-	-	27,0				
Castelo Branco	ALCAINS	0,00	25,00	3,3	0,0	-	31,1	31,1				
Castelo Branco	TALAGUEIRA	10,75	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	C. Branco ⁽¹¹⁷⁾	31	0
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA	0,00	0,00	0,0	-	-	-	0,0				
Oleiros	OLEIROS	28,96	0,00	-	-	0,0	-	0,0				
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	47,97	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Fundão	FUNDÃO	1,46	15,00	-	4,5	-	9,8	9,8				
Covilhã	TORTOSENDO	8,94	0,00	-	20,9	-	58,0	58,0	58,0	Ferro ⁽¹¹²⁾	19 B	0
Covilhã	VÁRZEA	0,00	0,00	-	15,0	-	15,0	15,0				
Belmonte	BELMONTE	31,52	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Sabugal	SABUGAL	21,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Penamacor	MEIMOA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Viseu	VISO	4,63	19,37	-	33,0	-	105,9	105,9	105,9	Bodiosa ⁽¹⁰⁸⁾	18	0
Sátão	SÁTÃO	0,00	0,00	-	13,5	-	-	13,5				
Viseu	WISEU	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3				
Viseu	ORGENS	0,00	0,00	-	28,3	-	105,9	105,9				
Vouzela	FORNELO DO MONTE	90,14	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Vouzela	VOUZELA	9,18	3,65	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	V. Chã ⁽¹¹¹⁾	19	0
Viseu	GUMIEI	13,27	15,42	-	0,0	-	0,0	0,0				
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,35	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Tondela	TONDELA	4,35	14,32	-	0,0	-	0,0	0,0				
Seia	SABUGUEIRO	28,01	0,13	-	0,0	-	0,0	0,0				
Seia	LORIGA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	V. Chã ⁽¹¹¹⁾	19	0
Gouveia	GOUVEIA	0,00	5,75	-	0,0	-	0,0	0,0				
Seia	SEIA	76,36	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Mangualde	MANGUALDE	12,92	12,33	-	15,7	-	16,9	16,9				
Nelas	NELAS II	0,93	0,00	-	16,9	-	16,9	16,9				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT										
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018									
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT								
Celorico da Beira	CELORICO	0,00	5,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Chafariz ⁽¹¹¹⁾	19	0								
Guarda	GUARDA	104,37	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0												
Guarda	CASAL DE CINZA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0												
Sabugal	CERDEIRA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0												
Trancoso	TRANCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0												
Trancoso	TRANCOSO	30,10	0,00	-	-	-	0,0	0,0												
Pinhel	PINHEL	19,33	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0												
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,81	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0												
Lamego	RIBABELIDE	68,10	28,00	-	-	-	35,3	35,3					35,3							
Amarante	CARNEIRO	13,96	1,04	-	0,0	-	0,0	0,0												
Baião	SEIXINHOS	38,48	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	Valdigem ⁽¹⁰⁷⁾	15	0								
Lamego	VAROSA	69,26	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0												
Lamego	LAMEGO	28,57	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0												
Alijó	PINHÃO	0,43	0,00	14,9	-	-	14,9	14,9					14,9							
Vila Real	TELHEIRA	48,21	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0					0,0							
Vila Real	JORJAIS	29,99	0,00	0,0	-	-	46,6	46,6					46,6							
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	91,92	4,27	0,0	-	-	35,3	35,3					35,3							
Chaves	VIDAGO	17,18	0,83	-	0,0	-	0,0	0,0					0,0	Vila P. Aguiar ⁽¹⁰⁷⁾	15	0				
Chaves	CHAVES	23,01	1,10	-	0,0	-	0,0	0,0												
Montalegre	MORGADE	12,97	0,36	-	0,0	-	0,0	0,0												
Montalegre	LEIRANCO	27,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0												
Valpaços	VALPAÇOS	10,00	15,00	-	4,9	-	4,9	4,9	4,9											
Mogadouro	MOGADOURO	4,41	7,12	4,2	-	-	64,0	64,0	64,0											
Bragança	BRAGANÇA	20,51	1,02	18,3	-	-	18,3	18,3	18,3											
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,00	12,32	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0											
Mirandela	MIRANDELA	2,07	25,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	Mogadouro ⁽¹⁰³⁾	16	60								
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	8,33	0,00	9,6	-	-	-	9,6									9,6			
Mêda	MARVÃO	0,25	0,00	8,7	-	-	-	8,7					8,7							
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0,00	0,03	-	33,0	-	101,8	101,8					101,8	Canelas ⁽¹⁰²⁾	12	100				
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0,00	0,00	-	36,0	-	52,9	52,9												
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0,00	0,00	-	33,0	-	79,6	79,6												
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0,00	0,00	-	33,0	-	79,2	79,2												
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0									50,0			
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,19	0,00	-	28,1	-	77,6	77,6									77,6	Feira ⁽¹⁰²⁾	2	100
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,02	0,00	-	22,3	-	31,6	31,6												
Espinho	ESPINHO	1,60	0,53	-	30,9	-	31,6	31,6												
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,0	0,00	-	22,5	-	22,5	22,5	22,5											
Santa Maria da Feira	ACAIL	0,00	0,00	-	-	-	18,1	18,1	27,3	Torrão ⁽¹⁰⁷⁾	13	50								
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	9,90	4,75	-	18,4	-	27,3	27,3												
Santa Maria da Feira	FEIRA	0,00	0,00	-	21,5	-	21,5	21,5												
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0,00	0,72	-	0,0	-	0,0	0,0												
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,76	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0												
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0,00	0,00	-	33,0	-	42,3	42,3					42,3							
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,13	0,22	-	31,7	-	50,0	50,0					50,0							
Arouca	AROUCA	8,50	1,66	-	3,3	-	9,8	9,8					9,8							
Santa Maria da Feira	INHA	0,49	17,06	-	11,4	-	22,2	22,2					23,3							
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	17,04	1,40	-	14,6	-	23,3	23,3					23,3							
Castelo de Paiva	FORNOS	14,76	0,00	-	3,2	-	38,4	38,4	38,4											

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Gondomar	GONDOMAR	3,02	0,00	-	30,0	-	54,3	54,3	54,3	Ermesinde ⁽¹⁰²⁾	11	100
Gondomar	FÂNZERES	0,00	7,18	-	25,9	-	34,5	34,5	34,5			
Gondomar	JOVIM	0,00	0,00	-	21,0	-	50,0	50,0	50,0			
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,15	0,00	-	30,9	-	-	30,9	30,9			
Porto	ANTAS	0,00	0,31	-	62,6	-	64,4	64,4				
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0,00	0,00	-	31,5	-	41,7	41,7	120,2			
Porto	PARANHOS	7,10	1,47	-	22,9	-	120,2	120,2				
Porto	PRELADA	0,00	0,00	-	0,0	-	207,8	207,8				
Porto	LAPA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0	207,8			
Porto	VITÓRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	56,6	56,6				
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,30	0,00	-	25,2	-	-	91,1	126,9			
Porto	BOAVISTA	0,00	0,00	-	63,0	-	-	78,3				
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0,00	0,00	-	-	-	72,0	72,0	72,0			
Porto	CAMPO ALEGRE	0,00	3,44	-	48,5	-	48,5	48,5	48,5			
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,24	0,00	-	18,1	-	59,1	59,1	122,5			
Matosinhos	MATOSINHOS	0,00	0,00	-	33,0	-	122,5	122,5				
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3			
Matosinhos	AMIEIRA	4,00	0,00	-	27,5	-	37,8	37,8	37,8			
Maia	MAIA	7,43	0,00	-	58,7	-	75,6	75,6				
Vila do Conde	MINDELO	0,00	0,00	-	28,3	-	41,9	41,9	128,5			
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,22	1,50	-	27,3	-	54,4	54,4				
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,12	24,23	-	28,7	-	70,6	70,6				
Vila do Conde	MOSTEIRÔ	0,00	0,00	-	33,0	-	66,5	66,5				
Valongo	ALFENA	3,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Maia	GUEIFÃES	0,27	1,80	-	31,0	-	60,3	60,3				
Trofa	MURO	6,08	0,00	-	27,0	-	57,6	57,6				
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	16,38	0,00	-	41,5	-	57,6	57,6	150,2			
Santo Tirso	AREIAS NORTE	4,70	2,38	-	19,1	-	54,9	54,9				
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,46	3,63	-	14,9	-	54,9	54,9				
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	8,98	0,00	-	20,7	-	20,7	20,7				
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	13,50	0,00	-	29,5	-	57,5	57,5				
Braga	LAMAS	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0	50,0			
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO (10)	59,18	3,49	-	0,0	-	6,8	6,8	6,8			
Felgueiras	SOUSA (10)	0,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8				
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	5,80	21,15	-	26,8	-	102,6	102,6				
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,60	0,00	-	-	-	28,3	28,3				
Vieira do Minho	ERMAL	22,51	0,98	-	8,2	-	28,3	28,3				
Guimarães	PEVIDÉM	30,16	13,70	-	9,5	-	69,0	69,0				
Guimarães	LAMEIRINHO	14,67	0,00	-	10,7	-	10,7	10,7	102,6			
Guimarães	GUIMARÃES	13,06	1,74	-	27,1	-	65,2	65,2				
Fafe	FAFE	4,10	0,00	-	28,9	-	77,0	77,0				
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,84	0,00	-	-	-	18,7		18,7			
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,98	1,83	-	-	-	18,7					
Felgueiras	FELGUEIRAS (10)	3,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8	6,8			
Mondim de Basto	CAMPANHÓ (10)	58,54	0,00	-	0	-	6,8	6,8				
Amarante	AMARANTE (10)	3,04	1,56	-	0,0	-	0,0	0,0				
Valongo	VALONGO	3,99	2,30	-	26,7	-	35,4	35,4	35,4			
Paredes	REBORDOSA	6,08	0,00	-	35,9	-	60,0		60,0			
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0,00	0,00	-	28,3	-	60,0					
Paredes	LORDELO	0,00	0,00	-	33,0	-	62,0					
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	0,99	0,00	-	32,0	-	62,0	62,0	125,1			
										Recarei ⁽¹⁰²⁾	8	100

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Lousada	LOUSADA	0,00	0,00	-	28,3	-	62,0		111,9	Torrão ⁽¹⁰⁷⁾	13	50
Penafiel	BUSTELO	0,00	1,53	-	19,4	-	63,4	63,4		Carrapatelo ⁽¹⁰⁷⁾	14	0
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	13,17	5,00	-	0,0	-	63,4					
Castro Daire	CABRIL	139,21	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	Frades	4	0
Montalegre	VILA DA PONTE	2,87	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Boticas	BARROSO	46,06	0,00	-	-	-	0,0	0,0	29,5	Oleiros ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,60	0,00	-	10,4	-	29,5	29,5				
Amares	AMARES	2,26	2,85	-	27,9	-	29,5	29,5	126,4	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Braga	LAMAÇÕES	0,00	0,00	-	33,0	-	126,4	126,4				
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,49	0,00	-	24,5	-	116,3	116,3	50,0	Pedralva ⁽¹⁾	5	0
Braga	BRAGA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0				
Vila Verde	TURIZ	0,00	0,00	-	28,3	-	50,0	50,0	96,4	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Barcelos	LIJÓ	3,75	0,00	-	24,6	-	40,8	40,8				
Barcelos	ALVELOS	10,35	11,18	-	21,5	-	40,8	40,8	11,7	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Barcelos	PENIDE	8,01	2,50	-	22,5	-	55,6	55,6				
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,37	0,00	-	11,7	-	11,7	11,7	31,2	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Viana do Castelo	MONSERRATE	2,15	25,00	-	11,7	-	11,7	11,7				
Caminha	ORBACÉM	35,47	0,00	-	-	-	0,0	0,0	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Caminha	ÂNCORA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,50	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	31,2	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Valença	VALENÇA	4,68	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,41	0,00	-	18,5	-	31,2	31,2	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Esposende	FONTE BOA	2,40	0,00	-	18,6	-	31,2	31,2				
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Ponte de Lima	FEITOSA	1,66	15,14	-	7,0	-	7,0	7,0				
Arcos de Valdevez	POLIPROPIGAL (1)	0,00	0,00	-	-	-	7,0	7,0	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0,00	0,00	-	7,0	-	7,0	7,0				
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,00	3,76	-	7,0	-	7,0	7,0	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Monção	TROVISCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Melgaço	ROUSSAS	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	7,0	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,52	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Ponte da Barca	LINDOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	7,0	Pedralva ⁽¹⁾	5	0

Observações:

(*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.

- (a) - Instalação com recurso pela RND.
- (b) - Instalação com entrada em serviço após 2018..
- (c) - Instalação retirada de serviço após 2018.
- (d) - Instalação que mudou de barramento 60kV RNT após 2018.

- (1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.
- (2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).
- (3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).
- (4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).
- (5) - A capacidade da SE Terena e do grupo SE Borba e SE Vila Viçosa, concorre entre si.
- (6) - A capacidade da SE Loures e da SE Quinta da Caldeira concorre entre si.
- (7) - A capacidade da SE Arroja e da SE Caneças concorre entre si.
- (8) - A capacidade da SE Leão e da SE Cacém concorre entre si.
- (9) - A capacidade da SE VilamouraB e da SE Quarteira concorre entre si.
- (10) - A capacidade do grupo de SE S.Martinho do Campo e SE Sousa, concorre com a capacidade do grupo de SE Felgueiras, SE Amarante e SE Campanhó concorre entre si.

- (101) - A capacidade do barramento 60kV da SE Riba d'Ave (REN), da SE Fafe (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (102) - A capacidade do barramento 60kV da SE Feira (REN), da SE Recarei (REN), da SE Vermoim (REN), da SE Prelada (REN), da SE Custóias (REN), da SE Ermesinde (REN) e da SE Canelas (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, da SE V.N. Famalição (REN) concorrem entre si para um máximo de 600MVA.
- (103) - A capacidade do barramento 60kV da SE Macedo (REN) e da SE Valpaços (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 50MVA.
A capacidade do barramento 60kV da SE Macedo (REN), da SE Valpaços (REN) e da SE Mogoarouro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 90MVA.
- (105) - A capacidade do barramento 60kV da Frades (REN), dos barramentos de nível tensão superior a 60kV nesta SE e nas SE Viera do Minho e Pedralva concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (106) - A capacidade do barramento 60kV da SE V. Fria (REN), da SE Oleiros (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (107) - A capacidade do barramento 60kV da SE Torrão (REN), da SE Carrapatelo (REN), da SE Vila P. Aguiar (REN), da SE Valdigem (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 270MVA.
- (108) - A capacidade do barramento 60kV da SE Bodiosa (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Bodiosa (REN) e Armamar (REN), concorrem entre si para um máximo de 300MVA.
- (109) - A capacidade do barramento 60kV da SE Pocinho (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 120MVA.
- (111) - A capacidade do barramento 60kV da SE V.Chã (REN), da SE Chafariz (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (112) - A capacidade do barramento 60kV da SE Ferro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Ferro (REN) e Fundão (REN), concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (113) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tábua (REN), da SE Penela (REN) e da SE Pereiros (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 170MVA.
- (114) - A capacidade do barramento 60kV da SE Paraimo (REN), da SE Estarreja (REN) e da SE Mourisca (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 400MVA.
- (115) - A capacidade do barramento 60kV da SE Lavos (REN), da SE Pombal (REN), da SE Batalha (REN) e da SE R.Maior (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 460MVA.
- (116) - A capacidade do barramento 60kV da SE Zêzere (REN) e da SE Santarém (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 30MVA.
- (117) - A capacidade do barramento 60kV da SE C.Branco (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (118) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE Falagueira(REN) concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (119) - A capacidade do barramento 60kV da SE Carregado (REN), da SE Carvoeira (REN), da SE Fanhões (REN), da SE A.Mira (REN), da SE Sete Rios (REN), da SE Zambujal (REN), da SE Trajouce (REN), da SE Carriche (REN), da SE Sacavém (REN), da SE Alto São João (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Ribatejo (REN), concorrem entre si para um máximo de 400MVA.
- (120) - A capacidade do barramento 60kV da SE P.Alto (REN), da SE F.Ferro (REN), da SE Trafaria (REN), da SE Setúbal (REN), da SE Alcochete (REN) dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Palmela (REN), concorrem entre si para um máximo de 300MVA.
- (121) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE Sines (REN) concorrem entre si para um máximo de 0MVA.
- (122) - A capacidade do barramento 60kV da SE Évora (REN), da SE Divor (REN) e do SE Estremoz (REN) concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (123) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE F.Alentejo (REN) concorre entre si para um máximo de 20MVA.
- (124) - A capacidade do barramento 60kV da SE Alqueva (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 60MVA.
- (125) - A capacidade do barramento 60kV da SE Ourique (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 20MVA.
- (126) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tavira (REN) e da SE Estói(REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (127) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tunes (REN) e da SE Portimo(REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 50MVA.

Página em branco

ANEXO 6.B – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2020 (PREVISÃO)

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT				
Monchique	MONCHIQUE	10,85	0,00	-	0,0	-	-	11,7	11,7	Portimão ⁽¹²⁷⁾	54	0	
Aljezur	ALJEZUR	0,00	0,00	-	9,0	-	-	11,7					
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	5,20	0,00	11,7	-	-	11,7	11,7					
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,45	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Portimão	PORTIMÃO	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0					
Aljezur	POLDRA	58,35	1,00	-	-	-	0,0	0,0	24,6				
Lagos	LAGOS	14,01	5,00	-	24,6	-	24,6	24,6					
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,04	0,00	-	5,9	-	5,9	5,9					
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,00	0,00	-	12,0	-	35,5	35,5	76,0	Tunes ⁽¹²⁷⁾	54	100	
Silves	SILVES (*)	0,61	0,00	-	17,3	-	81,4	81,4					
Silves	TUNES (4)	14,00	0,33	-	14,0	-	-	14,0					
Albufeira	ALBUFEIRA	6,00	0,00	-	27,0	-	76,0	76,0					
Albufeira	MONTECHORO	0,00	0,00	-	28,3	-	76,0	76,0					
Loulé	VILAMOURA	0,00	0,00	-	33,0	-	76,0	76,0					
Loulé	VILAMOURA B (*) (9)	0,00	0,00	-	28,3	-	49,2	49,2					
Lagoa	LAMEIRAS	0,00	3,77	-	-	-	51,5	51,5					
Lagoa	LAGOA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	-					
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0,00	0,38	-	32,6	-	51,5	51,5					
Loulé	LOULÉ	4,00	0,00	-	17,0	-	29,6	29,6	29,6				
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,78	19,36	-	11,2	-	26,9	26,9					
Loulé	ALMANCIL	0,00	0,00	-	28,3	-	82,9	82,9	82,9	Estoi ⁽¹²⁶⁾	53	0	
Loulé	QUARTEIRA (9)	0,00	0,00	-	0,0	-	82,9	82,9					
Faro	FARO	0,00	0,00	-	33,0	-	-	-					
Faro	BRACIAIS	0,00	1,29	-	19,7	-	81,6	81,6	81,6				
Faro	TORRE NATAL	1,12	0,00	-	19,8	-	55,2	55,2					
Olhão	OLHÃO	2,15	0,00	-	18,8	-	57,6	57,6	57,6				
Tavira	TAVIRA	0,00	0,00	-	21,0	-	57,6	57,6					
Tavira	CONCEIÇÃO	0,00	0,00	-	18,0	-	73,8	73,8	73,9	Tavira ⁽¹²⁶⁾	53	0	
Castro Marim	CASTRO MARIM	0,00	0,00	-	18,0	-	41,6	41,6					
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0,00	0,00	-	21,0	-	41,6	41,6	41,6				
Tavira	CACHOPO	7,50	0,00	-	0,0	-	-	0,0					
Loulé	AMEIXIAL	27,57	0,00	-	-	-	0,0	0,0	13,1				
Almodôvar	ALMODÔVAR	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0					
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,91	0,00	0,8	3,2	-	13,1	13,1	13,1	Ourique ⁽¹²⁵⁾	52 ^(a)	13	
Aljustrel	ALJUSTREL	1,85	0,00	17,5	5,8	-	20,0	20,0	20,0	0,0	F. Alentejo ⁽¹²³⁾	51	0
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,26	9,64	0,0	-	-	0,0	0,0					
Alcácer do Sal	ALCÁÇER DO SAL	2,46	6,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	15,58	0,00	0,0	-	-	12,7	12,7					
Beja	BEJA	0,00	0,00	27,3	5,7	-	28,3	28,3					
Moura	MOURA	0,00	1,09	9,4	-	-	39,9	39,9	39,9				
Serpa	PIAS (*)	10,80	0,00	-	-	-	15,0	15,0					
Serpa	BRINCHES	12,68	0,00	15,0	-	-	15,0	15,0	15,0				
Serpa	SERPA	0,00	0,00	13,5	4,5	-	15,0	15,0					
Moura	AMARELEJA	35,00	0,00	18,0	-	-	29,5	29,5	29,5	29,5	Alqueva ⁽¹²⁴⁾	49	20
Portel	ÁLAMOS	0,00	0,00	-	-	-	28,8	28,8					
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,10	0,08	10,8	7,0	-	28,8	28,8					

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Santiago do Cacém	SANTIAGO	0,00	10,43	7,5	-	-	7,5	7,5	7,5	Sines ⁽¹²¹⁾	47	0
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	0,00	5,00	8,1	7,8	-	22,3	22,3	22,3			
Sines	MONTE FEIO	17,76	0,38	14,9	0,0	-	62,7	62,7	62,7			
Alcácer do Sal	COMPORTA	0,00	0,00	18,0	-	-	18,0	18,0	18,0	Estremoz ⁽¹²²⁾	48A ^(a)	41
Estremoz	ESTREMOZ	9,86	0,00	5,8	5,2	-	40,1	40,1	40,1			
Arraiolos	CERÂMICA	0,00	0,00	18,0	-	-	62,9	62,9	62,9			
Elvas	ALCÁCOVA	0,59	19,00	13,4	-	-	43,3	43,3	43,3	36,5	Évora ⁽¹²²⁾	48
Arronches	ARRONCHES	0,00	0,00	18,0	-	-	35,0	35,0	35,0			
Borba	BORBA	0,00	0,00	-	18,0	-	25,7	25,7	25,7			
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	0,00	14,80	-	6,2	-	25,7	25,7	25,7	36,5	Évora ⁽¹²²⁾	48
Alandroal	TERENA (5)	0,00	0,00	12,1	4,0	-	25,7	36,5	36,5			
Évora	CAEIRA	17,08	28,68	12,3	0,0	-	36,5	36,5	36,5			
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	6,50	25,00	8,4	-	-	8,4	8,4	8,4	40,9	Setúbal ⁽¹²⁰⁾	45
Évora	ÉVORA	2,50	0,00	-	26,3	-	-	26,3	26,3			
Montemor-o-Novo	MONTE MOR	0,00	8,00	7,8	0,0	-	7,8	7,8	7,8			
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,00	0,32	6,6	0,0	-	7,8	7,8	7,8	182,0	Setúbal ⁽¹²⁰⁾	45
Setúbal	TERRÓIA (*)	0,00	0,00	-	21,0	-	-	40,9	40,9			
Setúbal	SADO (SE)	84,13	3,30	6,9	-	-	6,9	6,9	6,9			
Setúbal	SADO (PC)	0,00	0,00	-	-	-	6,9	6,9	6,9	31,7	Alcochete ⁽¹²⁰⁾	46 ^(a)
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,50	0,00	29,5	33,0	-	76,9	76,9	76,9			
Setúbal	BRASIL	1,55	0,00	-	19,4	-	-	19,4	19,4			
Montijo	PEGÕES	22,00	0,00	0,0	0,0	-	5,8	5,8	5,8	61,3	Alcochete ⁽¹²⁰⁾	46 ^(a)
Setúbal	ALGERUZ	0,00	0,00	-	-	-	148,0	148,0	148,0			
Moita	MOITA	2,53	0,00	-	30,5	-	31,7	31,7	31,7			
Palmela	CARRASCAS	5,00	0,00	6,90	7,0	-	31,7	31,7	31,7	61,3	Alcochete ⁽¹²⁰⁾	46 ^(a)
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,61	0,00	-	16,3	-	31,7	31,7	31,7			
Montijo	MONTIJO	0,00	8,68	-	28,3	-	31,2	31,2	31,2			
Alcochete	SÃO FRANCISCO	9,74	0,00	16,5	11,6	-	30,1	30,1	30,1	42,1	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44
Palmela	PINHAL NOVO	4,00	0,00	-	24,3	-	121,9	121,9	121,9			
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0,00	0,00	-	33,0	-	42,1	42,1	42,1			
Sesimbra	SANTANA	0,00	0,00	-	21,0	-	42,1	42,1	42,1	42	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44
Almada	AROEIRA	18,00	0,00	-	3,0	-	42,0	42,0	42,0			
Barreiro	COINA	0,00	12,70	-	17,3	-	55,0	55,0	55,0			
Barreiro	VILA CHÃ	0,00	0,00	-	18,0	-	37,4	37,4	37,4	65,6	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44
Seixal	MATA	0,00	0,00	-	-	-	65,6	65,6	65,6			
Seixal	FOGUETEIRO	4,73	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3			
Seixal	SEIXAL	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0	49,6	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44
Barreiro	BARREIRO	0,00	1,85	-	31,2	-	41,5	41,5	41,5			
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,63	0,00	-	27,7	-	49,6	49,6	49,6			
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	32,10	0,00	-	-	-	49,6	49,6	49,6	47,3	Trafaria ⁽¹²⁰⁾	44
Almada	SOBREDA	9,35	0,00	-	21,0	-	47,3	47,3	47,3			
Almada	LARANJEIRO	0,00	0,50	-	41,5	-	-	41,5	41,5			
Almada	PIE DADE	0,00	0,00	-	-	-	71,2	71,2	71,2	71,2	Trafaria ⁽¹²⁰⁾	44
Almada	PORTAGEM	1,98	0,00	-	40,0	-	-	40,0	40,0			
Almada	MUTELA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0			
Almada	COSTA DA CAPARICA	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3	204	Alto São João ⁽¹¹⁹⁾	42
Lisboa	ALTO SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	-	-	204	204	204			
Lisboa	PENA (b)	0,00	0,00	-	-	36	-	36	36			

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Loures	MOSCAVIDE	0,00	2,85	-	-	18,1	242,8	242,8	242,8	Sacavém ⁽¹¹⁹⁾	42	100
Lisboa	EXPO NORTE	6,10	0,00	-	-	14,9	-	14,9				
Lisboa	EXPO SUL	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9				
Lisboa	GAGO COUTINHO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	AEROPORTO	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Loures	CAMARATE	0,00	0,00	-	-	18,0	28,4	28,4				
Loures	ANAIA	7,50	0,00	20,8	-	21,0	22,5	22,5				
Lisboa	MARVILA	0,00	0,40	-	-	41,6	-	41,6				
Benavente	BENAVENTE (b)	0,00	0,00	4,7	-	-	4,7	4,7				
Benavente	CARRASCAL	0,00	14,26	4,7	-	-	4,7	4,7				
Benavente	MAXOQUEIRA	0,00	0,00	-	-	-	4,7	4,7				
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	0,00	0,00	4,7	-	-	4,7	4,7				
Coruche	CORUCHE	20,50	0,00	0,5	-	-	4,7	4,7				
Cascais	BIRRE	0,00	1,41	-	-	31,6	-	31,6				
Cascais	CASCAIS	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Cascais	ESTORIL	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Cascais	ALCOITÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	88,1	88,1				
Cascais	ABÓBODA	4,77	0,14	-	-	16,0	47,7	47,7				
Cascais	PAREDE	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Sintra	CAPA ROTA	0,00	0,23	-	-	20,7	49,6	49,6				
Sintra	RANHOLAS	0,00	0,00	-	-	18,0	-	18,0				
Cascais	TRAJOUCE	0,00	0,00	-	-	-	90,6	90,6				
Oeiras	FIGUEIRINHA	1,41	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Oeiras	LEIÃO (8)	1,00	0,32	-	-	19,6	60,5	60,5				
Sintra	SÃO MARCOS	0,69	0,00	-	-	20,3	-	20,3				
Sintra	RIO MOURO	0,00	0,00	-	-	21,0	59,3	59,3				
Sintra	QUELUZ	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Amadora	VENTEIRA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Amadora	REBOLEIRA	3,34	0,14	-	-	17,5	-	17,5				
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,83	6,88	-	-	33,1	33,1	33,1				
Sintra	CACÉM (8)	0,00	1,10	-	-	40,9	60,5	60,5				
Sintra	MEM MARTINS	0,00	0,00	-	-	42,0	48,9	48,9				
Sintra	SABUGO	38,35	0,00	-	-	9,5	37,2	37,2				
Sintra	PERO PINHEIRO	0,00	1,00	-	-	20,0	-	20,0				
Sintra	JANAS	0,00	0,00	-	-	21,0	37,2	37,2				
Lisboa	ZAMBUJAL	0,00	0,00	-	-	42,0	203,1	203,1				
Oeiras	BARCARENA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Oeiras	MIRAFLORES	2,90	0,10	-	-	39,0	-	39,0				
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,67	0,00	-	-	40,3	-	40,3				
Lisboa	SÃO CIRO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	BOAVISTA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Amadora	VENDA NOVA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	PALHAVÃ	0,00	0,00	-	-	-	194,7	194,7				
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	AMOREIRAS	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	PARQUE	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	SANTA MARTA	1,83	0,00	-	-	40,1	-	40,1				
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	NORTE	0,00	4,47	-	-	37,5	-	37,5				
Lisboa	ALAMEDA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	LUZ	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	COLOMBO	6,84	0,00	-	-	14,1	-	14,1				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018					
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT								
				30 kV	15 kV	10 kV										
Alenquer	MERCEANA	0,00	0,00	17,6	-	-	17,6	17,6	17,6	Carvoeira ⁽¹¹⁹⁾	38	0				
Torres Vedras	MATAÇÃES	68,78	5,45	0,0	-	-	0,0	0,0								
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,28	9,28	-	-	-	0,0	0,0								
Lourinhã	LOURINHÃ	23,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,10	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,30	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Mafra	TELHEIRO	6,06	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,37	2,15	0,0	-	-	0,0	0,0								
Lisboa	CARRICHE	0,00	0,00	-	-	-	122,3	122,3	122,3	Carriche ⁽¹¹⁹⁾	41	100				
Lisboa	ENTRECAMPOS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0								
Lisboa	VALE ESCURO	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9								
Lisboa	TELHEIRAS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0								
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0,00	0,10	-	-	35,9	-	35,9								
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0								
Loures	QUINTA DA CALDEIRA (6)	0,00	1,80	-	-	19,2	33,3	33,3								
Odivelas	ARROJA (7)	0,00	0,00	-	-	33,0	39,9	39,9								
Loures	FANHÕES (PS)	63,00	0,00	-	-	-	165,9	165,9								
Loures	FANHÕES (SE)	37,97	0,00	-	-	0,0	87,9	87,9								
Loures	LOURES (6)	4,80	0,00	-	-	28,2	33,3	33,3								
Loures	MERCADO	13,85	1,99	-	-	0,0	0,0	0,0								
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,76	7,22	46,5	-	-	21,0	50,9	165,9	Fanhões ⁽¹¹⁹⁾	37	100				
Odivelas	CANEÇAS (7)	0,00	0,00	-	-	-	18,0	39,9								
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,74	0,00	-	-	-	16,2	42,4								
Mafra	GRADIL	2,10	0,00	-	-	-	15,9	42,4								
Mafra	MAFRA	14,96	0,00	-	-	-	6,0	42,4								
Mafra	GODIGANA (*)	0,00	0,00	-	-	-	18,0	23,7								
Alenquer	VALE TEJO	10,21	40,79	14,5	-	-	143,0	143,0								
Alenquer	CHEGANÇAS	0,00	0,00	18,0	-	-	-	18,0								
Vila Franca de Xira	AREIAS	0,00	0,00	17,3	-	-	12,8	30,7					60,0	Carregado ⁽¹¹⁹⁾	35A	100
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0,00	0,00	-	-	-	60,0	60,0								
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,90	3,00	21,5	-	-	31,5	53,0								
Azambuja	ESPADANAL	0,00	1,58	19,4	-	-	61,2	61,2								
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	0,00	2,00	19,0	-	-	61,2	61,2	61,2							
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0,00	0,00	-	18,0	-	39,4	39,4								
Santarém	FONTAÍNHAS	0,13	0,04	32,9	-	-	87,0	87,0	87,0	Santarém ⁽¹¹⁶⁾	35	30				
Santarém	ALCANEDE	0,00	0,00	18,0	-	-	-	62,9								
Santarém	SÃO BENTO	1,67	0,00	18,5	12,8	-	20,8	20,8								
Almeirim	ALMEIRIM	2,23	17,63	12,2	5,0	-	20,8									
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0,00	20,00	13,5	-	-	19,5									
Santarém	VALE FIGUEIRA	0,00	1,77	-	16,2	-	-									
Portalegre	SÃO VICENTE	9,25	0,00	7,7	-	-	7,7	7,7	7,7							
Nisa	ALPALHÃO	2,87	20,00	7,7	-	-	7,7	7,7								
Mação	PRACANA	71,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	Falagueira ⁽¹¹⁸⁾	32	0				
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,87	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Nisa	VELADA	11,36	0,00	-	-	-	0,0	0,0								

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018				
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT							
Rio Maior	RIO MAIOR	0,13	18,75	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	R. Maior ⁽¹¹⁵⁾	36	100				
Cadaval	CADAVAL	20,75	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0							
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0,00	0,00	34,2	-	-	-	34,2	34,2							
Óbidos	SANCHEIRA	0,00	2,75	18,2	-	-	21,1	21,1	21,1							
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0,00	0,00	6,3	-	-	6,3	6,3								
Peniche	ATOUGUIA	50,35	8,40	2,6	6,3	-	6,3	6,3	25,7							
Alcobaça	TURQUEL	8,00	6,00	7,0	-	-	25,7	25,7								
Alcobaça	CELA	2,16	0,00	25,7	-	-	25,7	25,7								
Alcobaça	ALCOBAÇA	0,00	0,00	25,7	-	-	25,7	25,7								
Porto de Mós	SÃO JORGE	1,29	5,00	35,6	-	-	35,6	35,6					35,6			
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,17	0,00	6,3	9,0	-	9,4	9,4		28,1						
Leiria	MACEIRA	0,00	0,00	-	-	-	23,7	23,7								
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,33	0,00	17,6	-	-	55,5	55,5	58,0	Batalha ⁽¹¹⁵⁾	29	100				
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	14,58	17,2	-	-	32,8	32,8								
Leiria	AZÓIA	0,055	0,00	17,9	28,3	-	50,0	50,0	50,0							
Leiria	PARCEIROS	0,22	0,00	-	17,9	-	50,0	50,0								
Ourém	FÁTIMA	12,34	20,00	0,0	-	-	0,0	0,0	48,0							
Leiria	ANDRINOS	2,35	0,00	18,0	39,6	-	48,0	48,0								
Leiria	PINHEIROS	0,00	0,00	-	18,0	-	48,0	48,0								
Leiria	ORTIGOSA	0,05	4,06	-	16,8	-	48,0	48,0								
Pombal	RANHA	9,84	6,15	12,3	-	-	48,0	48,0					47,9	Pombal ⁽¹¹⁵⁾	27 ^(a)	95
Pombal	POMBAL	10,74	3,04	7,2	-	-	47,9	47,9								
Pombal	LOURIÇAL	0,00	0,00	18,0	-	-	47,9	47,9								
Pombal	SICÓ	21,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Ourém	OURÉM	0,00	0,00	21,0	-	-	37,8	37,8	37,8							
Torres Novas	CHANCELARIA	18,50	0,00	-	-	-	18,8	18,8	18,8	Zêzere ⁽¹¹⁶⁾	30					
Alcanena	VILA MOREIRA	0,00	0,00	18,8	-	-	18,8	18,8								
Tomar	SANTA CITA	2,00	5,13	10,8	-	-	18,8	18,8								
Torres Novas	ALMONDA	5,22	0,00	-	-	-	18,8	18,8								
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,16	1,10	-	18,8	-	18,8	18,8								
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,80	0,00	18,2	-	-	18,8	18,8								
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	23,90	14,03	2,2	-	-	2,6	2,6				2,6				
Tomar	VENDA NOVA	6,09	13,95	0,0	0,0	-	0,0	0,0				0,0				
Sertã	SERTÃ	13,30	5,20	-	0,0	-	0,0	0,0								
Abrantes	OLHO BOI	0,00	10,00	0,0	-	-	0,0	0,0				0,0				
Mação	BELVER	84,93	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0,00	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,63	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Avis	MARANHÃO	12,86	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018					
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT				
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,35	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Penela ⁽¹¹³⁾	25	0				
Ansião	PONTÃO	19,10	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Pedrogão Grande	PEDRÓGÃO	0,00	7,07	-	0,0	-	-	0,0								
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,89	8,80	-	-	-	0,0	0,0								
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0							
Lousã	LOUSÃ	76,69	2,22	-	0,0	-	0,0	0,0								
Góis	CADAFAZ	10,20	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Góis	MALHADAS	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Coimbra	TAVEIRO	0,92	0,00	-	20,0	-	26,0	26,0								
Soure	ALFARELOS	2,00	0,00	-	16,0	-	25,0	25,0								
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,12	0,20	7,8	7,8	-	7,8	7,8	7,8	111,7	Pereiros ⁽¹¹³⁾	25	100			
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	21,0	-	111,7	111,7								
Coimbra	CORRENTE	0,00	10,00	-	28,3	-	111,7	111,7								
Coimbra	ANTANHOL	0,00	0,00	-	28,3	-	111,7	111,7								
Coimbra	RELVINHA	3,39	4,38	-	34,2	-	111,7	111,7								
Coimbra	ALEGRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	64,7	64,7								
Penacova	PENACOVA	36,80	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0							
Penacova	AGUIEIRA	1,65	1,08	-	0,0	-	-	0,0								
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,93	0,40	-	0,0	-	0,0	0,0								
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,24	0,00	-	14,7	-	27,0	27,0	27,0	Lavos ⁽¹¹⁵⁾	26	100				
Figueira da Foz	SÃO JULIÃO	0,00	0,00	-	18,0	-	27,0	27,0								
Figueira da Foz	GALA	5,26	0,00	15,7	-	-	27,0	27,0								
Figueira da Foz	CARVALHAIS	55,00	0,00	-	-	-	27,0	27,0								
Soure	SOURCE	2,09	0,00	15,9	-	-	62,0	62,0	62,0	12,5	Paraímo ⁽¹¹⁴⁾	22	100			
Anadia	MOGOFORES	1,75	0,00	-	12,5	-	12,5	12,5								
Mealhada	PAMPILHOSA	0,00	45,00	-	12,5	-	12,5	12,5								
Cantanhede	CANTANHEDE	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Cantanhede	TOCHA	8,49	28,80	-	0,0	-	0,0	0,0								
Mira	MIRA	0,00	0,00	-	18,9	-	24,3	24,3								
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,08	2,40	-	18,5	-	24,3	24,3								
Águeda	BARRÔ	38,67	7,00	-	5,0	-	5,0	5,0	13,4					Mourisca ⁽¹¹⁴⁾	24	100
Águeda	ÁGUEDA	17,65	0,00	-	13,4	-	13,4	13,4								
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,76	0,00	-	5,0	-	5,0	5,0								
Ílhavo	ÍLHAVO	6,07	0,00	-	27,0	-	80,5	80,5								
Ílhavo	GAFANHA	0,00	0,00	-	21,0	-	29,0	29,0	80,5							
Aveiro	AVEIRO	0,08	0,00	-	32,9	-	53,3	53,3								
Aveiro	ESGUEIRA	37,04	7,50	-	24,2	-	80,5	80,5								
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,92	9,73	-	7,3	-	24,6	24,6								
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0,00	0,00	-	21,0	-	24,6	24,6	24,6	Estarreja ⁽¹¹⁴⁾	23	100				
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,91	8,06	-	10,3	-	24,6	24,6								
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,65	0,00	-	24,6	-	24,6	24,6								
Estarreja	AVANCA	12,83	0,00	-	14,4	-	48,0	48,0								
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,35	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0	66,7							
Ovar	OVAR	4,43	0,00	-	28,6	-	66,7	66,7								
Ovar	ARADA	0,00	0,00	-	33,0	-	66,7	66,7								
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0,00	5,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Tábua ⁽¹¹³⁾	20	40				
Tábua	CANDOSA	28,18	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Arganil	FRONHAS (*)	0,86	0,00	-	17,1	-	-	27,0								

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018					
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT				
Castelo Branco	ALCAINS	0,00	25,00	3,3	0,0	-	31,1	31,1	31,1	C. Branco ⁽¹¹⁷⁾	31	0				
Castelo Branco	TALAGUEIRA	10,75	0,00	22,3	-	-	81,0	81,0	81,0							
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0,00	0,00	-	-	-	39,9	39,9								
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA	0,00	0,00	18,0	-	-	-	27,1								
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RÓDÃO (d)	4,64	29,50	13,3	-	-	28,8	28,8								
Oleiros	OLEIROS	28,96	0,00	-	-	0,0	-	0,0	0,0	Ferro ⁽¹¹²⁾	19 B	0				
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	47,97	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	9,8							
Fundão	FUNDÃO	1,46	15,00	-	4,5	-	9,8	9,8	15,0							
Covilhã	TORTOSENDO	8,94	0,00	-	20,9	-	58,0	58,0								
Covilhã	VÁRZEA	0,00	0,00	-	15,0	-	15,0	15,0								
Belmonte	BELMONTE	31,52	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Sabugal	SABUGAL	21,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	105,9				Bodiosa ⁽¹⁰⁸⁾	18	0	
Penamacor	MEIMOA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0								
Viseu	VISO	4,63	19,37	-	33,0	-	105,9	105,9								
Sátão	SÁTÃO	0,00	0,00	-	13,5	-	-	13,5								
Viseu	VISEU	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3								
Viseu	ORGENS	0,00	0,00	-	28,3	-	105,9	105,9								
Vouzela	FORNELO DO MONTE	90,14	0,00	-	-	-	0,0	0,0		0,0						
Vouzela	VOUZELA	9,18	3,65	-	0,0	-	0,0	0,0								
Viseu	GUMIEI	13,27	15,42	-	0,0	-	0,0	0,0		0,0	V. Chã ⁽¹¹¹⁾	19				0
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,35	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Tondela	TONDELA	4,35	14,32	-	0,0	-	0,0	0,0								
Seia	SABUGUEIRO	28,01	0,13	-	0,0	-	0,0	0,0								
Seia	LORIGA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Gouveia	GOUVEIA	0,00	5,75	-	0,0	-	0,0	0,0								
Seia	SEIA	76,36	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0								
Mangualde	MANGUALDE	12,92	12,33	-	15,7	-	16,9	16,9								
Nelas	NELAS II	0,93	0,00	-	16,9	-	16,9	16,9								
Celorico da Beira	CELORICO	0,00	5,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Chafariz ⁽¹¹¹⁾	19	0				
Guarda	GUARDA	104,37	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Guarda	CASAL DE CINZA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Sabugal	CERDEIRA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0								
Trancoso	TRANCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Trancoso	TRANCOSO	30,10	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Pinhel	PINHEL	19,33	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0								
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,81	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Lamego	RIBABELIDE	68,10	28,00	-	-	-	35,3	35,3								
Amarante	CARNEIRO	13,96	1,04	-	0,0	-	0,0	0,0					0,0	Valdigem ⁽¹⁰⁷⁾	15	0
Baião	SEIXINHOS	38,48	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Lamego	VÁRZEA	69,26	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Lamego	LAMEGO	28,57	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Alijó	PINHÃO	0,43	0,00	14,9	-	-	14,9	14,9								
Vila Real	TELHEIRA	48,21	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Vila Real	JORJAIS	29,99	0,00	0,0	-	-	46,6	46,6								
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	91,92	4,27	0,0	-	-	35,3	35,3								
Chaves	VIDAGO	17,18	0,83	-	0,0	-	0,0	0,0								
Chaves	CHAVES	23,01	1,10	-	0,0	-	0,0	0,0								
Montalegre	MORGADE	12,97	0,36	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Vila P. Aguiar ⁽¹⁰⁷⁾	15	0				
Montalegre	LEIRANCO	27,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Valpaços	VALPAÇOS	10,00	15,00	-	4,9	-	4,9	4,9								
Mogadouro	MOGADOURO	4,41	7,12	4,2	-	-	64,0	64,0	64,0	Mogadouro ⁽¹⁰³⁾	16	60				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Bragança	BRAGANÇA	20,51	1,02	18,3	-	-	18,3	18,3	18,3	Macedo ⁽¹⁰³⁾	16	50
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,00	12,32	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Mirandela	MIRANDELA	2,07	25,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	Pocinho ⁽¹⁰⁹⁾	17	0
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	8,33	0,00	9,6	-	-	-	9,6	9,6			
Mêda	MARVÃO	0,25	0,00	8,7	-	-	-	8,7	8,7	Canelas ⁽¹⁰²⁾	12	100
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0,00	0,03	-	33,0	-	101,8	101,8	101,8			
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0,00	0,00	-	36,0	-	52,9	52,9	52,9			
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0,00	0,00	-	33,0	-	79,6	79,6	79,6			
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0,00	0,00	-	33,0	-	79,2	79,2	79,2			
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0	50,0			
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,19	0,00	-	28,1	-	77,6	77,6	77,6			
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,02	0,00	-	22,3	-	31,6	31,6	31,6			
Espinho	ESPINHO	1,60	0,53	-	30,9	-	31,6	31,6	31,6			
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,0	0,00	-	22,5	-	22,5	22,5	22,5			
Santa Maria da Feira	ACAIL	0,00	0,00	-	-	-	18,1	18,1	18,1	Feira ⁽¹⁰²⁾	2	100
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	9,90	4,75	-	18,4	-	27,3	27,3	27,3			
Santa Maria da Feira	FEIRA	0,00	0,00	-	21,5	-	21,5	21,5	21,5			
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0,00	0,72	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,76	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0,00	0,00	-	33,0	-	42,3	42,3	42,3			
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,13	0,22	-	31,7	-	50,0	50,0	50,0			
Arouca	AROUCA	8,50	1,66	-	3,3	-	9,8	9,8	9,8			
Santa Maria da Feira	INHA	0,49	17,06	-	11,4	-	22,2	22,2	22,2			
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	17,04	1,40	-	14,6	-	23,3	23,3	23,3			
Castelo de Paiva	FORNOS	14,76	0,00	-	3,2	-	38,4	38,4	38,4	Torrão ⁽¹⁰⁷⁾	13	50
Gondomar	GONDOMAR	3,02	0,00	-	30,0	-	54,3	54,3	54,3	Ermesinde ⁽¹⁰²⁾	11	100
Gondomar	FÂNZERES	0,00	7,18	-	25,9	-	34,5	34,5	34,5			
Gondomar	JOVIM	0,00	0,00	-	21,0	-	50,0	50,0	50,0			
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,15	0,00	-	30,9	-	-	30,9	30,9			
Porto	ANTAS	0,00	0,31	-	62,6	-	64,4	64,4	64,4			
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0,00	0,00	-	31,5	-	41,7	41,7	41,7			
Porto	PARANHOS	7,10	1,47	-	22,9	-	120,2	120,2	120,2			
Porto	PRELADA	0,00	0,00	-	0,0	-	207,8	207,8	207,8			
Porto	LAPA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0	33,0			
Porto	VITÓRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	56,6	56,6	56,6			
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,30	0,00	-	25,2	-	-	91,1	91,1	Prelada ⁽¹⁰²⁾	9	100
Porto	BOAVISTA	0,00	0,00	-	63,0	-	-	78,3	78,3			
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0,00	0,00	-	-	-	72,0	72,0	72,0			
Porto	CAMPO ALEGRE	0,00	3,44	-	48,5	-	48,5	48,5	48,5			
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,24	0,00	-	18,1	-	59,1	59,1	59,1			
Matosinhos	MATOSINHOS	0,00	0,00	-	33,0	-	122,5	122,5	122,5			
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3			

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Matosinhos	AMIEIRA	4,00	0,00	-	27,5	-	37,8	37,8	37,8	Vermoim ⁽¹⁰²⁾	9	100
Maia	MAIA	7,43	0,00	-	58,7	-	75,6	75,6	128,5			
Vila do Conde	MINDELO	0,00	0,00	-	28,3	-	41,9	41,9				
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,22	1,50	-	27,3	-	54,4	54,4				
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,12	24,23	-	28,7	-	70,6	70,6				
Vila do Conde	MOSTEIRÓ	0,00	0,00	-	33,0	-	66,5	66,5				
Valongo	ALFENA	3,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Maia	GUEIFÃES	0,27	1,80	-	31,0	-	60,3	60,3				
Trofa	MURO	6,08	0,00	-	27,0	-	57,6	57,6				
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO (d)	16,38	0,00	-	41,5	-	57,6	57,6				
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO (d)	13,50	0,00	-	29,5	-	103,5	103,5				
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	8,98	0,00	-	28,3	-	103,5	103,5				
Santo Tirso	AREIAS NORTE	4,70	2,38	-	19,1	-	100,8	100,8	100,8	Riba de Ave ⁽¹⁰¹⁾	10	0
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,46	3,63	-	14,9	-	100,8	100,8				
Braga	LAMAS	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0	50,0			
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO (10)	59,18	3,49	-	0,0	-	6,8	6,8	6,8			
Felgueiras	SOUSA (10)	0,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8				
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	5,80	21,15	-	26,8	-	102,6	102,6	102,6			
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,60	0,00	-	-	-	28,3	28,3				
Vieira do Minho	ERMAL	22,51	0,98	-	8,2	-	28,3	28,3				
Guimarães	PEVIDÉM	30,16	13,70	-	9,5	-	69,0	69,0				
Guimarães	LAMEIRINHO	14,67	0,00	-	10,7	-	10,7	10,7				
Guimarães	GUIMARÃES	13,06	1,74	-	27,1	-	65,2	65,2				
Fafe	FAFE	4,10	0,00	-	28,9	-	77,0	77,0				
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,84	0,00	-	-	-	18,7	18,7				
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,98	1,83	-	-	-	18,7					
Felgueiras	FELGUEIRAS (10)	3,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8	6,8			
Mondim de Basto	CAMPANHÓ (10)	58,54	0,00	-	0	-	6,8	6,8				
Amarante	AMARANTE (10)	3,04	1,56	-	0,0	-	0,0	0,0	35,4			
Valongo	VALONGO	3,99	2,30	-	26,7	-	35,4	35,4				
Paredes	REBORDOSA	6,08	0,00	-	35,9	-	60,0	60,0				
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0,00	0,00	-	28,3	-	60,0	62,0	125,1	Recarei ⁽¹⁰²⁾	8	100
Paredes	LORDELO	0,00	0,00	-	33,0	-	62,0					
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	0,99	0,00	-	32,0	-	62,0					
Lousada	LOUSADA	0,00	0,00	-	28,3	-	62,0					
Penafiel	BUSTELO	0,00	1,53	-	19,4	-	63,4	63,4	111,9	Torrão ⁽¹⁰⁷⁾	13	50
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	13,17	5,00	-	0,0	-	63,4					
Castro Daire	CABRIL	139,21	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	Carrapatelo ⁽¹⁰⁷⁾	14	0

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT	AT			
		30 kV	15 kV	10 kV								
Montalegre	VILA DA PONTE	2,87	0,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Frades	4	0
Boticas	BARROSO	46,06	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,60	0,00	-	10,4	-	55,3	55,3	55,3			
Amares	AMARES	2,26	2,85	-	27,9	-	57,9	57,9	175,3	Oleiros ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Vila Verde	TURIZ	0,00	0,00	-	0,0	-	57,9					
Braga	LAMAÇÃES	0,00	0,00	-	33,0	-	126,4	126,4				
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,49	0,00	-	24,5	-	116,3	116,3				
Braga	BRAGA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0				
Barcelos	LIJÓ	3,75	0,00	-	24,6	-	40,8	40,8				
Barcelos	ALVELOS	10,35	11,18	-	21,5	-	40,8					
Barcelos	PENIDE	8,01	2,50	-	22,5	-	55,6	55,6				
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,37	0,00	-	11,7	-	11,7	11,7	11,7	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Viana do Castelo	MONSERRATE	2,15	25,00	-	11,7	-	11,7	11,7				
Caminha	ORBACÉM	35,47	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Caminha	ÂNCORA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA (b)	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,50	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Valença	VALENÇA	4,68	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,41	0,00	-	18,5	-	61,3	61,3				
Esposende	FONTE BOA	2,40	0,00	-	18,6	-	61,3	61,3				
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Ponte de Lima	FEITOSA	1,66	15,14	-	7,0	-	7,0	7,0	7,0	Pedralva ⁽¹⁾	5	0
Arcos de Valdevez	POLIPROPIGAL (1)	0,00	0,00	-	-	-	7,0	7,0				
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0,00	0,00	-	7,0	-	7,0	7,0				
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,00	3,76	-	7,0	-	7,0	7,0				
Monção	TROVISCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Melgaço	ROUSSAS	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,52	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Ponte da Barca	LINDOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				

Observações:

(*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.

- (a) - Instalação com recurso pela RND.
- (b) - Instalação com entrada em serviço após 2018.
- (c) - Instalação retirada de serviço após 2018.
- (d) - Instalação que mudou de barramento 60KV RNT após 2018.

- (1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.
- (2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).
- (3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).
- (4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).
- (5) - A capacidade da SE Terena e do grupo SE Borba e SE Vila Viçosa, concorre entre si.
- (6) - A capacidade da SE Loures e da SE Quinta da Caldeira concorre entre si.
- (7) - A capacidade da SE Arroja e da SE Caneças concorre entre si.
- (8) - A capacidade da SE Leião e da SE Cacém concorre entre si.
- (9) - A capacidade da SE VilamouraB e da SE Quarteira concorre entre si.
- (10) - A capacidade do grupo de SE S.Martinho do Campo e SE Sousa, concorre com a capacidade do grupo de SE Felgueiras, SE Amarante e SE Campanhó concorre entre si.

- (101) - A capacidade do barramento 60KV da SE Riba d'Ave (REN), da SE Fafe (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (102) - A capacidade do barramento 60KV da SE Feira (REN), da SE Recarei (REN), da SE Vermoim (REN), da SE Prelada (REN), da SE Custóias (REN), da SE Ermesinde (REN) e da SE Canelas (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, da SE V.N. Famalicão (REN) concorre entre si para um máximo de 600MVA.
- (103) - A capacidade do barramento 60KV da SE Macedo (REN) e da SE Valpaços (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 50MVA.
A capacidade do barramento 60KV da SE Macedo (REN), da SE Valpaços (REN) e da SE Mogarouro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 90MVA.
- (105) - A capacidade do barramento 60KV da Frades (REN), dos barramentos de nível tensão superior a 60KV nesta SE e nas SE Viera do Minho e Pedralva concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (106) - A capacidade do barramento 60KV da SE V. Fria (REN), da SE Oleiros (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (107) - A capacidade do barramento 60KV da SE Torrão (REN), da SE Carrapateiro (REN), da SE Vila P. Aguiar (REN), da SE Valdigem (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 270MVA.
- (108) - A capacidade do barramento 60KV da SE Bodiosa (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Bodiosa (REN) e Armamar (REN), concorre entre si para um máximo de 300MVA.
- (109) - A capacidade do barramento 60KV da SE Pocinho (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 120MVA.
- (111) - A capacidade do barramento 60KV da SE V.Chã (REN), da SE Chafariz (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (112) - A capacidade do barramento 60KV da SE Ferro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Ferro (REN) e Fundão (REN), concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (113) - A capacidade do barramento 60KV da SE Tábua (REN), da SE Penela (REN) e da SE Pereiros (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 170MVA.
- (114) - A capacidade do barramento 60KV da SE Paraimo (REN), da SE Estarreja (REN) e da SE Mourisca (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 400MVA.
- (115) - A capacidade do barramento 60KV da SE Lavos (REN), da SE Pombal (REN), da SE Batalha (REN) e da SE R.Maior (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 460MVA.
- (116) - A capacidade do barramento 60KV da SE Zêzere (REN) e da SE Santarém (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 30MVA.
- (117) - A capacidade do barramento 60KV da SE C.Branco (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (118) - A capacidade do barramento 60KV e do barramento 150KV da SE Falagueira(REN) concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (119) - A capacidade do barramento 60KV da SE Carregado (REN), da SE Carvoeira (REN), da SE Fanhões (REN), da SE A.Mira (REN), da SE Sete Rios (REN), da SE Zambujal (REN), da SE Trajouce (REN), da SE Carriche (REN), da SE Sacavém (REN), da SE Alto São João (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Ribatejo (REN), concorre entre si para um máximo de 400MVA.
- (120) - A capacidade do barramento 60KV da SE P.Alto (REN), da SE F.Ferro (REN), da SE Trafaria (REN), da SE Setúbal (REN), da SE Alcochete (REN) dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Palmela (REN), concorre entre si para um máximo de 300MVA.
- (121) - A capacidade do barramento 60KV e do barramento 150KV da SE Sines (REN) concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (122) - A capacidade do barramento 60KV da SE Évora (REN), da SE Divor (REN) e do SE Estremoz (REN) concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (123) - A capacidade do barramento 60KV e do barramento 150KV da SE F.Alentejo (REN) concorre entre si para um máximo de 20MVA.
- (124) - A capacidade do barramento 60KV da SE Alqueva (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 105MVA.
- (125) - A capacidade do barramento 60KV da SE Ourique (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nesta SE, concorre entre si para um máximo de 20MVA.
- (126) - A capacidade do barramento 60KV da SE Tavira (REN) e da SE Estói(REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 0MVA.
- (127) - A capacidade do barramento 60KV da SE Tunes (REN) e da SE Portimo(REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorre entre si para um máximo de 50MVA.

Página em branco

ANEXO 6.C – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2023 (PREVISÃO)

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT				
Monchique	MONCHIQUE	10,85	0,00	-	0,0	-	-	11,7	11,7	Portimão ⁽¹²⁷⁾	54	0	
Aljezur	ALJEZUR	0,00	0,00	-	9,0	-	-	11,7					
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	5,20	0,00	11,7	-	-	11,7	11,7					
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,45	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Portimão	PORTIMÃO	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0					
Aljezur	POLDRA	58,35	1,00	-	-	-	0,0	0,0					
Lagos	LAGOS	14,01	5,00	-	24,6	-	24,6	24,6	24,6				
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,04	0,00	-	5,9	-	5,9	5,9					
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,00	0,00	-	12,0	-	35,5	35,5	76,0	Tunes ⁽¹²⁷⁾	54	100	
Silves	SILVES (*)	0,61	0,00	-	17,3	-	81,4	81,4					
Silves	TUNES (4)	14,00	0,33	-	14,0	-	-	14,0					
Albufeira	ALBUFEIRA	6,00	0,00	-	27,0	-	76,0	76,0					
Albufeira	MONTECHORO	0,00	0,00	-	28,3	-	76,0	76,0					
Loulé	VILAMOURA	0,00	0,00	-	33,0	-	76,0	76,0					
Loulé	VILAMOURA B (*) (9)	0,00	0,00	-	28,3	-	49,2	49,2					
Lagoa	LAMEIRAS	0,00	3,77	-	-	-	51,5	51,5					
Lagoa	LAGOA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	-					
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0,00	0,38	-	32,6	-	51,5	51,5					
Loulé	LOULÉ	4,00	0,00	-	17,0	-	29,6	29,6	29,6				
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,78	19,36	-	11,2	-	26,9	26,9					
Loulé	ALMANCIL	0,00	0,00	-	28,3	-	82,9	82,9	82,9	Estoi ⁽¹²⁶⁾	53	0	
Loulé	QUARTEIRA (9)	0,00	0,00	-	0,0	-	82,9	82,9					
Faro	FARO	0,00	0,00	-	33,0	-	-	-					
Faro	BRACIAIS	0,00	1,29	-	19,7	-	81,6	81,6					
Faro	TORRE NATAL	1,12	0,00	-	19,8	-	55,2	55,2	57,6				
Olhão	OLHÃO	2,15	0,00	-	18,8	-	57,6	57,6					
Tavira	TAVIRA	0,00	0,00	-	21,0	-	57,6	57,6	73,9	Tavira ⁽¹²⁶⁾	53	0	
Tavira	CONCEIÇÃO	0,00	0,00	-	18,0	-	73,8	73,8					
Castro Marim	CASTRO MARIM	0,00	0,00	-	18,0	-	41,6	41,6	41,6				
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0,00	0,00	-	21,0	-	41,6	41,6					
Tavira	CACHOPO	7,50	0,00	-	0,0	-	-	0,0	13,1				
Loulé	AMEIXIAL	27,57	0,00	-	-	-	0,0	0,0					
Almodôvar	ALMODÔVAR	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0					
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,91	0,00	0,8	3,2	-	13,1	13,1	20,0	Ourique ⁽¹²⁵⁾	52 ^(a)	13	
Aljustrel	ALJUSTREL	1,85	0,00	17,5	5,8	-	20,0	20,0					
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,26	9,64	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	F. Alentejo ⁽¹²³⁾	51	0	
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	2,46	6,00	0,0	-	-	0,0	0,0					
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	15,58	0,00	0,0	-	-	12,7	12,7	41,1				
Beja	BEJA	0,00	0,00	27,3	5,7	-	28,3	28,3					
Beja	P.IND.BEJA (b)	0,00	0,00	27,1	-	-	27,1	27,1					
Moura	MOURA	0,00	1,09	9,4	-	-	39,9	39,9	39,9	Alqueva ⁽¹²⁴⁾	49	20	
Serpa	PIAS (*)	10,80	0,00	-	-	-	15,0	15,0					
Serpa	BRINCHES	12,68	0,00	15,0	-	-	15,0	15,0					
Serpa	SERPA	0,00	0,00	13,5	4,5	-	15,0	15,0					
Moura	AMARELEJA	35,00	0,00	18,0	-	-	29,5	29,5	29,5				
Portel	ÁLAMOS	0,00	0,00	-	-	-	28,8	28,8					
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,10	0,08	10,8	7,0	-	28,8	28,8	28,8				

Subestação		Capacidade de recepção [MVA]								Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Santiago do Cacém	SANTIAGO	0,00	10,43	7,5	-	-	7,5	7,5	7,5	Sines ⁽¹²¹⁾	47	0
Grândola	GRÂNDOLA (b)	0,00	0,00	7,5	-	-	7,5	7,5	7,5			
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	0,00	5,00	8,1	7,8	-	22,3	22,3	22,3			
Sines	MONTE FEIO	17,76	0,38	14,9	0,0	-	62,7	62,7	62,7			
Alcácer do Sal	COMPORTA	0,00	0,00	18,0	-	-	18,0	18,0	18,0	Estremoz ⁽¹²²⁾	48A ^(a)	41
Estremoz	ESTREMOZ	9,86	0,00	5,8	5,2	-	40,1	40,1	40,1			
Elvas	ALCÁÇOVA	0,59	19,00	13,4	-	-	43,3	43,3	43,3			
Arronches	ARRONCHES	0,00	0,00	18,0	-	-	35,0	35,0	35,0			
Borba	BORBA	0,00	14,80	-	18,0	-	25,7	25,7	25,7			
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	0,00	15,43	-	6,2	-	25,7	25,7	25,7			
Alandroal	TERENA (5)	0,00	0,00	12,1	4,0	-	25,7	40,5	40,5			
Évora	CAEIRA	17,08	28,68	12,3	0,0	-	40,5	40,5	40,5	Évora ⁽¹²²⁾	48	0
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	6,50	25,00	8,4	-	-	8,4	8,4	8,4			
Évora	ÉVORA	2,50	0,00	-	26,3	-	-	26,3	26,3	Divor ⁽¹²²⁾	48 ^(b)	0
Montemor-o-Novo	MONTEMOR (d)	0,00	8,00	7,8	0,0	-	7,8	7,8	7,8			
Vendas Novas	VENDAS NOVAS (d)	14,00	0,32	6,6	0,0	-	7,8	7,8	7,8			
Arraiolos	CERÂMICA (d)	0,00	0,00	18,0	-	-	62,9	62,9	62,9			
Setúbal	TERROA (*)	0,00	0,00	-	21,0	-	-	40,9	40,9	Setúbal ⁽¹²⁰⁾	45	100
Setúbal	SADO (SE)	84,13	3,30	6,9	-	-	6,9	6,9	6,9			
Setúbal	SADO (PC)	0,00	0,00	-	-	-	6,9	6,9	6,9			
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,50	0,00	29,5	33,0	-	76,9	76,9	76,9			
Setúbal	BRASIL	1,55	0,00	-	19,4	-	-	19,4	19,4			
Montijo	PEGÕES	22,00	0,00	0,0	0,0	-	5,8	5,8	5,8			
Setúbal	ALGERUZ	0,00	0,00	-	-	-	148,0	148,0	148,0			
Moita	MOITA	2,53	0,00	-	30,5	-	31,7	31,7	31,7			
Palmela	CARRASCAS	5,00	0,00	6,90	7,0	-	31,7	31,7	31,7			
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,61	0,00	-	16,3	-	31,7	31,7	31,7			
Montijo	MONTIJO	0,00	8,68	-	28,3	-	31,2	31,2	31,2	Alcochete ⁽¹²⁰⁾	46 ^(a)	100
Alcochete	SÃO FRANCISCO	9,74	0,00	16,5	11,6	-	30,1	30,1	30,1			
Palmela	PINHAL NOVO	4,00	0,00	-	24,3	-	121,9	121,9	121,9	F.Ferro ⁽¹²⁰⁾	44	100
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0,00	0,00	-	33,0	-	42,1	42,1	42,1			
Sesimbra	SANTANA	0,00	0,00	-	21,0	-	42,1	42,1	42,1			
Almada	AROEIRA	18,00	0,00	-	3,0	-	42,0	42,0	42,0			
Barreiro	COINA	0,00	12,70	-	17,3	-	55,0	55,0	55,0			
Barreiro	VILA CHÃ	0,00	0,00	-	18,0	-	37,4	37,4	37,4			
Seixal	MATA	0,00	0,00	-	-	-	65,6	65,6	65,6			
Seixal	FOGUETEIRO	4,73	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3			
Seixal	SEIXAL	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0			
Barreiro	BARREIRO	0,00	1,85	-	31,2	-	41,5	41,5	41,5			
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,63	0,00	-	27,7	-	49,6	49,6	49,6			
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	32,10	0,00	-	-	-	49,6	49,6	49,6			
Almada	SOBREDA	9,35	0,00	-	21,0	-	47,3	47,3	47,3			
Almada	LARANJEIRO	0,00	0,50	-	41,5	-	-	41,5	41,5			
Almada	PIEADA	0,00	0,00	-	-	-	71,2	71,2	71,2			
Almada	PORTAGEM	1,98	0,00	-	40,0	-	-	40,0	40,0			
Almada	MUTELA	0,00	0,00	-	21,0	-	-	21,0	21,0			
Almada	COSTA DA CAPARICA	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3	28,3	Trafaria ⁽¹²⁰⁾	44	100

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT	AT			
				30 kV	15 kV	10 kV						
Lisboa	ALTO SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	-	-	204	204	204	Alto São João ⁽¹¹⁹⁾	42	100
Lisboa	PENA (b)	0,00	0,00	-	-	36	-	36				
Loures	MOSCAVIDE	0,00	2,85	-	-	18,1	242,8	242,8				
Lisboa	EXPO NORTE	6,10	0,00	-	-	14,9	-	14,9				
Lisboa	EXPO SUL	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9				
Lisboa	GAGO COUTINHO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0	242,8	Sacavém ⁽¹¹⁹⁾	42	100
Lisboa	AEROPORTO	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Loures	CAMARATE	0,00	0,00	-	-	18,0	28,4	28,4				
Loures	ANAIA	7,50	0,00	20,8	-	21,0	22,5	22,5				
Lisboa	MARVILA	0,00	0,40	-	-	41,6	-	41,6				
Benavente	BENAVENTE (b)	0,00	0,00	4,7	-	-	4,7	4,7	4,7	P.Alto ⁽¹²⁰⁾	43	40
Benavente	CARRASCAL	0,00	14,26	4,7	-	-	4,7	4,7				
Benavente	MAXOQUEIRA	0,00	0,00	-	-	-	4,7	4,7				
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	0,00	0,00	4,7	-	-	4,7	4,7				
Coruche	CORUCHE	20,50	0,00	0,5	-	-	4,7	4,7				
Cascais	BIRRE	0,00	1,41	-	-	31,6	-	31,6				
Cascais	CASCAIS	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0	88,1	Trajouce ⁽¹¹⁹⁾	40	100
Cascais	ESTORIL	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Cascais	ALCOITÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	88,1	88,1				
Cascais	CAPARIDE (b)	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0	47,7			
Cascais	ABÓBODA	4,77	0,14	-	-	16,0	47,7	47,7				
Cascais	PAREDE	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Sintra	CAPA ROTA	0,00	0,23	-	-	20,7	49,6	49,6	49,6			
Sintra	RANHOLAS	0,00	0,00	-	-	18,0	-	18,0				
Cascais	TRAJOUCE	0,00	0,00	-	-	-	90,6	90,6				
Oeiras	FIGUEIRINHA	1,41	0,00	-	-	42,0	-	42,0	90,6			
Oeiras	LEIÃO (8)	1,00	0,32	-	-	19,6	60,5	60,5				
Sintra	SÃO MARCOS	0,69	0,00	-	-	20,3	-	20,3				
Sintra	RIO Mouro	0,00	0,00	-	-	21,0	59,3	59,3				
Sintra	QUELUZ	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0	21,0			
Amadora	VENTEIRA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0	36,0			
Amadora	REBOLEIRA	3,34	0,14	-	-	17,5	-	17,5	17,5			
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,83	6,88	-	-	33,1	33,1	33,1	33,1	Alto Mira ⁽¹¹⁹⁾	39	100
Sintra	CACÉM (8)	0,00	1,10	-	-	40,9	60,5	60,5	60,5			
Sintra	MEM MARTINS	0,00	0,00	-	-	42,0	48,9	48,9	48,9			
Sintra	SABUGO	38,35	0,00	-	-	9,5	37,2	37,2				
Sintra	PERO PINHEIRO	0,00	1,00	-	-	20,0	-	20,0	37,2			
Sintra	JANAS	0,00	0,00	-	-	21,0	37,2	37,2				
Lisboa	ZAMBUJAL	0,00	0,00	-	-	42,0	203,1	203,1				
Oeiras	BARCARENA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0	203,1	Zambujal ⁽¹¹⁹⁾	39	100
Oeiras	MIRAFLORES	2,90	0,10	-	-	39,0	-	39,0				
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,67	0,00	-	-	40,3	-	40,3				
Lisboa	SÃO CIRO	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	BOAVISTA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Amadora	VENDA NOVA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	PALHAVÃ	0,00	0,00	-	-	-	194,7	194,7				
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	AMOREIRAS	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	PARQUE	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	SANTA MARTA	1,83	0,00	-	-	40,1	-	40,1	194,7	Sete Rios ⁽¹¹⁹⁾	39	100
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0,00	0,00	-	-	21,0	-	21,0				
Lisboa	NORTE	0,00	4,47	-	-	37,5	-	37,5				

Subestação				Capacidade de receção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT	AT			
				30 kV	15 kV	10 kV						
Lisboa	ALAMEDA	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0				
Lisboa	LUZ	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0				
Lisboa	COLOMBO	6,84	0,00	-	-	14,1	-	14,1				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT						
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018					
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT								
				30 kV	15 kV	10 kV										
Alenquer	MERCEANA	0,00	0,00	17,6	-	-	17,6	17,6	17,6	Carvoeira ⁽¹¹⁹⁾	38	0				
Torres Vedras	MATAÇÃES	68,78	5,45	0,0	-	-	0,0	0,0								
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,28	9,28	-	-	-	0,0	0,0								
Lourinhã	LOURINHÃ	23,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,10	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,30	0,00	-	-	-	0,0	0,0								
Mafra	TELHEIRO	6,06	0,00	-	-	0,0	0,0	0,0								
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,37	2,15	0,0	-	-	0,0	0,0								
Lisboa	CARRICHE	0,00	0,00	-	-	-	122,3	122,3	122,3	Carriche ⁽¹¹⁹⁾	41	100				
Lisboa	ENTRECAMPOS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0								
Lisboa	VALE ESCURO	0,00	0,10	-	-	20,9	-	20,9								
Lisboa	TELHEIRAS	0,00	0,00	-	-	42,0	-	42,0								
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0,00	0,10	-	-	35,9	-	35,9								
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0,00	0,00	-	-	36,0	-	36,0								
Loures	QUINTA DA CALDEIRA (6)	0,00	1,80	-	-	19,2	33,3	33,3								
Odivelas	ARROJA (7)	0,00	0,00	-	-	33,0	39,9	39,9								
Loures	FANHÕES (PS)	63,00	0,00	-	-	-	165,9	165,9								
Loures	FANHÕES (SE)	37,97	0,00	-	-	0,0	87,9	87,9								
Loures	LOURES (6)	4,80	0,00	-	-	28,2	33,3	33,3								
Loures	MERCADO	13,85	1,99	-	-	0,0	0,0	0,0								
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,76	7,22	46,5	-	21,0	50,9	50,9	165,9	Fanhões ⁽¹¹⁹⁾	37	100				
Odivelas	CANEÇAS (7)	0,00	0,00	-	-	18,0	39,9	39,9								
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,74	0,00	-	-	16,2	42,4	42,4								
Mafra	GRADIL	2,10	0,00	-	-	15,9	42,4									
Mafra	MAFRA	14,96	0,00	-	-	6,0	42,4									
Mafra	GODIGANA (*)	0,00	0,00	-	-	18,0	23,7									
Alenquer	VALE TEJO	10,21	40,79	14,5	-	-	143,0	143,0					143	Carregado ⁽¹¹⁹⁾	35A	100
Alenquer	CHEGANÇAS	0,00	0,00	18,0	-	-	-	18,0								
Vila Franca de Xira	AREIAS	0,00	0,00	17,3	-	12,8	30,7	30,7								
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0,00	0,00	-	-	-	60,0	60,0								
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,90	3,00	21,5	-	31,5	-	53,0								
Azambuja	ESPADANAL	0,00	1,58	19,4	-	-	61,2	61,2								
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	0,00	2,00	19,0	-	-	61,2	61,2	61,2	87,0	Santarém ⁽¹¹⁶⁾	35	30			
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0,00	0,00	-	18,0	-	39,4	39,4								
Santarém	FONTAÍNHAS	0,13	0,04	32,9	-	-	87,0	87,0								
Santarém	ALCANEDE	0,00	0,00	18,0	-	-	-	62,9								
Santarém	SÃO BENTO	1,67	0,00	18,5	12,8	-	20,8	20,8								
Almeirim	ALMEIRIM	2,23	17,63	12,2	5,0	-	20,8									
Alpiarça	ALPIARÇA (b)	0,00	0,00	18,0	-	-	20,8									
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0,00	20,00	13,5	-	-	19,5									
Santarém	VALE FIGUEIRA	0,00	1,77	-	16,2	-	-									
Portalegre	SÃO VICENTE	9,25	0,00	7,7	-	-	7,7	7,7	7,7					7,7	Falagueira ⁽¹¹⁸⁾	32
Nisa	ALPALHÃO	2,87	20,00	7,7	-	-	7,7	7,7								
Mação	PRACANA	71,25	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,87	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0								
Nisa	VELADA	11,36	0,00	-	-	-	0,0	0,0								

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT			
Rio Maior	RIO MAIOR	0,13	18,75	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	R. Maior ⁽¹¹⁵⁾	36	100
Cadaval	CADAVAL	20,75	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0,00	0,00	34,2	-	-	-	34,2	34,2			
Óbidos	SANCHEIRA	0,00	2,75	18,2	-	-	21,1	21,1	21,1			
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0,00	0,00	6,3	-	-	6,3	6,3	6,3			
Peniche	ATOUGUIA	50,35	8,40	2,6	6,3	-	6,3	6,3	6,3			
Alcobaça	TURQUEL	8,00	6,00	7,0	-	-	25,7	25,7	25,7			
Alcobaça	CELA	2,16	0,00	25,7	-	-	25,7	25,7	25,7			
Alcobaça	ALCOBAÇA	0,00	0,00	25,7	-	-	25,7	25,7	25,7			
Porto de Mós	SÃO JORGE	1,29	5,00	35,6	-	-	35,6	35,6	35,6			
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,17	0,00	6,3	9,0	-	9,4	9,4	9,4	Batalha ⁽¹¹⁵⁾	29	100
Leiria	MACEIRA	0,00	0,00	-	-	-	23,7	23,7	23,7			
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,33	0,00	17,6	-	-	55,5	55,5	55,5			
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	14,58	17,2	-	-	32,8	32,8	32,8			
Leiria	AZÓIA	0,055	0,00	17,9	28,3	-	50,0	50,0	50,0			
Leiria	PARCEIROS	0,22	0,00	-	17,9	-	50,0	50,0	50,0			
Ourém	FÁTIMA	12,34	20,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Leiria	ANDRINOS	2,35	0,00	18,0	39,6	-	48,0	48,0	48,0			
Leiria	PINHEIROS	0,00	0,00	-	18,0	-	48,0	48,0	48,0			
Leiria	ORTIGOSA	0,05	4,06	-	16,8	-	48,0	48,0	48,0			
Pombal	RANHA	9,84	6,15	12,3	-	-	48,0	48,0	48,0	Pombal ⁽¹¹⁵⁾	27 ^(a)	95
Pombal	POMBAL	10,74	3,04	7,2	-	-	47,9	47,9	47,9			
Pombal	LOURIÇAL	0,00	0,00	18,0	-	-	47,9	47,9	47,9			
Pombal	SICÓ	21,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0			
Ourém	OURÉM	0,00	0,00	21,0	-	-	37,8	37,8	37,8	Zêzere ⁽¹¹⁶⁾	30	30
Torres Novas	CHANCELARIA	18,50	0,00	-	-	-	18,8	18,8	18,8			
Alcanena	VILA MOREIRA	0,00	0,00	18,8	-	-	18,8	18,8	18,8			
Tomar	SANTA CITA	2,00	5,13	10,8	-	-	18,8	18,8	18,8			
Torres Novas	ALMONDA	5,22	0,00	-	-	-	18,8	18,8	18,8			
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,16	1,10	-	18,8	-	18,8	18,8	18,8			
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,80	0,00	18,2	-	-	18,8	18,8	18,8			
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	23,90	14,03	2,2	-	-	2,6	2,6	2,6			
Tomar	VENDA NOVA	6,09	13,95	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Sertã	SERTÃ	13,30	5,20	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0			
Abrantes	OLHO BOI	0,00	10,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Mação	BELVER	84,93	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0,00	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,63	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			
Avis	MARANHÃO	12,86	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0			

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,35	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Penela ⁽¹¹³⁾	25	0
Ansião	PONTÃO	19,10	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Pedrógão Grande	PEDRÓGÃO	0,00	7,07	-	0,0	-	-	0,0				
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,89	8,80	-	-	-	0,0	0,0				
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Lousã	LOUSÃ	76,69	2,22	-	0,0	-	0,0	0,0				
Góis	CADAFAZ	10,20	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Góis	MALHADAS	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Coimbra	TAVEIRO	0,92	0,00	-	20,0	-	26,0	26,0				
Soure	ALFARELOS	2,00	0,00	-	16,0	-	25,0	25,0				
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,12	0,20	7,8	7,8	-	7,8	7,8				
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0,00	0,00	-	21,0	-	111,7	111,7				
Coimbra	CORRENTE	0,00	10,00	-	28,3	-	111,7	111,7				
Coimbra	ANTANHOL	0,00	0,00	-	28,3	-	111,7	111,7				
Coimbra	RELVINHA	3,39	4,38	-	34,2	-	111,7	111,7				
Coimbra	ALEGRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	64,7	64,7				
Penacova	PENACOVA	36,80	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Penacova	AGUIEIRA	1,65	1,08	-	0,0	-	-	0,0				
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,93	0,40	-	0,0	-	0,0	0,0				
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,00	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,24	0,00	-	14,7	-	27,0	27,0				
Figueira da Foz	SÃO JULIÃO	0,00	0,00	-	18,0	-	27,0	27,0				
Figueira da Foz	GALA	5,26	0,00	15,7	-	-	27,0	27,0				
Figueira da Foz	CARVALHAIS	55,00	0,00	-	-	-	27,0	27,0				
Soure	SOURCE	2,09	0,00	15,9	-	-	62,0	62,0				
Anadia	MOGOFORES	1,75	0,00	-	12,5	-	12,5	12,5				
Mealhada	PAMPILHOSA	0,00	45,00	-	12,5	-	12,5	12,5				
Cantanhede	CANTANHEDE	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Cantanhede	TOCHA	8,49	28,80	-	0,0	-	0,0	0,0				
Mira	MIRA	0,00	0,00	-	18,9	-	24,3	24,3				
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,08	2,40	-	18,5	-	24,3	24,3				
Águeda	BARRÔ	38,67	7,00	-	5,0	-	5,0	5,0				
Águeda	ÁGUEDA	17,65	0,00	-	13,4	-	13,4	13,4				
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,76	0,00	-	5,0	-	5,0	5,0				
Ílhavo	ÍLHAVO	6,07	0,00	-	27,0	-	80,5	80,5				
Ílhavo	GAFANHA	0,00	0,00	-	21,0	-	29,0	29,0				
Aveiro	AVEIRO	0,08	0,00	-	32,9	-	53,3	53,3				
Aveiro	ESGUEIRA	37,04	7,50	-	24,2	-	80,5	80,5				
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,92	9,73	-	7,3	-	24,6	24,6				
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0,00	0,00	-	21,0	-	24,6	24,6				
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,91	8,06	-	10,3	-	24,6	24,6				
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,65	0,00	-	24,6	-	24,6	24,6				
Estarreja	AVANCA	12,83	0,00	-	14,4	-	48,0	48,0				
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,35	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Ovar	OVAR	4,43	0,00	-	28,6	-	66,7	66,7				
Ovar	ARADA	0,00	0,00	-	33,0	-	66,7	66,7				
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0,00	5,00	-	0,0	-	-	0,0				
Tábua	CANDOSA	28,18	2,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Arganil	SARZEDO (b)	0,00	0,00	-	18,0	-	33,4	33,4				
Arganil	FRONHAS (*)	0,86	0,00	-	17,1	-	-	27,0				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Castelo Branco	ALCAINS	0,00	25,00	3,3	0,0	-	31,1	31,1	31,1	C. Branco ⁽¹¹⁷⁾	31	0
Castelo Branco	TALAGUEIRA	10,75	0,00	22,3	-	-	81,0	81,0	81,0			
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0,00	0,00	-	-	-	39,9	39,9				
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA	0,00	0,00	18,0	-	-	-	27,1				
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RÔDÃO (d)	4,64	29,50	13,3	-	-	28,8	28,8				
Oleiros	OLEIROS	28,96	0,00	-	-	0,0	-	0,0	0,0	Ferro ⁽¹¹²⁾	19 B	0
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	47,97	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	9,8			
Fundão	FUNDÃO	1,46	15,00	-	4,5	-	9,8	9,8	58,0			
Covilhã	TORTOSENDO	8,94	0,00	-	20,9	-	58,0	58,0				
Covilhã	VÁRZEA	0,00	0,00	-	15,0	-	15,0	15,0				
Belmonte	BELMONTE	31,52	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Sabugal	SABUGAL	21,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0	15,0	Bodiosa ⁽¹⁰⁸⁾	18	0
Penamacor	MEIMOA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Viseu	VISO	4,63	19,37	-	33,0	-	105,9	105,9	105,9			
Sátão	SÁTÃO	0,00	0,00	-	13,5	-	-	13,5				
Viseu	VISEU	0,00	0,00	-	28,3	-	-	28,3				
Viseu	ORGENS	0,00	0,00	-	28,3	-	105,9	105,9				
Vouzela	FORNELO DO MONTE	90,14	0,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	V. Chã ⁽¹¹¹⁾	19	0
Vouzela	VOUZELA	9,18	3,65	-	0,0	-	0,0	0,0				
Viseu	GUMIEI	13,27	15,42	-	0,0	-	0,0	0,0				
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,35	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Tondela	TONDELA	4,35	14,32	-	0,0	-	0,0	0,0				
Seia	SABUGUEIRO	28,01	0,13	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	Chafariz ⁽¹¹¹⁾	19	0
Seia	LORIGA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Gouveia	GOUVEIA	0,00	5,75	-	0,0	-	0,0	0,0				
Seia	SEIA	76,36	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0				
Mangualde	MANGUALDE	12,92	12,33	-	15,7	-	16,9	16,9	16,9	Valdigem ⁽¹⁰⁷⁾	15	0
Nelas	NELAS II	0,93	0,00	-	16,9	-	16,9	16,9				
Celorico da Beira	CELORICO	0,00	5,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Guarda	GUARDA	104,37	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Guarda	CASAL DE CINZA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Sabugal	CERDEIRA	0,00	0,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Vila P. Aguiar ⁽¹⁰⁷⁾	15	0
Trancoso	TRANCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Trancoso	TRANCOSO	30,10	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Pinhel	PINHEL	19,33	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,81	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Lamego	RIBABELIDE	68,10	28,00	-	-	-	35,3	35,3	35,3	Valpaços ⁽¹⁰³⁾	3	50
Amarante	CARNEIRO	13,96	1,04	-	0,0	-	0,0	0,0				
Baião	SEIXINHOS	38,48	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Lamego	VÁRZEA	69,26	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Lamego	LAMEGO	28,57	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Alijó	PINHÃO	0,43	0,00	14,9	-	-	14,9	14,9	14,9	Mogadouro ⁽¹⁰³⁾	16	60
Vila Real	TELHEIRA	48,21	0,00	0,0	-	-	0,0	0,0				
Vila Real	JORJAIS	29,99	0,00	0,0	-	-	46,6	46,6				
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	91,92	4,27	0,0	-	-	35,3	35,3				
Chaves	VIDAGO	17,18	0,83	-	0,0	-	0,0	0,0				
Chaves	CHAVES	23,01	1,10	-	0,0	-	0,0	0,0				
Montalegre	MORGADE	12,97	0,36	-	0,0	-	0,0	0,0				
Montalegre	LEIRANCO	27,50	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Valpaços	VALPAÇOS	10,00	15,00	-	4,9	-	4,9	4,9				
Mogadouro	MOGADOURO	4,41	7,12	4,2	-	-	64,0	64,0				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT				
Bragança	BRAGANÇA	20,51	1,02	18,3	-	-	18,3	18,3	18,3	Macedo ⁽¹⁰³⁾	16	50	
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,00	12,32	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0				
Mirandela	MIRANDELA	2,07	25,00	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0				
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	8,33	0,00	9,6	-	-	-	9,6	9,6	Pocinho ⁽¹⁰⁹⁾	17	0	
Mêda	MARVÃO	0,25	0,00	8,7	-	-	-	8,7	8,7				
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0,00	0,03	-	33,0	-	101,8	101,8	101,8	Canelas ⁽¹⁰²⁾	12	100	
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0,00	0,00	-	36,0	-	52,9	52,9					
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0,00	0,00	-	33,0	-	79,6	79,6					
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0,00	0,00	-	33,0	-	79,2	79,2					
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0					
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,19	0,00	-	28,1	-	77,6	77,6					
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,02	0,00	-	22,3	-	31,6	31,6					
Espinho	ESPINHO	1,60	0,53	-	30,9	-	31,6	31,6					
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,0	0,00	-	22,5	-	22,5	22,5					
Santa Maria da Feira	ACAIL	0,00	0,00	-	-	-	18,1	18,1					
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	9,90	4,75	-	18,4	-	27,3	27,3	27,3	Feira ⁽¹⁰²⁾	2	100	
Santa Maria da Feira	FEIRA	0,00	0,00	-	21,5	-	21,5	21,5					
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0,00	0,72	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0				
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,76	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0,00	0,00	-	33,0	-	42,3	42,3					
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,13	0,22	-	31,7	-	50,0	50,0					
Arouca	AROUCA	8,50	1,66	-	3,3	-	9,8	9,8					
Santa Maria da Feira	INHA	0,49	17,06	-	11,4	-	22,2	22,2					
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	17,04	1,40	-	14,6	-	23,3	23,3	23,3				
Castelo de Paiva	FORNOS	14,76	0,00	-	3,2	-	38,4	38,4	38,4				Torrão ⁽¹⁰⁷⁾
Gondomar	GONDOMAR	3,02	0,00	-	30,0	-	54,3	54,3	54,3	Ermesinde ⁽¹⁰²⁾	11	100	
Gondomar	FÂNZERES	0,00	7,18	-	25,9	-	34,5	34,5					
Gondomar	JOVIM	0,00	0,00	-	21,0	-	50,0	50,0					
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,15	0,00	-	30,9	-	-	30,9	30,9	120,2	Prelada ⁽¹⁰²⁾	9	100
Porto	ANTAS	0,00	0,31	-	62,6	-	64,4	64,4					
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0,00	0,00	-	31,5	-	41,7	41,7					
Porto	PARANHOS	7,10	1,47	-	22,9	-	120,2	120,2					
Porto	PRELADA	0,00	0,00	-	0,0	-	207,8	207,8					
Porto	LAPA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0					
Porto	VITÓRIA	0,00	0,00	-	33,0	-	56,6	56,6					
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,30	0,00	-	25,2	-	-	91,1					
Porto	BOAVISTA	0,00	0,00	-	63,0	-	-	78,3					
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0,00	0,00	-	-	-	72,0	72,0	72,0	Custóias ⁽¹⁰²⁾	9	100	
Porto	CAMPO ALEGRE	0,00	3,44	-	48,5	-	48,5	48,5					
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,24	0,00	-	18,1	-	59,1	59,1					
Matosinhos	MATOSINHOS	0,00	0,00	-	33,0	-	122,5	122,5					
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,60	0,00	-	41,4	-	60,3	60,3	60,3				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo			Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	MT			AT	MT+AT	AT				
				30 kV	15 kV	10 kV							
Matosinhos	AMIEIRA	4,00	0,00	-	27,5	-	37,8	37,8	37,8	Vermoim ⁽¹⁰²⁾	9	100	
Maia	MAIA	7,43	0,00	-	58,7	-	75,6	75,6	128,5				
Vila do Conde	MINDELO	0,00	0,00	-	28,3	-	41,9	41,9					
Vila do Conde	MOSTEIRÃO	0,00	0,00	-	33,0	-	66,5	66,5					
Valongo	ALFENA	3,20	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0					
Maia	GUEIFÃES	0,27	1,80	-	31,0	-	60,3	60,3					60,3
Trofa	MURO	6,08	0,00	-	27,0	-	57,6	57,6					
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO (d)	16,38	0,00	-	41,5	-	57,6	57,6					57,6
Vila do Conde	VILA DO CONDE (d)	4,22	1,50	-	27,3	-	49,7	49,7					
Póvoa de Varzim	BEIRIZ (d)	0,12	24,23	-	28,7	-	38,6	38,6					49,7
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO (d)	13,50	0,00	-	29,5	-	103,5	103,5					
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	8,98	0,00	-	28,3	-	103,5	103,5	103,5				
Santo Tirso	AREIAS NORTE	4,70	2,38	-	19,1	-	100,8	100,8					
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,46	3,63	-	14,9	-	100,8	100,8	100,8				
Braga	LAMAS	0,00	0,00	-	33,0	-	50,0	50,0					
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO (10)	59,18	3,49	-	0,0	-	6,8	6,8	6,8				
Felgueiras	SOUSA (10)	0,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8					
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	5,80	21,15	-	26,8	-	102,6	102,6	102,6				
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,60	0,00	-	-	-	28,3	28,3					
Vieira do Minho	ERMAL	22,51	0,98	-	8,2	-	28,3	28,3					
Guimarães	PEVIDÉM	30,16	13,70	-	9,5	-	69,0	69,0					
Guimarães	LAMEIRINHO	14,67	0,00	-	10,7	-	10,7	10,7					
Guimarães	GUIMARÃES	13,06	1,74	-	27,1	-	65,2	65,2					
Fafe	FAFE	4,10	0,00	-	28,9	-	77,0	77,0					
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,84	0,00	-	-	-	18,7	18,7					
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,98	1,83	-	-	-	18,7	18,7					
Felgueiras	FELGUEIRAS (10)	3,00	0,00	-	6,8	-	6,8	6,8		6,8			
Mondim de Basto	CAMPANHÓ (10)	58,54	0,00	-	0	-	6,8	6,8					
Amarante	AMARANTE (10)	3,04	1,56	-	0,0	-	0,0	0,0	35,4				
Valongo	VALONGO	3,99	2,30	-	26,7	-	35,4	35,4					
Paredes	REBORDOSA	6,08	0,00	-	35,9	-	60,0	60,0	60,0				
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0,00	0,00	-	28,3	-	60,0	60,0					
Paredes	LORDELO	0,00	0,00	-	33,0	-	62,0	62,0	125,1				
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	0,99	0,00	-	32,0	-	62,0	62,0					
Lousada	LOUSADA	0,00	0,00	-	28,3	-	62,0	62,0	62,0				
Penafiel	BUSTELO	0,00	1,53	-	19,4	-	63,4	63,4					
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESSES	13,17	5,00	-	0,0	-	63,4	63,4	111,9				
Castro Daire	CABRIL	139,21	0,00	-	-	-	0,0	0,0					
									0,0	125,1	8	100	
									60,0				
									62,0	111,9	13	50	
									63,4				
									0,0	111,9	14	0	
									63,4				

Subestação				Capacidade de recepção [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência de Ligação [MVA] (Atribuída)		Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	Capacidade do barramento 60kV [MVA] Valores em 04.2018	
		Ligado	Comprometido	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT				AT
Montalegre	VILA DA PONTE	2,87	0,00	-	0,0	-	-	0,0	0,0	Frades	4	0
Boticas	BARROSO	46,06	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,60	0,00	-	10,4	-	55,3	55,3				
Amares	AMARES	2,26	2,85	-	27,9	-	57,9	57,9	175,3	Oleiros ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Vila Verde	TURIZ	0,00	0,00	-	0,0	-	57,9					
Braga	LAMAÇÕES	0,00	0,00	-	33,0	-	126,4	126,4				
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,49	0,00	-	24,5	-	116,3	116,3				
Braga	BRAGA	0,00	0,00	-	33,0	-	-	33,0				
Barcelos	LIJÓ	3,75	0,00	-	24,6	-	40,8	40,8				
Barcelos	ALVELOS	10,35	11,18	-	21,5	-	40,8		96,4			
Barcelos	PENIDE	8,01	2,50	-	22,5	-	55,6	55,6	11,7	V. Fria ⁽¹⁰⁶⁾	6	0
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,37	0,00	-	11,7	-	11,7	11,7				
Viana do Castelo	MONSERRATE	2,15	25,00	-	11,7	-	11,7	11,7				
Caminha	ORBACÉM	35,47	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Caminha	ÂNCORA	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA (b)	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,50	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Valença	VALENÇA	4,68	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,41	0,00	-	18,5	-	61,3	61,3				
Esposende	FONTE BOA	2,40	0,00	-	18,6	-	61,3	61,3				
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Viana do Castelo	LANHESES (b)	0,00	0,00	-	7,0	-	7,0	7,0				
Ponte de Lima	FEITOSA	1,66	15,14	-	7,0	-	7,0	7,0				
Arcos de Valdevez	POLIPROPÍGAL (1)	0,00	0,00	-	-	-	7,0	7,0				
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0,00	0,00	-	7,0	-	7,0	7,0				
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,00	3,76	-	7,0	-	7,0	7,0				
Monção	TROVISCOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Melgaço	ROUSSAS	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,52	0,00	-	-	-	0,0	0,0				
Ponte da Barca	LINDOSO	0,00	0,00	-	0,0	-	0,0	0,0				

Observações:

(*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.

(a) - Instalação com recurso pela RND.

(b) - Instalação com entrada em serviço após 2018..

(c) - Instalação retirada de serviço após 2018.

(d) - Instalação que mudou de barramento 60kV RNT após 2018.

(1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.

(2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).

(3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).

(4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).

(5) - A capacidade da SE Terena e do grupo SE Borba e SE Vila Viçosa, concorre entre si.

(6) - A capacidade da SE Loures e da SE Quinta da Caldeira concorre entre si.

(7) - A capacidade da SE Arroja e da SE Caneças concorre entre si.

(8) - A capacidade da SE Leão e da SE Cacém concorre entre si.

(9) - A capacidade da SE VilamouraB e da SE Quarteira concorre entre si.

(10) - A capacidade do grupo de SE S.Martinho do Campo e SE Sousa, concorre com a capacidade do grupo de SE Felgueiras, SE Amarante e SE Campanhó concorre entre si.

(101) - A capacidade do barramento 60kV da SE Riba d'Ave (REN), da SE Fafe (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(102) - A capacidade do barramento 60kV da SE Feira (REN), da SE Recarei (REN), da SE Vermoim (REN), da SE Prelada (REN), da SE Custóias (REN), da SE Ermesinde (REN) e da SE Canelas (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, da SE V.N. Famalição (REN) concorrem entre si para um máximo de 600MVA.

(103) - A capacidade do barramento 60kV da SE Macedo (REN) e da SE Valpaços (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 50MVA.
A capacidade do barramento 60kV da SE Macedo (REN), da SE Valpaços (REN) e da SE Mogoarouro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 90MVA.

(105) - A capacidade do barramento 60kV da Frades (REN), do barramentos de nível tensão superior a 60kV nesta SE e nas SE Viera do Minho e Pedralva concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(106) - A capacidade do barramento 60kV da SE V. Fria (REN), da SE Oleiros (REN) e dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(107) - A capacidade do barramento 60kV da SE Torrão (REN), da SE Carrapatelo (REN), da SE Vila P. Aguiar (REN), da SE Valdigem (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 270MVA.

(108) - A capacidade do barramento 60kV da SE Bodiosa (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Bodiosa (REN) e Armamar (REN), concorrem entre si para um máximo de 300MVA.

(109) - A capacidade do barramento 60kV da SE Pocinho (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorrem entre si para um máximo de 120MVA.

(111) - A capacidade do barramento 60kV da SE V.Chã (REN), da SE Chafariz (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(112) - A capacidade do barramento 60kV da SE Ferro (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores na SE Ferro (REN) e Fundão (REN), concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(113) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tábua (REN), da SE Penela (REN) e da SE Pereiros (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 170MVA.

(114) - A capacidade do barramento 60kV da SE Paraimo (REN), da SE Estarreja (REN) e da SE Mourisca (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 400MVA.

(115) - A capacidade do barramento 60kV da SE Lavos (REN), da SE Pombal (REN), da SE Batalha (REN) e da SE R.Maior (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 460MVA.

(116) - A capacidade do barramento 60kV da SE Zêzere (REN) e da SE Santarém (REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 30MVA.

(117) - A capacidade do barramento 60kV da SE C.Branco (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(118) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE Falagueira(REN) concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(119) - A capacidade do barramento 60kV da SE Carregado (REN), da SE Carvoeira (REN), da SE Fanhões (REN), da SE A.Mira (REN), da SE Sete Rios (REN), da SE Zambujal (REN), da SE Trajouce (REN), da SE Carriche (REN), da SE Sacavém (REN), da SE Alto São João (REN), dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Ribatejo (REN), concorrem entre si para um máximo de 400MVA.

(120) - A capacidade do barramento 60kV da SE P.Alto (REN), da SE F.Ferro (REN), da SE Trafaria (REN), da SE Setúbal (REN), da SE Alcochete (REN) dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE e na SE Palmela (REN), concorrem entre si para um máximo de 300MVA.

(121) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE Sines (REN) concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(122) - A capacidade do barramento 60kV da SE Évora (REN), da SE Divor (REN) e do SE Estremoz (REN) concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(123) - A capacidade do barramento 60kV e do barramento 150kV da SE F.Alentejo (REN) concorrem entre si para um máximo de 20MVA.

(124) - A capacidade do barramento 60kV da SE Alqueva (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorrem entre si para um máximo de 105MVA.

(125) - A capacidade do barramento 60kV da SE Ourique (REN) e dos barramento de níveis de tensão superiores nesta SE, concorrem entre si para um máximo de 20MVA.

(126) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tavira (REN) e da SE Estoil(REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 0MVA.

(127) - A capacidade do barramento 60kV da SE Tunes (REN) e da SE Portimo(REN) , dos barramentos de níveis de tensão superiores nestas SE, concorrem entre si para um máximo de 50MVA.

ANEXO 7 – RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE INDISPONIBILIDADE TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS SUBESTAÇÕES AT/MT

**Anexo 7.A – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT
31.12.2018 (Previsão)**

**Anexo 7.B – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT
31.12.2020 (Previsão)**

**Anexo 7.C – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT
31.12.2023 (Previsão)**

**ANEXO 7.A – RESERVA N-1 ÀS
CAPITAIS DE DISTRITO –
INDISPONIBILIDADE TOTAL
DO BARRAMENTO MT
31.12.2018 (PREVISÃO)**

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Aveiro	SE Aveiro	32,05	4,95
Aveiro	SE Esgueira	8,87	6,77
Aveiro	SE Gafanha	0,69	0,69
Aveiro	SE Ílhavo	3,16	0,00
Aveiro	SE Oliveira do Bairro	0,04	0,00
Beja	SE Beja	14,73	7,14
Beja	SE Serpa	0,29	0,00
Braga	SE Braga	24,10	0,00
Braga	SE São Martinho de Dume	13,09	0,00
Braga	SE Lamações	26,06	0,00
Braga	SE Lamas	4,52	2,41
Braga	SE Penide	0,11	0,00
Braga	SE Turiz	0,24	0,00
Bragança	SE Bragança	19,95	16,86
Castelo Branco	SE Castelo Branco	3,02	3,02
Castelo Branco	SE Talagueira	29,29	0,00
Castelo Branco	SE Alcaíns	8,56	0,00
Coimbra	SE Alegria	30,29	3,78
Coimbra	SE Relvinha	15,28	1,89
Coimbra	SE Alto de São João	15,58	0,00
Coimbra	SE Taveiro	1,44	0,00
Coimbra	SE Corrente	12,69	0,00
Coimbra	SE Antanhol	4,09	0,00
Coimbra	SE Condeixa	0,12	0,00
Évora	SE Évora	27,67	7,29
Évora	SE Caeira	7,20	0,00
Faro	SE Faro	13,46	0,32
Faro	SE Torre Natal	10,62	0,00
Faro	SE Braciais	0,32	0,00
Faro	SE Loulé	0,03	0,00
Guarda	SE Guarda	15,54	0,00
Guarda	SE Casal de Cinza	8,19	0,00
Leiria	SE Azóia	4,54	0,21
Leiria	SE Andrinos	18,37	0,97
Leiria	SE Ortigosa	0,27	0,00
Leiria	SE Pinheiros	10,37	0,27
Leiria	SE Parceiros	11,82	0,00
Lisboa	SE Central Tejo	32,45	11,54
Lisboa	SE Boavista	32,14	0,00
Lisboa	SE São Ciro	16,39	0,00
Lisboa	SE Santa Marta	37,85	0,00
Lisboa	SE Senhor Roubado	7,38	0,00
Lisboa	SE Norte	44,04	3,96
Lisboa	SE Vale Escuro	21,76	0,22
Lisboa	SE Zambujal	9,48	0,00
Lisboa	SE Praça da Figueira	35,14	6,68
Lisboa	SE Alameda	25,57	0,00
Lisboa	SE Telheiras	26,80	0,00

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Lisboa	SE Parque	41,84	0,00
Lisboa	SE Aeroporto	26,90	4,21
Lisboa	SE Luz	25,11	2,43
Lisboa	SE Entrecampos	30,42	0,00
Lisboa	SE Amoreiras	29,07	0,00
Lisboa	SE Arco Carvalhão	24,95	0,00
Lisboa	SE Colombo	31,42	8,89
Lisboa	SE Expo Sul	29,40	0,00
Lisboa	SE Alto do Lumiar	7,47	0,00
Lisboa	SE Gago Coutinho	22,84	0,00
Lisboa	SE Marvila	26,33	0,00
Lisboa	SE Moscavide	4,46	2,36
Lisboa	SE Expo Norte	14,61	0,00
Lisboa	SE Miraflores	6,26	0,00
Portalegre	SE São Vicente	12,22	0,00
Portalegre	SE Arronches (Móvel)	0,01	0,00
Porto	SE Lapa	20,16	0,00
Porto	SE Boavista (Porto)	42,60	0,00
Porto	SE Campo Alegre	37,50	0,00
Porto	SE Antas	38,30	0,65
Porto	SE Campo 24 Agosto	11,99	0,00
Porto	SE Monte dos Burgos	36,55	0,00
Porto	SE Paranhos	30,05	0,00
Porto	SE Vitória	23,55	0,00
Santarém	SE Fontainhas	8,89	0,00
Santarém	SE São Bento	16,10	0,00
Santarém	SE Serrada Grande	0,19	0,00
Setúbal	SE São Sebastião	10,83	0,39
Setúbal	SE Sado	0,91	0,00
Setúbal	SE Terroa	12,60	0,00
Setúbal	SE Brasil	21,97	2,03
Viana do Castelo	SE Santa Marta de Portuzelo	9,24	0,00
Viana do Castelo	SE Monserrate	10,83	0,00
Vila Real	SE Telheira	19,79	0,00
Vila Real	SE Jorjais	4,74	0,00
Vila Real	SE Pinhão	0,39	0,00
Viseu	SE Viseu	9,04	0,00
Viseu	SE Orgens	5,70	0,00
Viseu	SE Viso	10,27	0,00

**ANEXO 7.B – RESERVA N-1 ÀS
CAPITAIS DE DISTRITO –
INDISPONIBILIDADE TOTAL
DO BARRAMENTO MT
31.12.2020 (PREVISÃO)**

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Aveiro	SE Aveiro	31,30	4,83
Aveiro	SE Esgueira	8,65	6,60
Aveiro	SE Gafanha	0,70	0,70
Aveiro	SE Ílhavo	3,20	0,00
Aveiro	SE Oliveira do Bairro	0,05	0,00
Beja	SE Beja	15,11	7,32
Beja	SE Serpa	0,30	0,00
Braga	SE Braga	24,45	0,00
Braga	SE São Martinho de Dume	13,28	0,00
Braga	SE Lamações	26,44	0,00
Braga	SE Lamas	4,57	2,45
Braga	SE Penide	0,12	0,00
Braga	SE Turiz	0,24	0,00
Bragança	SE Bragança	20,52	17,33
Castelo Branco	SE Talagueira	32,21	0,00
Castelo Branco	SE Alcaíns	10,57	0,00
Coimbra	SE Alegria	30,58	3,82
Coimbra	SE Relvinha	15,43	1,91
Coimbra	SE Alto de São João	15,73	0,00
Coimbra	SE Taveiro	1,45	0,00
Coimbra	SE Corrente	12,83	0,00
Coimbra	SE Antanhol	4,13	0,00
Coimbra	SE Condeixa	0,12	0,00
Évora	SE Évora	28,08	7,39
Évora	SE Caeira	7,31	0,00
Faro	SE Faro	13,69	0,33
Faro	SE Torre Natal	10,82	0,00
Faro	SE Braciais	0,33	0,00
Faro	SE Loulé	0,03	0,00
Guarda	SE Guarda	15,88	0,00
Guarda	SE Casal de Cinza	8,37	0,00
Leiria	SE Azóia	4,57	0,21
Leiria	SE Andrinos	18,56	0,98
Leiria	SE Ortigosa	0,27	0,00
Leiria	SE Pinheiros	10,48	0,28
Leiria	SE Parceiros	11,94	0,00
Lisboa	SE Central Tejo	32,62	0,00
Lisboa	SE Boavista	32,74	0,00
Lisboa	SE São Ciro	16,47	0,00
Lisboa	SE Santa Marta	33,84	0,00
Lisboa	SE Senhor Roubado	7,34	0,00
Lisboa	SE Norte	44,24	3,98
Lisboa	SE Vale Escuro	19,68	0,20
Lisboa	SE Zambujal	9,64	0,00
Lisboa	SE Praça da Figueira	26,02	0,00
Lisboa	SE Alameda	25,70	0,00
Lisboa	SE Telheiras	26,93	0,00
Lisboa	SE Parque	42,04	0,00

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Lisboa	SE Aeroporto	27,02	4,23
Lisboa	SE Luz	25,21	2,44
Lisboa	SE Entrecampos	30,57	0,00
Lisboa	SE Amoreiras	29,21	0,00
Lisboa	SE Arco Carvalhão	25,07	0,00
Lisboa	SE Colombo	31,57	8,93
Lisboa	SE Expo Sul	29,54	0,00
Lisboa	SE Alto do Lumiar	7,50	0,00
Lisboa	SE Gago Coutinho	22,95	0,00
Lisboa	SE Marvila	26,45	0,00
Lisboa	SE Moscavide	4,48	2,37
Lisboa	SE Expo Norte	14,68	0,00
Lisboa	SE Miraflores	6,42	0,00
Lisboa	SE Pena	22,41	0,00
Portalegre	SE São Vicente	12,37	0,00
Portalegre	SE Arronches (Móvel)	0,01	0,00
Porto	SE Lapa	20,13	0,00
Porto	SE Boavista (Porto)	42,55	0,00
Porto	SE Campo Alegre	37,45	0,00
Porto	SE Antas	38,26	0,65
Porto	SE Campo 24 Agosto	12,04	0,00
Porto	SE Monte dos Burgos	36,50	0,00
Porto	SE Paranhos	30,02	0,00
Porto	SE Vitória	23,52	0,00
Santarém	SE Fontainhas	8,98	0,00
Santarém	SE São Bento	16,28	0,00
Santarém	SE Serrada Grande	0,18	0,00
Setúbal	SE São Sebastião	10,87	0,39
Setúbal	SE Sado	0,93	0,00
Setúbal	SE Terroa	12,76	0,00
Setúbal	SE Brasil	22,25	2,05
Viana do Castelo	SE Santa Marta de Portuzelo	9,45	0,00
Viana do Castelo	SE Monserrate	11,08	0,00
Vila Real	SE Telheira	20,33	0,00
Vila Real	SE Jorjais	4,39	0,00
Vila Real	SE Pinhão	0,40	0,00
Viseu	SE Viseu	9,06	0,00
Viseu	SE Orgens	5,71	0,00
Viseu	SE Viso	10,30	0,00

**ANEXO 7.C – RESERVA N-1 ÀS
CAPITAIS DE DISTRITO –
INDISPONIBILIDADE TOTAL
DO BARRAMENTO MT
31.12.2023 (PREVISÃO)**

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Aveiro	SE Aveiro	30,07	4,64
Aveiro	SE Esgueira	8,29	6,33
Aveiro	SE Gafanha	0,71	0,71
Aveiro	SE Ílhavo	3,23	0,00
Aveiro	SE Oliveira do Bairro	0,05	0,00
Beja	SE Beja	15,54	0,00
Beja	SE Serpa	0,31	0,00
Beja	SE Parque Industrial Beja	4,99	0,00
Braga	SE Braga	24,74	0,00
Braga	SE São Martinho de Dume	13,43	0,00
Braga	SE Lamações	26,75	0,00
Braga	SE Lamas	4,62	2,47
Braga	SE Penide	0,12	0,00
Braga	SE Turiz	0,25	0,00
Bragança	SE Bragança	21,15	17,86
Castelo Branco	SE Talagueira	32,74	0,00
Castelo Branco	SE Alcaíns	10,73	0,00
Coimbra	SE Alegria	30,73	3,84
Coimbra	SE Relvinha	15,50	1,91
Coimbra	SE Alto de São João	15,80	0,00
Coimbra	SE Taveiro	1,46	0,00
Coimbra	SE Corrente	12,92	0,00
Coimbra	SE Antanhol	4,15	0,00
Coimbra	SE Condeixa	0,12	0,00
Évora	SE Évora	28,41	7,48
Évora	SE Caeira	7,41	0,00
Faro	SE Faro	13,88	0,33
Faro	SE Torre Natal	10,99	0,00
Faro	SE Braciais	0,33	0,00
Faro	SE Loulé	0,03	0,00
Guarda	SE Guarda	16,23	0,00
Guarda	SE Casal de Cinza	8,56	0,00
Leiria	SE Azóia	4,58	0,21
Leiria	SE Andrinos	18,66	0,98
Leiria	SE Ortigosa	0,27	0,00
Leiria	SE Pinheiros	10,54	0,28
Leiria	SE Parceiros	12,01	0,00
Lisboa	SE Central Tejo	32,61	0,00
Lisboa	SE Boavista	33,33	0,00
Lisboa	SE São Ciro	16,45	0,00
Lisboa	SE Santa Marta	33,81	0,00
Lisboa	SE Senhor Roubado	7,25	0,00
Lisboa	SE Norte	44,21	3,98
Lisboa	SE Vale Escuro	19,66	0,20
Lisboa	SE Zambujal	9,78	0,00
Lisboa	SE Praça da Figueira	26,00	0,00
Lisboa	SE Alameda	25,67	0,00
Lisboa	SE Telheiras	26,91	0,00

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Lisboa	SE Parque	42,00	0,00
Lisboa	SE Aeroporto	27,01	4,23
Lisboa	SE Luz	25,16	2,44
Lisboa	SE Entrecampos	30,54	0,00
Lisboa	SE Amoreiras	29,18	0,00
Lisboa	SE Arco Carvalhão	25,04	0,00
Lisboa	SE Colombo	31,54	8,92
Lisboa	SE Expo Sul	29,51	0,00
Lisboa	SE Alto do Lumiar	7,50	0,00
Lisboa	SE Gago Coutinho	22,93	0,00
Lisboa	SE Marvila	26,43	0,00
Lisboa	SE Moscavide	4,48	2,37
Lisboa	SE Expo Norte	14,67	0,00
Lisboa	SE Miraflores	6,59	0,00
Lisboa	SE Pena	22,38	0,00
Portalegre	SE São Vicente	12,47	0,00
Portalegre	SE Arronches (Móvel)	0,01	0,00
Porto	SE Lapa	20,00	0,00
Porto	SE Boavista (Porto)	42,27	0,00
Porto	SE Campo Alegre	37,20	0,00
Porto	SE Antas	38,00	0,65
Porto	SE Campo 24 Agosto	12,05	0,00
Porto	SE Monte dos Burgos	36,26	0,00
Porto	SE Paranhos	29,82	0,00
Porto	SE Vitória	23,37	0,00
Santarém	SE Fontainhas	9,03	0,00
Santarém	SE São Bento	16,41	0,00
Santarém	SE Serrada Grande	0,18	0,00
Setúbal	SE São Sebastião	10,84	0,39
Setúbal	SE Sado	0,94	0,00
Setúbal	SE Terroa	12,90	0,00
Setúbal	SE Brasil	22,48	2,07
Viana do Castelo	SE Santa Marta de Portuzelo	7,73	0,00
Viana do Castelo	SE Monserrate	11,35	0,00
Vila Real	SE Telheira	20,93	0,00
Vila Real	SE Jorjais	4,52	0,00
Vila Real	SE Pinhão	0,41	0,00
Viseu	SE Viseu	9,01	0,00
Viseu	SE Orgens	5,68	0,00
Viseu	SE Viso	10,24	0,00

ANEXO 8 – FICHAS DE CARACTERIZAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS

Ficha n.º 1 - Balizagem Diurna de linhas aéreas AT e MT

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Mitigação do Risco no Operador de Instalações Críticas		
Subprograma:	Balizagem Diurna de linhas aéreas AT e MT		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 1

Investimento total a custos totais (k€):	1.334	Investimento total a custos primários (k€):	842
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	1.334		

Motivação:

O Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC), através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de Maio/2003, expressa um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.

Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.

O ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando assim evitar acidentes, através deste balizamento, que deverá assim ter o enquadramento num subprograma específico a realizar no programa de investimento Mitigação do Risco no Operador de Instalações Crítica, por forma a mitigar os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT que observem, pelo menos, um dos seguintes critérios:

- Vãos com comprimento elevado (tipicamente vales com desníveis acentuados e arborizados);
- Zonas com grande densidade de linhas (derivações e cruzamentos com linhas de tensões diferenciadas).

Nota: Tendo em conta o volume das necessidades identificadas neste âmbito, para o PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma específico, a partir de 2020.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	-
Redução de MAIFI MT (inc.)	-

Resumo investimento:

Ano 0 - -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT/MT				334	1.001	
	TOTAL				334	1.001	

Ficha n.º 2 - Fixação Anti-Sísmica de TP

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Mitigação do Risco no Operador de Instalações Críticas

Subprograma: Fixação Anti-Sísmica de TP

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vários

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 2

Investimento total a custos totais (k€): 2.620

Investimento total a custos primários (k€): 1.658

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 2.620

Motivação:

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Nota: O PDIRD-E 2016 já considerava projetos de fixação anti-sísmica de TP. Tendo em conta o volume das necessidades identificadas neste âmbito, para o PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma específico.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	-
Redução de MAIFI MT (inc.)	-

Resumo investimento:

Ano 0 - -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT					
	Instalações AT/MT		790	457	1.372	
	Rede MT					
	TOTAL		790	457	1.372	

Ficha n.º 3 - Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma: Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vários

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 3

Investimento total a custos totais (k€): 2.960 **Investimento total a custos primários (k€):** 1.840

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 2.960

Motivação:

Os *Padrões de Segurança para Planeamento da Rede Nacional de Transporte* do *Regulamento da Rede de Transporte* definem que as cargas monoalimentadas deverão ter um limite máximo de ponta de 70MW. O ORD, em consonância com este pressuposto da RNT, estabeleceu critérios de planeamento para a alimentação de grandes blocos de carga (potência de ponta superior a 70MW), os quais se baseiam também na norma inglesa ER P2/6 - Ofgem, que a seguir se definem:

- Em N-1 instantâneo (falha de um circuito) a mínima carga alimentada deverá ser o bloco de carga menos 20MW.
- Para instalações que alimentem uma carga superior a 70MW, deverá existir interbarras AT e Protecção Diferencial de Barramento AT selectiva, de forma a evitar o deslastre total de elevados valores de carga.

Na RND AT foram identificados os seguintes constrangimentos em blocos de carga do grupo D, que não permitem cumprir os critérios estabelecidos:

Cenário de crescimento de cargas central

- Anel formado pela linhas AT LN60 1469 Lavos (REN)-Gala, LN60 1372 PC Carvalhais-Gala e LN60 1371 Lavos (REN)-PC Carvalhais (Em regime N-1, as linhas entram em sobrecarga existindo o disparo pelos sistemas de protecção);
- SE Talagueira (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- SE Alcoitão (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- SE Fontainhas (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- PS Sobralinho (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- SE Santa Marta de Portuzelo (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- SE Sancheira (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);

No cenário de crescimento de cargas superior, para além dos constrangimentos anteriores identificados, acrescentam-se os seguintes:

- LN60 1075 Ermesinde (REN)-Fânzeres (a existência de um único circuito, provoca o deslastre de toda a carga em regime N-1);
- SE Fânzeres (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);
- SE Lordelo (Em caso de defeito de barramento, ocorre o deslastre instantâneo de toda a carga);

De forma a ultrapassar estes constrangimentos, pretende-se investir no reforço de condutores das linhas AT, nos casos em que em regime N-1 ocorrem sobrecargas que provocam o deslastre das linhas, e em novo circuito paralelo, no caso das linhas AT sem recurso, e nas instalações pretende-se investir em interbarras AT, caso não existam, e em Protecções Diferenciais AT de Barramento selectivas. No período deste Plano, apenas vão ser considerados os projetos para resolução dos constrangimentos identificados para o cenário central de consumos. Função da evolução dos consumos, este subprograma será reavaliado em próximo PDIRD.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.770				1.728	
	Instalações AT/MT	1.359			411	822	
	Rede MT						
	TOTAL	3.130	-	-	411	2.549	-

nota: este programa será revisto para o PDIRD-E 2020, pelo que não se considera investimento após 2023

Ficha n.º 4 - Reserva de Transformadores AT/MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reserva de Transformadores AT/MT
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Concelhos:

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 1	Ficha nº 4

Investimento total a custos totais (k€): 3.755 **Investimento total a custos primários (k€):** 2.377
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 553

Motivação:

Na sequência de estudo interno já apresentado em edição anterior do PDIRD, foi definido o dimensionamento de uma reserva de transformadores de potência, para fazer face às avarias destes equipamentos. O critério de dimensionamento foi estabelecido por forma a garantir a disponibilidade do conjunto de transformadores em serviço com o mínimo de 99%.

Os transformadores serão localizados em plataformas existentes, destinadas para o efeito, em terrenos anexos às subestações de Ruivães (Vila Nova de Famalicão), Olho de Boi (Abrantes) e São Sebastião (Setúbal). Nestas instalações, os transformadores serão alvo de monitorização e de ações manutenção, a fim de garantirem a sua operacionalidade.

O Plano contempla a constituição de uma reserva de transformadores AT/MT de acordo com o definido no estudo, incluindo a cativação de transformadores existentes, que são objeto de ações de reabilitação:

60/10 kV, 20 MVA, YNd11
60/30 kV, 20 MVA, YNd5

e a aquisição de 6 novos transformadores:

60/15 kV, 31,5 MVA, YNd5
60/15 kV, 31,5 MVA, YNd5
60/30 kV 31,5 MVA, YNyn0(d)
60/10 kV 40 MVA, YNd11
60/30/10 kV, 31,5 MVA, YNyn0d11
60/30/15 kV, 31,5 MVA, YNyn0d11

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT						
	Instalações AT/MT	4.360	3.202	553			
	Rede MT						
	TOTAL	4.360	3.202	553	-	-	-

Ficha n.º 5 - Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		
Subprograma:	Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	43 concelhos		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 5

Investimento total a custos totais (k€):	10.023	Investimento total a custos primários (k€):	7.480
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	7.888		

Motivação:

O desenvolvimento do projeto-piloto do Lourical permitiu estudar e implementar ações que vão tornar as Linhas Aéreas de AT e MT mais resilientes ao risco decorrente de queda, derrube ou varejamento de árvores situadas fora das faixas de proteção motivadas por eventos de natureza extrema.

As intervenções no terreno, permitiram validação da metodologia e apresentação de resultados positivos.

Na base de um Estudo realizado com o IPMA e a Universidade Lisboa, foi obtido o mapeamento da vulnerabilidade das Linhas Aéreas de AT e MT a efeitos meteorológicos, concluindo que o mesmo evento meteorológico poderá causar grandes danos na rede em zonas vulneráveis, mas ter impacto nulo noutras zonas em que a rede é mais resiliente. Foram recolhidas evidências de acrescida vulnerabilidade das Linhas Aéreas quando implantadas em florestas plantadas em solos arenosos. Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes, da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas identificadas como de risco. Assim, no âmbito deste subprograma, foram selecionadas para intervenção prioritária as redes localizadas nos concelhos que reúnem as seguintes condições:

1. Área de maior risco de ocorrência de "Eventos Extremos"
2. Registo histórico de "Interrupções com Causas associadas à presença de árvores"
3. Resultados da avaliação económica com relação Benefício-Custo superior à unidade.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um programa de ações, com periodicidade anual, que contemplam investimento para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos com um potencial de intervenção em cerca de 1.500 km das redes de AT e MT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	273.840
(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (15 anos)	

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	164			27	86	31
	Instalações AT/MT						
	Rede MT	11.266			1.869	5.906	2.105
	TOTAL	11.429			1.897	5.991	2.135
Benefícios (k€)	END	7.477			110	1.132	13.039
	Red. Cst. Manut. Faixas	1.814				206	3.088
	Red. Cst. Reparação de Ativos	2.411				135	4.090
	TOTAL	11.702			110	1.473	20.218

Ficha n.º 6 - Garantia de reserva N-1 às sedes de concelho

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e outros (a)

Subprograma: Garantia de reserva N-1 às sedes de concelho

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: 99 concelhos

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 3	Ficha nº 6

Investimento total a custos totais (k€) (a): 75.356

Investimento total a custos primários (k€) (a): 47.593

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€) (b): 1.659

Motivação:

Este estudo prevê a criação de reserva N-1 em 99 sedes de concelho, onde atualmente não existe. Para as restantes 30 sedes de concelho que não têm atualmente esta reserva garantida, foram já anteriormente identificados e considerados projetos que resolvem esta situação. Após a implementação de todos os projetos identificados no estudo realizado ficará garantida a reserva N-1 a todas as sedes de concelho de Portugal Continental.

Foi analisada a reserva N-1 ao nível da Rede AT, das Instalações AT/MT e da Rede MT, com base nos critérios seguidamente definidos:

- Reserva N-1 de Rede AT - garantia de alimentação das cargas da sede de concelho no caso de falha de uma linha AT;
- Reserva N-1 de instalações AT/MT - garantia de alimentação das cargas da sede de concelho em caso de indisponibilidade de um transformador AT/MT ou MT/MT, ou de um barramento AT ou MT;
- Reserva N-1 de Rede MT – garantia de alimentação das cargas da sede de concelho em caso de falha de uma linha MT. Garantia também da não existência de antenas com potência instalada superior a 30% da potência instalada na sede de concelho (fecho de malhas).

Os projetos identificados para cada local dependem, assim, da reserva que é necessário garantir e contemplam a instalação de novas subestações, a separação de barramentos AT e MT das subestações, a instalação e/ou reforço de potência de transformação das subestações e o estabelecimento e/ou reforço de linhas AT e MT.

No total, foram identificados 117 projetos, 17 dos quais resolvem mais do que um constrangimento:

- 12 projetos garantem a reserva N-1 de Rede AT;
- 71 projetos garantem a reserva N-1 de Instalações AT/MT;
- 46 projetos garantem a reserva N-1 de Rede MT.

No PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016 previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Incluíram-se, também, os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de TIEPI MT (€/min)

No PDIRD-E 2018, e para este subprograma, dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores adiando-se a previsão da sua conclusão para o ano de 2020. O adiamento deve-se à reavaliação dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e à identificação da necessidade de intervenção na mesma subestação. Desta forma, conciliaram-se as intervenções previstas para a SF Felgueiras e rede MT de alimentação.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de TIEPI MT (min.)	3,80

os benefícios são relativos à totalidade dos investimentos do estudo

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Reserva N-1 às sedes de Concelho	18.190	12.818	1.190	469		
TOTAL	18.190	12.818	1.190	469	-	-

(a) os projetos identificados no estudo para garantia de reserva N-1 às sedes de concelho estão incluídos no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e em outros programas de investimento.

(b) os valores de investimento, tabela 2, são relativos ao programa da Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e incluem as obras de telecomando.

Ficha n.º 7 - Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		
Subprograma:	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Vários	Incluído	Não Ficha nº 4 Ficha nº 7

Investimento total a custos totais (k€):	98.733	Investimento total a custos primários (k€):	63.642
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	70.766		

Motivação:

Este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço. Este programa foi iniciado no PDIRD-E 2016 e foi revisto para o PDIRD-E 2018.

A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um carácter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento. Para a sua identificação utilizou-se a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2014-2016.

Verificou-se que as saídas que possuem pontos telecomandados instalados apresentam troços com parâmetros distintos, dependendo da localização desses pontos. Desta forma, considerou-se necessário analisar cada saída MT não pela totalidade dos pontos de entrega alimentados por essa saída, mas sim por um grupo representativo do pior troço.

Foi, assim, considerado como grupo representativo do pior troço um conjunto de 12 pontos de entrega em cada saída, enquanto que para as saídas com menos de 12 pontos de entrega se considerou a totalidade das instalações (os 12 pontos de entrega) correspondem a 50% do número médio de pontos de entrega do universo das saídas MT). A ordenação das saídas a analisar foi efetuada segundo o parâmetro calculado para o grupo dos piores pontos de entrega.

Assim, os estudos incidiram sobre 417 saídas de MT, o que representa cerca de 11 % do número total de saídas da RND resultando uma carteira de 407 iniciativas.

As ações previstas, nos projetos de investimento identificados, incluem:

- estabelecimento de interligações entre troços de rede em antena;
- melhoria das condições de estabelecimento das redes aéreas, promovendo pontualmente a passagem a subterrâneo;
- substituição dos troços de rede de secção reduzida, em fim de vida útil;
- criação de pontos de telecomando;
- desdobramento das saídas em mais circuitos com origem em subestações AT/MT;
- 7 novas subestações AT/MT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	24,60
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.
os benefícios são relativos à totalidade dos investimentos do estudo	

Resumo investimento:

Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Descrição	Até 2019	2019	2020	2021-23	Após 2023
Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST		13.023	14.861	42.882	
TOTAL		13.023	14.861	42.882	-

nota: os valores de investimento incluem as obras de telecomando

Este programa será revisto para o PDIRD-E 2020, pelo que não se considera o investimento após 2023.

Ficha n.º 8 - Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica		
Subprograma:	Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Lisboa	Incluído	Sim ^(a) Ficha nº 6 Ficha nº 8

Investimento total a custos totais (k€): 13.961 **Investimento total a custos primários (k€):** 8.487

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 9.294

(a)- A 1ª Fase deste subprograma foi apresentada no PDIRD-E 2014, no âmbito do programa de investimento de Desenvolvimento de Rede, sendo constituída por um conjunto de pequenos projetos e um grande projeto designado por Cabo subterrâneo AT Alto S. João - Santa Marta (PDIRD-E2014, anexo 6, ficha pág. 69). Com o objetivo de alargar a alimentação por dois injetores distintos a mais subestações AT/MT da cidade de Lisboa foi criado o presente subprograma apresentado no PDIRD-E 2016 e que integrou a 1ª Fase, anteriormente criada no programa de Desenvolvimento de Rede, dado contribuir para o mesmo objetivo.

Motivação:

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas pelo esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60 kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores. Com a conclusão, do posto de corte Alto São João, a cidade de Lisboa ficou com cinco injetores para a alimentar: Alto São João, Carriche, Moscavide, Palhavã e Zambujal, cada um associado a um PdE da RNT: Alto de São João, Carriche, Sacavém, Sete Rios e Zambujal, respetivamente.

A indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade, que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, foram estudados os investimentos necessários, que constituem o plano de Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos deste plano permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes. Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas) (a);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

Antes da elaboração do plano, apenas 6 das 18 subestações com mais de um transformador tinham alimentação AT de dois injetores diferentes.

Com a concretização da 1ª fase, passaram a ser 10, as subestações com alimentação a partir de dois injetores diferentes.

A 2ª fase, com concretização prevista no período do PDIRD-E 2016 (ano 2018) através da realização do projeto de investimento designado "Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista", permitirá que mais 2 subestações fiquem com alimentação a partir de dois injetores diferentes. Atendendo-se a que a obtenção da aprovação autónoma deste projeto por despacho do Sr. SEEn ocorreu no final do ano de 2017 a sua calendarização foi adiada (1 ano) prevendo-se a sua conclusão em 2019.

A 3ª fase permitirá atingir o objetivo final, reserva N-1 à falha de qualquer dos injetores, com mais 2 subestações e uma instalação de consumidor AT com a alimentação diversificada, estando prevista a sua realização no período abrangido neste PDIRD-E 2018.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Reserva N-1 à falha de injetor AT	17.969	4.667	2.697	678	5.919	
TOTAL	17.969	4.667	2.697	678	5.919	-

Ficha n.º 9 - Telecomando da rede MT

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Automação e Telecomando da Rede MT		
Subprograma:	Telecomando da Rede MT		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Vários		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 7	Ficha nº 9

Investimento total a custos totais (k€):	32.760	Investimento total a custos primários (k€):	21.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	32.760		

Motivação:

O telecomando da rede MT (instalação de OCR na rede aérea e telecomando de postos de transformação na rede subterrânea) tem um impacto muito significativo na melhoria da qualidade de serviço técnica, permitindo o seccionamento imediato da rede e, consequentemente, a redução do tempo de interrupção aos clientes. Com a utilização do equipamento designado por OCR 3 (disjuntor auto-religador com deteção de passagem de feito) é possível reduzir o número de pontos de entrega afetados por interrupções de curta duração.

A análise efetuada aos benefícios do telecomando nas redes MT (os benefícios esperados no estudo são indicados na Tabela 1) levou ao estabelecimento de critérios ótimos de instalação dos órgãos de telecomando, que se traduzem:

- para as redes aéreas - secções com potência instalada x comprimento de rede = 31 MVA·km, cada;
- para redes subterrâneas - secções com potência instalada de 3,5 MVA, cada.

Para atingir os critérios enunciados, e considerando o nº. de pontos que se prevê estejam instalados no final de 2018, o estudo aponta para a instalação de mais cerca de 1.555 pontos de telecomando, dos quais 1.110 órgãos do tipo OCR 3, nas redes aéreas, e 445 postos de seccionamento, nas redes subterrâneas.

O investimento em telecomando MT considerado neste Plano inclui os pontos resultantes deste estudo, bem como outros pontos de telecomando justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas. Na tabela dos investimentos (Tabela 2) apresentam-se os investimentos totais do Plano em telecomando.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	8,52
Redução de MAIFI MT (inc.)	7,40

Resumo investimento:

Ano 0 - -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 3

	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Descrição					
	Rede AT					
	Instalações AT/MT					
	Rede MT		10.920	5.460	16.380	
	TOTAL		10.920	5.460	16.380	

Ficha n.º 10 - Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 10

Investimento total a custos totais (k€): 36.917

Investimento total a custos primários (k€): 21.090

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 15.832

Motivação:

A motivação que conduziu à necessidade deste plano consistiu na deteção de não conformidades entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (actuação dos sistemas de protecção em backup) e as potências de curto-circuito calculadas na última versão do PDIRD-E 2016.

O plano em causa consiste na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito, ou em alterações nas instalações que alimentam os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Protecção Comando e Controlo, permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

Os ativos da RND englobados no plano são os seguintes:

- Disjuntores AT;
- Disjuntores MT;
- Linhas AT;
- Cabos de Guarda AT;
- Linhas MT.

Nota: Tendo em conta o volume das necessidades identificadas neste âmbito, para o PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma específico, a partir de 2020.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT				1.652	4.956	8.801
	Instalações AT/MT				663	1.989	3.532
	Rede MT				1.643	4.929	8.752
	TOTAL		-	-	-	3.958	11.874

Ficha n.º 11 - Substituição de Rede Subterrânea a 10 kV nas AOLSB e AOLRS

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Substituição de Rede Subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa, Amadora, Oeiras, Cascais, Loures, Odivelas, Mafra, Sintra, V.F. de Xira

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 11

Investimento total a custos totais (k€): 20.790

Investimento total a custos primários (k€): 13.500

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 13.552

Motivação:

Na sequência dos elevados valores de taxas de avarias anuais registadas na rede subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS, com particular incidência na cidade de Lisboa onde existem zonas de elevada densidade freática, a Labeltec efectuou análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS - Frequency Domain Spectroscopy) às isolações das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por ruptura do dieléctrico. A avaliação fidedigna do estado da isolação tanto no que se refere ao seu envelhecimento, como à presença de árvores de água, permitiu identificar a grande vulnerabilidade dos cabos secos com a bainha exterior em PVC (i.e., tipos LEHIV e LXHIOV) que representam a maior fragilidade na RND e em flagrante desvantagem técnica com os cabos a óleo de qualquer idade.

A premência do investimento justifica-se pelo registo anormal de ocorrências na rede, podendo mesmo em algumas circunstâncias, como já verificado, pôr em causa o normal fornecimento de energia eléctrica à rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV, i.e., numa das hipóteses a utilização do cabo LXHIOZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na outra a utilização do cabo LXHIOLZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (situação idêntica aos cabos utilizados em alta tensão).

Nota: Tendo em conta o volume das necessidades identificadas neste âmbito, para o PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma específico, a partir de 2020. Alguns casos mais prioritários poderão vir a ser realizados anteriormente no âmbito do investimento corrente urgente (em qualquer dos casos, trata-se de projetos não descritos individualmente no PDIRD-E, pelo valor de investimento respetivo).

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT						
	Instalações AT/MT						
	Rede MT				3.388	10.164	7.238
	TOTAL		-	-	-	3.388	10.164

Ficha n.º 12 - Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Sim	Ficha nº 12

Investimento total a custos totais (k€): 6.570 **Investimento total a custos primários (k€):** 4.500

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 6.570

Motivação:

O plano em causa consiste na substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua, por equivalentes com os requisitos técnicos do projeto tipo de SEs

A concretização de projetos com as características anteriormente descritas permite:

- Substituir ativos que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios;
- Reduzir a probabilidade de falha da instalação;
- Melhorar a Qualidade de Serviço;
- Aumentar a Eficiência Operacional;

por via da :

- Uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de SEs;
- Incorporação de novas funcionalidades avançadas como seja por exemplo a redundância de módulos retificadores;
- Maior autonomia da instalação em caso de falha de alimentação externa;
- Possibilidade de aceder remotamente aos sistemas de alimentação para monitorização e diagnóstico;

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:

Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT						
	Instalações AT/MT			730	1.460	4.380	
	Rede MT						
	TOTAL		-	-	730	1.460	4.380

Ficha n.º 13 - Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 13

Investimento total a custos totais (k€): 2.754

Investimento total a custos primários (k€): 1.700

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 2.754

Motivação:

Foi efetuado o levantamento das situações de travessia de linhas aéreas AT/MT sobre AE/IP/IC, para análise da sua condição técnica e regulamentar.

Esta iniciativa resultou da necessidade de efetuar esta avaliação para os de AT/MT que cruzam as vias de comunicação mais importantes, face ao risco de ocorrência de rotura e queda de condutores, ocasionando incidentes com potencial gravidade.

Do levantamento efetuado foram identificadas situações de diverso tipo:

- reforço do isolamento
- substituição de ligadores
- substituição de condutores e/ou apoios

Neste subprograma do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT estão incluídos os projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.

Nota: Tendo em conta o volume das necessidades identificadas neste âmbito, para o PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma específico, a partir de 2020.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Resumo investimento:
Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT				71	214	
	Instalações AT/MT						
	Rede MT				617	1.851	
	TOTAL		-	-	-	689	2.066

Ficha n.º 14 - Substituição de SPCC/URTA

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Automação de SE e Modernização de SPCC		
Subprograma:	Substituição de SPCC/URTA		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 9	Ficha nº 14

Investimento total a custos totais (k€):	26.134	Investimento total a custos primários (k€):	17.900
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	26.134		

Motivação:

Nesta ficha inclui-se os subprogramas "Substituição de SPCC" e "Substituição de URTA" que contemplam:

- a substituição de SPCC por sistemas equivalente com os requisitos técnicos do projeto tipo de SE, constituídos por Intelligent Electronic Devices (IEDs- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de Proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede ethernet. Em projetos com estas características é também habitualmente instalado um Sistema de Monitorização da Qualidade de Energia (SMQEE).
- a substituição de URTA por sistemas equivalente com os requisitos técnicos do projeto tipo de SE, constituídas por Unidades Centrais e Unidades de Aquisição (UC – unidades centrais de processamento e UA – unidades de aquisição de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de automatismo).

A concretização destas intervenções permite:

- Substituir ativos em fim de vida que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatório;
- Reduzir a probabilidade de falha da instalação;
- Melhorar a Qualidade de Serviço;
- Aumentar a Eficiência Operacional;

por via da :

- Uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de SE;
- Incorporação de novas funcionalidades avançadas de controlo como seja por exemplo a localização de defeitos em painéis de LMT;
- Implementação da capacidade de autodiagnóstico e supervisão em resultado da modernização de Hardware e do Software;
- Possibilidade de aceder remotamente a todos os IED e à Unidade Central em modo de engenharia para recolha de informações, alterações de configurações e mudança de regimes de funcionamento, etc;
- Implementação de funcionalidades de registo e eventos e de oscilografia em todos os painéis da SE;
- Adoção de protocolos standard dentro da SE e na comunicação com o SCADA totalmente compatíveis com as atuais arquiteturas de telecomunicações.

Nestas substituições, a EDP Distribuição tem vindo a optar por instalar SPCC, mesmo no caso de substituição de URTA, visto que o SPCC é uma solução mais completa e integrada.

Assim, o subprograma “Substituição de URTA” previsto no PDIRD-E anterior será concluído até 2020, sendo a partir deste ano todas as intervenções neste âmbito consideradas no subprograma “Substituição de SPCC”.

Resumo investimento: **Ano 0 -** N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
	SPCC			5.110	4.964	14.016	
	URTA			1.752	292	-	
	TOTAL		-	6.862	5.256	14.016	-

Ficha n.º 15 - Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Nacional	Incluído	Não Não Ficha nº 15

Investimento total a custos totais (k€):	2.920	Investimento total a custos primários (k€):	2.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	2.920		

Motivação:

A digitalização da rede elétrica está suportada na evolução da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma digital, e que tem crescido ao longo dos anos como forma de dar resposta aos desafios colocados ao operador da rede de distribuição.

No entanto, esta evolução caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional da EDP Distribuição, resulta numa maior exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.

Este novo paradigma exige que as organizações do setor elétrico reconheçam a importância da cibersegurança na sua transformação digital, e para tal deverá ser promovida a adoção de uma cultura organizacional ativa.

Na EDP Distribuição a estratégia para a cibersegurança estabelece os objetivos respetivos em linha com a evolução do negócio e dos seus processos mais críticos, e reconhecendo a natureza transformativa do contexto, pelo ritmo acelerado de digitalização da organização e carácter evolutivo das ameaças. Complementarmente, a estratégia veicula o desenho e a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permite a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas, e os elementos e processos organizacionais.

Este portfólio de projetos deverá integrar duas competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:

1. **Prevenção:** Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;
2. **Reação:** Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, considerando que as medidas preventivas aplicadas não assegurarão a mitigação completa dos riscos.

Complementarmente, no âmbito da cibersegurança, deverá ser tida em consideração o aumento da segurança ciber-física dos ativos mais críticos da EDP Distribuição, reduzindo de forma sistemática os riscos de cibersegurança da organização.

Inicialmente, será dada uma resposta direcionada ao levantamento e avaliação de riscos desenvolvidos no âmbito do Plano de Segurança de Operador (PSO), iniciativa enquadrada no Decreto-lei n.º 62/2011 e coordenada pela Autoridade Nacional de Proteção Civil, que identificou um conjunto de riscos/não conformidades nas Infraestruturas Críticas da EDP Distribuição e que carece de abordagem integrada para a sua correta mitigação e redução de risco a níveis aceitáveis. Foram, assim, identificados os projetos mais prioritários para realização nas 26 instalações críticas identificados no PSO.

Resumo investimento: **Ano 0 -** N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Cibersegurança			584	584	1.752	
	TOTAL		-	-	584	584	1.752

Ficha n.º 16 - Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 12*	Ficha nº 16

* Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017

Investimento total a custos totais (k€):	2.920	Investimento total a custos primários (k€):	2.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	2.920		

Motivação:

A plataforma SCADA/DMS, utilizada pela EDP Distribuição, e vulgarmente conhecida como GENESys, permite a visualização e operação remota da rede nacional de distribuição.

Com o crescimento da rede de distribuição, o aumento do número de instalações e a integração de geração distribuída, a operação da rede torna-se cada vez mais complexa, consumindo recursos, quer humanos, quer de tempo.

De modo a garantir o acompanhamento da evolução da automatização da rede eléctrica, o aumento da eficiência operacional, e da experiência de utilização do GENESys, torna-se necessário a implementação contínua de melhorias e novas funcionalidades aplicacionais na referida plataforma.

O projeto tem como objectivo adequar as atuais soluções em produção e futuras de modo a garantir a sua resiliência, flexibilidade, escalabilidade e maior eficiência e disponibilidade. Adicionalmente, garantir agilidade para suporte a projetos piloto de âmbito nacional, internacional.

O âmbito do projeto é puramente aplicacional/software (desenvolvimento de novas aplicações, melhorias de atuais):

- Introdução de novas funcionalidades em aplicações em produção (ex.: SCADA/DMS, ADMS,);
 - o Exemplos: Gestão utilizadores SCADA, Perfil utilizador, Funcionamento em ilha, Localização defeitos, check-in SCADA, etc;
- Pretende dar resposta às necessidades dos clientes internos à EDPD;
- Evolução/ Adequação das aplicações de modo a responder a requisitos de elevada disponibilidade e criticidade (Mission and Business Critical);
 - o Exemplo: Garantir a adequabilidade das aplicações ao processamento distribuído (aplicação corre em vários servidores);

Desta forma, pretende-se elevar para alta disponibilidade as aplicações actuais Mission e Business Critical (99,99%) e garantir este requisito para as futuras aplicações a integrar.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Evo. Apl. GENESys			584	584	1.752	
	TOTAL		-	584	584	1.752	-

Ficha n.º 17 - Expansão da Rede de Fibra Óptica

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Expansão da Rede de Fibra Óptica		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 17

Investimento total a custos totais (k€):	1.460	Investimento total a custos primários (k€):	1.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	1.460		

Motivação:

Este projecto de investimento tem como objectivo alargar o alcance da rede de fibra óptica a instalações AT/MT exploradas pela EDP Distribuição.

A rede de fibra óptica explorada pela EDP Distribuição é uma componente integrante e fundamental para o desenvolvimento do projecto da Rede Core e, como tal, a sua expansão e adequabilidade às necessidades actuais e futuras reveste-se de particular importância.

Foram identificadas como prioritárias as seguintes ligações:

- LN60 1450 PC Barroso-Vila da Ponte;
- LN60 1280 Castro Daire-Gumie;
- LN60 1366 Pracana-Vale Serrão;
- LN60 1362 Talagueira-Senhora da Graça;
- LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA;
- LI30-236 COINA-QTA. DA MARQUESA;
- LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO;
- LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA;
- EV30-11 Terena - Reguengos.

Estas ligações totalizam 141 km de fibra óptica a instalar.

Destas a EDP Distribuição irá priorizar pelos projetos mais críticos e tendo em conta o orçamento disponível.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
	Expansão Rede FO			292	292	876	
	TOTAL		-	292	292	876	-

Ficha n.º 18 - Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 13*	Ficha nº 18

* Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017

Investimento total a custos totais (k€):	2.920	Investimento total a custos primários (k€):	2.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	2.920		

Motivação:

A plataforma SCADA/DMS, utilizada pela EDP Distribuição, e vulgarmente conhecida como GENESys, permite a visualização e operação remota da rede nacional de distribuição.

- Face à necessidade de assegurar:
- redundância e resiliência dos sistemas;
 - adequação tecnológica;

torna-se necessário manter a modernização técnica de sistemas e equipamentos da referida plataforma. Para além do referido, o crescimento da rede e respectiva base de dados, o aumento das unidades telecomandadas e o aumento significativo das funcionalidades e melhorias introduzidas no GENESys tornaram-se bastante mais exigentes para a actual plataforma.

A renovação tecnológica de HW (hardware) inclui a aquisição de hardware (servidores, storage, postos de operação, monitores, video walls, etc) e sistemas operativos de forma a garantir a adequação tecnológica, para responder à obsolescência dos equipamentos existentes e à evolução dos processos existentes dos clientes internos (operação da rede eléctrica), exemplos: aumento do número de unidades telecomandadas, maior volume de informação recolhida pelos sistemas, evolução de requisitos das aplicações residentes na infraestrutura.

Desta forma, pretende-se manter e renovar a infraestrutura de suporte aos processos de negócio e melhorar a infraestrutura para acompanhar o crescimento/evolução da rede digital, reduzindo o risco e assegurando maior operabilidade.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Evo. Apl. GENESys			584	584	1.752	
	TOTAL		-	584	584	1.752	-

Ficha n.º 19 - Integração Paisagística de Redes Aéreas

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Promoção Ambiental		
Subprograma:	Integração Paisagística de Redes Aéreas		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Vários		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 14	Ficha nº 19

Investimento total a custos totais (k€):	9.510	Investimento total a custos primários (k€):	6.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	9.510		

Motivação:

O PDIRD-E 2018 prevê, para todos os cenários de investimento uma verba de 2M€ no ano de 2019 para o enterramento de linhas aéreas no subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas, considerado no programa Promoção Ambiental. Nos restantes anos (2020 a 2023) este subprograma não foi considerado para o cenário 1 de investimento e prevê um investimento de 1M€/ano e 2M€/ano para os cenários 2 e 3 respetivamente.

O objetivo deste subprograma passa por minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de densidade populacional e urbanística estabilizadas, sendo consideradas para o enterramento linhas totalmente amortizadas, em zonas urbanas e com elevada densidade populacional.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	-
Redução de MAIFI MT (inc.)	-

Resumo investimento:
Ano 0 - -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT/MT			3.170	1.585	4.755	
	TOTAL			3.170	1.585	4.755	

Ficha n.º 20 - Projeto Localização de Defeitos

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Nacional

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 10	Ficha nº 20

Investimento total a custos totais (k€): 1.831

Investimento total a custos primários (k€): 1.254

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 1.051

Motivação:

O projeto Localização de Defeitos consiste na instalação de sistemas de processamento de dados em 120 postos de corte e seccionamento e subestações AT/MT com unidades de protecção digitais não integradas em SPCC, permitindo o envio automático para SCADA dos valores de R e X apurados até aos pontos de defeito. Para esse efeito aproveita-se a existência da função localização de defeitos que é disponibilizada pelas unidades de protecção dos SPCC. Foi desenvolvido um projeto-piloto, baseado no envio para SCADA dos valores referidos e, consequentemente, no tratamento dessa informação pela aplicação DPLAN com vista à disponibilização das estimativas aproximadas da distância às avarias. Na sequência da implementação desde projeto estão hoje em serviço cerca de 100 SPCC com a funcionalidade localização de defeitos ativa, permitindo aos Centros de Condução localizar as avarias com maior rapidez e precisão.

No entanto, nas subestações onde se verifica a existência de UP digitais não integradas em SPCC, não é possível que as UP enviem de uma forma automática e expedita os valores de R e X para SCADA, tendo sido necessário para resolver esta dificuldade, desenvolver um projeto-piloto específico, com recurso a equipamentos Kalkitech Sync2000 e a um Router eWON, para estabelecer a ligação entre as UP e o SCADA / Centro de Engenharia.

O investimento para instalação do referido equipamento, permite gerar dois importantes benefícios:

- Benefício de Redução de END (calculado com base na redução de TIEPI MT para as 120 instalações envolvidas);
- Benefício de Redução da extensão das Rondas a Linhas Aéreas AT e MT após Incidentes, exprimindo a redução de quilómetros percorridos para detecção de avarias).

Os principais benefícios esperados estão relacionados com a redução de END e a redução da extensão das rondas a linhas aéreas AT e MT após incidentes.

Foi desenvolvido um projeto-piloto em 2013 e 2014 e um piloto alargado durante o ano de 2016 (classificado como investimento inovador), para validação do conceito e operacionalidade deste sistema, tendo como objetivo o roll-out futuro do mesmo.

Estava previsto no PDIRD-E 2016 dar seguimento a este roll-out, e a implementação desta funcionalidade em 120 instalações, que foram identificadas como mais prioritárias (tendo em conta a quantidade de defeitos ocorridos, a qualidade de serviço intrínseca a cada subestação e os modelos de URTA existentes nas SE). Atendendo a que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em finais de junho, este projeto foi recalendário para início em 2019. Algumas obras do projeto foram reanalisadas, permitindo obter para já uma eficiência no ano de 2018.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de TIEPI MT (min.)	1,73

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Loc Defeitos	-	780	1.051	-	-	-
	TOTAL	-	780	1.051	-	-	-

Ficha n.º 21 - Modernização e Relocalização do *Data Center*

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila Nova de Famalicão

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 21

Investimento total a custos totais (k€): 2.044 Investimento total a custos primários (k€): 1.400

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 2.044

Motivação:

Foram analisadas 2 alternativas para este projeto: • Alternativa 1: Readequação do data center de Palhavã;
• Alternativa 2: Modernização e Relocalização para o novo data center de Riba D’Ave. Devido à impossibilidade de palhavã cumprir o Tier III e estar numa localização de suscetibilidade sísmica elevada (ANPC) optou-se pela alternativa 2.

Riba D’Ave é um data center construído de raiz para garantir a classificação de TIER III e para albergar também os sistemas corporativos que atualmente residem em Sacavém.

A modernização e relocalização do data center considera:

- a mudança do data center de Palhavã para Riba D’Ave, implica dotá-lo de toda a infraestrutura de suporte para albergar os sistemas IIMC (Infraestrutura de Informação Mission Critical) a transferir de Palhavã;
- a readequação do data center de Ermesinde para que em conjunto com Riba D’Ave suportem a nova arquitetura de 1 data center virtual em 2 locais físicos (Ermesinde e Riba D’Ave), implicando a aquisição e renovação de equipamento;
- a transferência da infraestrutura de comunicações dos operadores públicos de Palhavã para Riba D’Ave (garantia do serviço de GPRS, 3G, Internet e de redundância de comunicações aos operadores nos 2 data centers).

A modernização e relocalização do Data Center é constituído pelas seguintes obras:

- Rede local e firewalls para Data Center: Aquisição e instalação da rede local e firewalls para dotar o novo data center e readequar o data center de Ermesinde;
- Interligação aos operadores públicos de telecomunicações: permitir que o novo data center tenha acesso aos serviços de comunicação prestados pelos operadores em Palhavã;
- Implementação de arquitetura integrada de Data Centers: Aquisição e instalação de equipamento de forma a permitir uma arquitetura de alta disponibilidade, constituindo assim um data center virtual suportado sobre dois data centers físicos (Ermesinde e Riba D’Ave);
- Move de Palhavã: renovação de equipamento e transferência gradual da plataforma digital de Palhavã para o novo data center garantindo a menor interrupção da operação dos Sistemas Críticos.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	N/A
Redução de MAIFI MT (inc.)	N/A

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Mod.Reloc. Data Center			2.044			
	TOTAL		-	-	2.044	-	-

Ficha n.º 22 - Rede de Acesso (Fase I)

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Telecomunicações		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Nacional	Incluído	Sim Ficha nº 11 Ficha nº 22

Investimento total a custos totais (k€):	14.600	Investimento total a custos primários (k€):	10.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	13.140		

Motivação:

A rede de telecomunicações de segurança da EDP Distribuição está segmentada em dois níveis distintos:

- Rede Core (fixa) – rede de dados entre os sistemas centrais e os postos de seccionamento AT e as subestações AT/MT (projeto em fase de término em 2018).
- Rede Acesso (sem fios) – rede de voz e dados, interligando os sistemas centrais e as instalações e equipamentos da rede MT (PT e OCR), bem como o suporte às equipas no terreno.

Rede Acesso: A EDP Distribuição finalizou o piloto de tecnologia LTE preconizado no PDIRD-E 2016, testando assim a solução técnica para a rede privativa e foi avaliado positivamente uma possível integração com a rede pública.

Está também avançado o processo de envolvimento com o Regulador (ANACOM) para obtenção de espectro de 450 MHz. No final, este projeto irá desativar a atual rede privativa de rádio analógica VHF (66/86MHz), migrando os seus serviços para a nova rede de acesso.

De acordo com o exposto, para proporcionar o perfil de risco e de integridade às comunicações de Acesso que suportam a RND e a sua evolução SmartGrid, a EDP Distribuição preconiza a implementação da estratégia de Rede de Acesso anteriormente formulada, integrando uma componente privativa 4G e a utilização das redes móveis públicas num contexto PVNO.

Este plano pressupõe uma Fase I, a desenvolver no período 2018/2021, que concretiza a total funcionalidade da nova Rede de Acesso (PVNO e Privativo), endereçando com rede privativa a região Oeste na qualidade de zona com maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

A concretização das componentes de Rede Privativa nas Fase I e II pressupõe a atribuição de espectro pela ANACOM, com a Fase I a permitir comprovação do mérito na redução do risco da operação RND e consequente impacto na redução da energia não distribuída, em especial em situações enquadradas em regime de força maior, permitindo validar as condições para a prossecução da fase II, de expansão da Rede Privativa, que contemplará cerca de 259 novas estações base, igualmente a instalar em Subestações.

O eventual atraso ou a não obtenção do espectro radioelétrico na faixa dos 450 MHz não colocará em causa a estratégia formulada, resultando na operação da solução PVNO e no necessário estudo de faixas de frequência alternativas que possam também proporcionar os resultados requeridos.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede de Acesso-Fase I		1.460	3.650	5.110	4.380	
	TOTAL		1.460	3.650	5.110	4.380	

Ficha n.º 23 - Rede de Acesso (Fase II)

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		
Subprograma:	Telecomunicações		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 23

Investimento total a custos totais (k€):	67.160	Investimento total a custos primários (k€):	46.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (C3) (k€):	17.520		

Motivação:

Este plano pressupõe uma Fase II para o projeto da rede de acesso que pretende dar continuidade à fase I do projeto. Esta fase II desenrolar-se-á a partir de 2022 e até 2026. Esta fase II do projeto prevê o alargamento e conclusão da instalação da rede LTE e terminais garantindo que a rede de acesso privativa dará uma cobertura nacional a 80% dos ativos (sendo que implementação será feita por uma priorização das zonas mais críticas para as menos críticas).

Está também avançado o processo de envolvimento com o Regulador (ANACOM) para obtenção de espectro de 450 MHz. No final, este projeto irá descativar a atual rede privativa de rádio analógica VHF (66/86MHz), migrando os seus serviços para a nova rede de acesso.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 3

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
	Rede de Acesso-Fase II					17.520	49.640
	TOTAL		-	-	-	17.520	49.640

Ficha n.º 24 - Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Investimento Inovador

Subprograma: Monitorização e sensorização da rede

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vários

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 15	Ficha nº 24

Investimento total a custos totais (k€): 33.267

Investimento total a custos primários (k€): 22.786

Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€): 33.267

Motivação:

O DTC (Distribution Transformer Controller) na arquitetura concebida pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto InovGrid, desempenha a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com os equipamentos de contagem inteligentes - EDP Box (EB). É ainda um componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados.

Dando continuidade à aposta no desenvolvimento das redes inteligentes, no plano de investimento 2019-2023 pretende-se instalar cerca de 20.500 DTC em Postos de Transformação com o duplo objetivo de dar cobertura de comunicações aos contadores inteligentes (EB) PLC que se prevê instalar durante este período e de melhorar a capacidade de monitorização e controlo das redes MT e BT. Os benefícios esperados pela instalação dos DTC são:

- Suporte à comunicação com EB PLC (Power Line Carrier) através da própria rede elétrica, sem necessidade de recurso a outros canais de telecomunicações;
- Maior nível de sensorização ao nível de PT (e.g. sensores de temperatura, humidade, inundação, intrusão, falha de circuitos, incêndio, estado dos equipamentos de bombagem), permitindo a melhoria da gestão de ativos e a redução de custos de O&M (e.g. redução de avarias nos transformadores e de furtos em PT);
- Ganhos de eficiência no telecomando da MT, quando ligado ao módulo DTC Cell (solução mais económica do que a alternativa convencional);
- Maior capacidade de supervisão e controlo da rede em tempo real, com reflexo na qualidade de serviço, nomeadamente na redução dos tempos de interrupção, na confirmação da reposição de serviço após interrupção e na deteção de eventuais faltas de fase;
- Aumento da capacidade de gestão da rede em regime fortemente perturbado (e.g. temporais);
- Aumento da capacidade de planeamento e gestão das redes BT devido ao conhecimento detalhado dos perfis de tensão na rede BT e das correntes por fase, permitindo:

- a redução das perdas por otimização dos perfis de tensão nas redes BT e por equilíbrio da distribuição de cargas entre fases;
- uma melhor gestão da rede, com reflexo positivo no investimento e manutenção da rede;
- maior capacidade de lidar com cenários de crescimento rápido de recursos distribuídos como microprodução e veículos elétricos, dado que passa a ser possível identificar com grande granularidade o seu impacto sobre correntes e tensões em cada rede BT;

- Plataforma para o desenvolvimento futuro de soluções de gestão ativa de recursos distribuídos, com potencial para incorporação de algoritmos de controlo local que facilitem a integração de microprodução e veículos elétricos de forma mais eficiente.

Resumo investimento:

Ano 0 -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Instalação de DTC em PT		4.997	7.068	21.203	
	TOTAL		4.997	7.068	21.203	

Ficha n.º 25 - Projeto ADMS - Advanced Distribution Management Systems

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C2; C3
Programa de Investimento:	Investimento Inovador		
Subprograma:	Inteligência e Gestão Ativa e Integrada da Rede		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 25

Investimento total a custos totais (k€):	730	Investimento total a custos primários (k€):	500
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	730		

Motivação:

Com a implementação do Piloto ADMS (Advanced Distribution Management Systems), pretende-se validar a tecnologia, arquitetura e funcionalidades da futura/evolução da plataforma de gestão e supervisão da rede elétrica. Entre outras, destacam-se:

- Adequabilidade de uma plataforma com âmbito transversal aos níveis de gestão e supervisão da rede elétrica (AT, MT e BT). Esta plataforma deverá ser flexível permitindo a utilização de diferentes stakeholders (ex.: entidade responsável por concessão de rede BT);
- Identificação das vantagens de articulação das soluções BT com a AT/MT;
- Validação do conceito de integração AT/MT/BT versus a sua segmentação;
- Validação da arquitetura de sistemas que permita a integração com diferentes aplicações (AMI, OMS, WFM, SCADA, ...) tendo em conta a escalabilidade e evolução das mesmas;
- Definição de uma arquitetura resiliente, flexível e escalável alinhada com os requisitos de sistemas mission critical;
- Validação de funcionalidades avançadas core: i) FDIR, ii) otimização da exploração da rede, iii) demand response, iv) gestão de microredes, v) funcionamento em ilha e vi) gestão de pontos de carregamento de VE;
- Validação da usabilidade da ferramenta como ponto único de interação para as atividades de gestão, monitorização e supervisão da rede elétrica;

Benefícios:

- Implementação de uma plataforma com elevada disponibilidade – 99,99%
- Melhor segregação de funções para agilidade evolutiva
- Mais opções de sourcing
- Refresh tecnológico e funcional
- Implementação de um Advanced Distribution Management System integrando funções DMS, SCADA, OMS, SEM, AMI.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
	ADMS					730	
	TOTAL	-	-	-	-	730	-

Ficha n.º 26 - Projeto de Instalação de routers em postos de transformação

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Investimento Inovador		
Subprograma:	Monitorização e sensorização da rede		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Vários		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 26

Investimento total a custos totais (k€):	1.664	Investimento total a custos primários (k€):	1.140
Investimento total a custos totais 2019-23 (C2) (k€):	1.664		

Motivação:

- O router tem como função principal a integração transversal dos fluxos de comunicações ao nível do posto de transformação MT/BT, bem como a gestão da camada de comunicações respetiva, tendo por eixos orientadores a Eficiência Operacional e a Qualidade de Serviço.
- Os routers disponibilizam, ao nível de cada PT, um único equipamento (ponto de acesso), que concentra todo o tráfego de comunicações entre os sistemas centrais e os equipamentos instalados nesse PT (DTC, Totalizador, EB IP, RTU).
- Permitem também definir uma rede de comunicações local no próprio PT para interligação dos equipamentos lá instalados e que necessitam de comunicar entre si, como é o caso das EB IP com o respetivo DTC no PT.
- Permitem, através da criação de uma plataforma, o controlo e monitorização, em escala, do estado de funcionamento dos equipamentos.

Os principais benefícios esperados são:

- Utilização de um único canal de comunicações, com informação encriptada, garantindo assim maior segurança no acesso a informação crítica da infraestrutura e maior dificuldade em tentativas de acesso não autorizadas.
- Desagregação da componente de comunicações e da camada aplicacional permite uma maior flexibilidade e escalabilidade para acompanhar ritmos de evolução tecnológica diferentes e integrar novos elementos.
- Possibilidade de controlo e monitorização do estado de funcionamento dos routers, e dos equipamentos instalados no PT, permitindo identificar antecipadamente eventuais problemas ao nível das comunicações.

Resumo investimento:

Ano 0 - -

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Instalação de routers			333	333	998	
	TOTAL			333	333	998	

Ficha nº 27 - Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila Nova de Famalicão

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 16	Ficha nº 27

Investimento total a custos totais (k€): 2.958

Investimento total a custos primários (k€): 1.744

Motivação:

Inserção do novo injetor SE REN Vila Nova de Famalicão na RND para melhorar a qualidade técnica de serviço e aumentar da eficiência da rede, nomeadamente redução de perdas AT.

Alternativas:

Alternativa 01	Interligação da SE REN Vila Nova de Famalicão com a SE Lousado e com cruzamento das linhas LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS e LN60 1035 LOUSADO-REQUIÃO, em 2x3x1 AA325.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas para a integração do novo injetor SE REN Vila Nova de Famalicão na RND.

Alternativa Selecionada: 1

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	356
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2.756.986
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	2.737	1.140	1.520	-	-	-
	Instalações AT/MT	306	128	170	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.043	1.268	1.690	-	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	3.245	-	-	264	780	6.558
	END	14	-	-	1	3	28
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.259	-	-	265	783	6.586

Na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

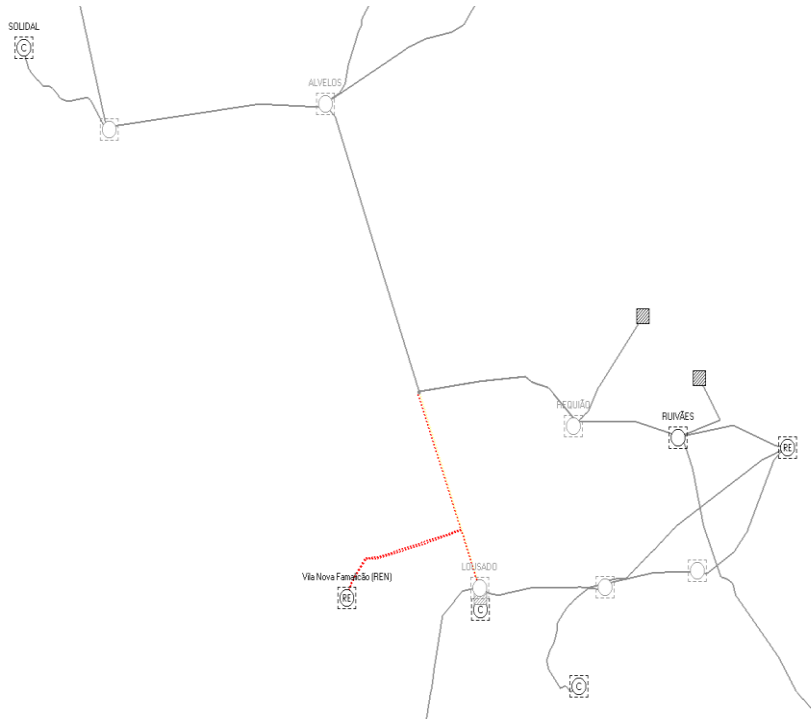


Figura 1. Ligação do Injetor REN-VINFAMILIAÇÃO a KND (Rede AT)

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 28 - Linha AT Turiz – Amares

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila Verde, Amares

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 20	Ficha nº 28

Investimento total a custos totais (k€): 3.271

Investimento total a custos primários (k€): 1.963

Motivação:

Garantir recurso às cargas alimentadas pela SE Turiz, concelhos de Vila Verde e Amares, em caso de falha da LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ.

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de linha 60kV entre as subestações Turiz e Amares. Prevê-se a instalação de dois novos painéis de linha 60kV, estabelecimento de linha 60 kV entre elas, em condutor 1x3x1 AA 325 mm ² com cerca de 11km.
Alternativa 02	Estabelecimento de uma nova linha do injetor Oleiros (REN) até à subestação Turiz.

Alternativa Selecionada: **1**

Com a alternativa 1 será possível a exploração da rede AT entre as SE's Oleiros (REN) – São Martinho de Dume – Amares – Turiz em malha fechada e garantir a reserva n-1 na alimentação AT destas subestações da RND.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	9.604
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1.418.877
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	2.450	475	432	1.447	-	-
	Instalações AT/MT	953	185	168	563	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.404	660	601	2.010	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	1.532	-	-	-	201	3.711
	END	347	-	-	-	53	811
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.879	-	-	-	254	4.523

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	2.210	2.279	2.346	2.415	3.852	7.627	11.523

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

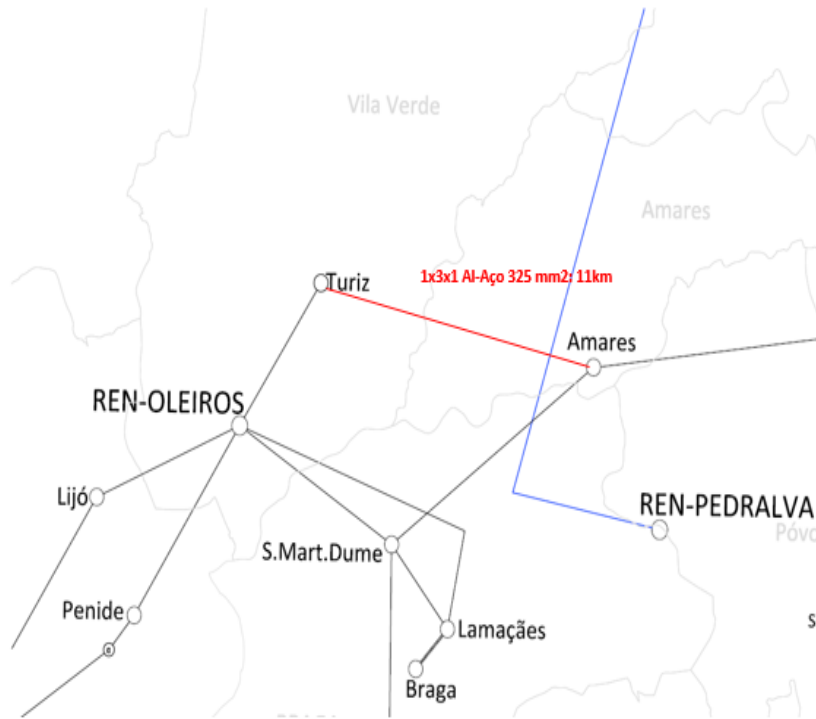


Figura 1. Ligação entre SE Turiz e SE Amares (rede AI)

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 29 - Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Esposende, Viana do Castelo, Barcelos e Vila Verde

PIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 23	Ficha nº 29

Investimento total a custos totais (k€): 385 **Investimento total a custos primários (k€):** 242

Motivação:

Reduzir a energia de perdas da rede alimentada pelas subestações REN Vila Fria e Oleiros e a energia não fornecida, nomeadamente na sobrecarga da LN60 Alvelos - Fonte Boa em situação de indisponibilidade da Linha LN60 1028 Vila Fria (REN) – São Romão de Neiva.

Alternativas:

Alternativa 01	Reforço da linha LN 60 1033 Alvelos – Fonte Boa
Alternativa 02	Separação dos ternos da LN 60 1028 Vila Fria (REN) – São Romão de Neiva

Alternativa Selecionada: 2

A alternativa 02 é a alternativa que apresenta indicadores económicos mais interessantes e é também a que apresenta um custo inferior.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	16.922
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	9.744
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:
Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	86	-	-	86	-	-
	Instalações AT/MT	300	-	-	300	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	385	-	-	385	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	11	-	-	-	3	24
	END	639	-	-	-	144	1.379
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	650	-	-	-	146	1.404

Na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	14.308	15.358	16.367	17.417	18.508	19.633	20.798

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. LN Vila Fria (REN) -São Romão de Neiva - Separação de ternos.

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 30 - Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Valença, Paredes de Coura, Vila Nova de Cerveira

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 18	Ficha nº 30

Investimento total a custos totais (k€): 3.930

Investimento total a custos primários (k€): 2.493

Motivação:

A utilização elevada do transformador 60/15kV de 20MVA da SE France e previsíveis quedas de tensão em saídas da SE Valença e SE France.

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de uma subestação junto ao parque industrial de Vila Nova de Cerveira, com um transformador AT/MT 31,5MVA e um QMMT com 4 painéis de linha 15kV.
Alternativa 02	Instalação de subestação em Padroso, no concelho de Paredes de Coura, com um transformador AT/MT 31,5MVA e um QMMT com 5 painéis de linha 15kV.

Alternativa Selecionada: **1**

Alternativa 01 é a alternativa mais interessante, uma vez que, é a que cria maiores benefícios (redução de perdas AT e MT, ENF) e a que apresenta menores custos na ligação da subestação à rede AT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	13.314
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2.819.031
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	416	-	208	193	-	-
	Instalações AT/MT	2.993	-	1.500	1.392	-	-
	Rede MT	659	-	330	306	-	-
	TOTAL	4.068	-	2.039	1.891	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	3.394	-	-	-	640	7.788
	END	496	-	-	-	106	1.092
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.890	-	-	-	746	8.881

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	80	473
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	6.196	7.768	9.405	11.198	12.996	15.318	18.085

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

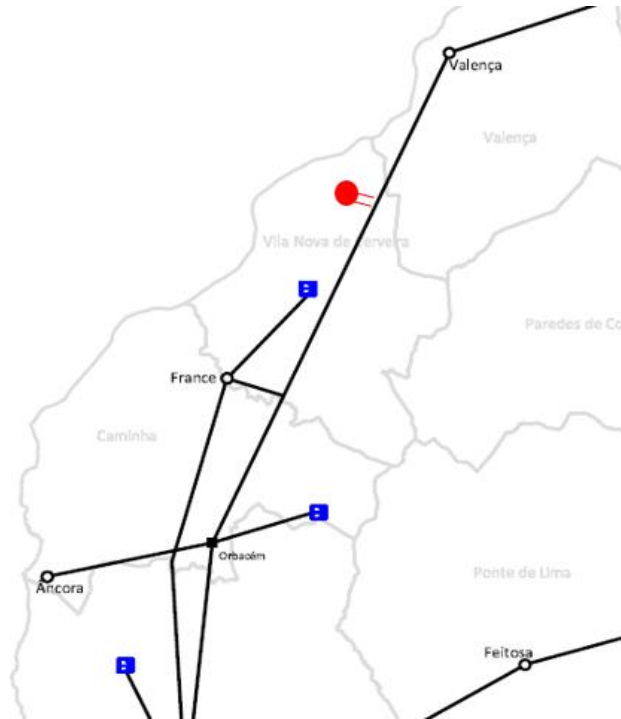


Figura 1. Ligação em PI da SE Vila Nova de Cerveira na LIN60 1186 FC Urbacem - Valença (Rede AT)

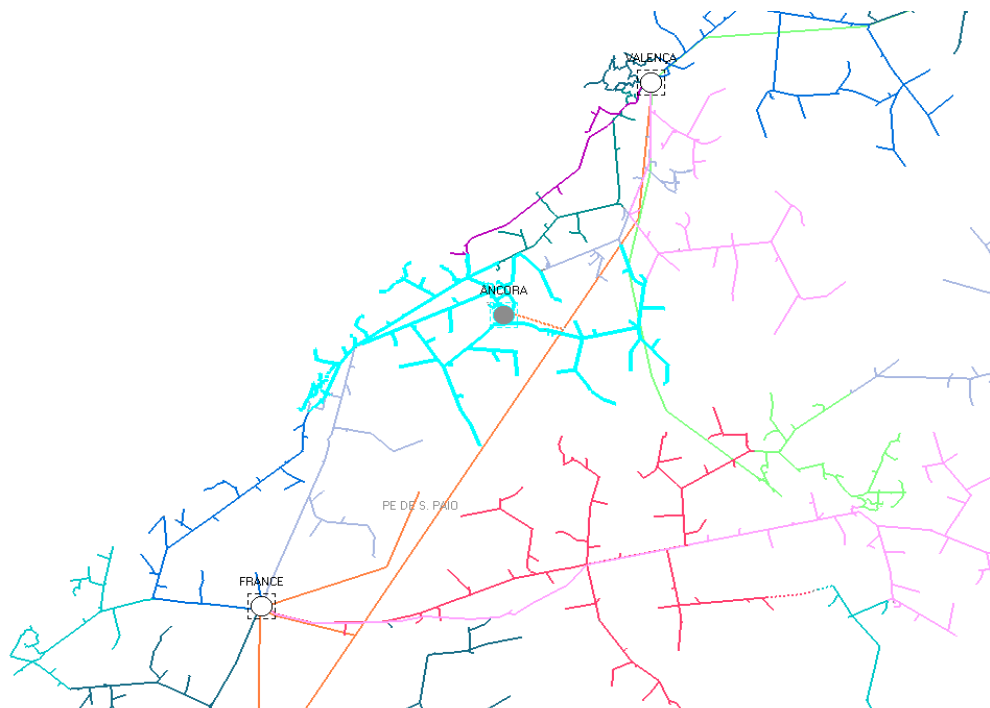


Figura 2. Zonas de intervenção previstas no projeto da nova SE Vila Nova de Cerveira (Rede MT)

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 31 - Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Desenvolvimento de Rede		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Viana do Castelo, Ponte de Lima		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 31

Investimento total a custos totais (k€): 3.964 **Investimento total a custos primários (k€):** 2.497

Motivação:

Garantir a alimentação a novos clientes e aumentos de potência na zona industrial de Lanheses

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de uma nova linha vinda da SE Feitosa para a Zona Industrial de Lanheses
Alternativa 02	Criação de uma nova SE com um transformador 60/15 kV de 20 MVA com quatro saídas de MT

Alternativa Selecionada: 2

A Alternativa 02 apresenta indicadores económicos mais interessantes, resolvendo os riscos de potência não garantida em Regime N e N-1.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	154.056
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1.784.905
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	786	-	-	-	767	-
	Instalações AT/MT	2.835	-	-	-	2.766	-
	Rede MT	442	-	-	-	431	-
	TOTAL	4.063	-	-	-	3.964	-
Benefícios (k€)	Perdas	2.247	-	-	-	145	5.359
	END	5.776	-	-	-	414	13.451
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	8.023	-	-	-	559	18.810

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	2.620	2.688	2.805	3.048	3.259	3.474	3.694
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	10.797	11.288	11.638	11.764	11.888	12.022	12.192

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

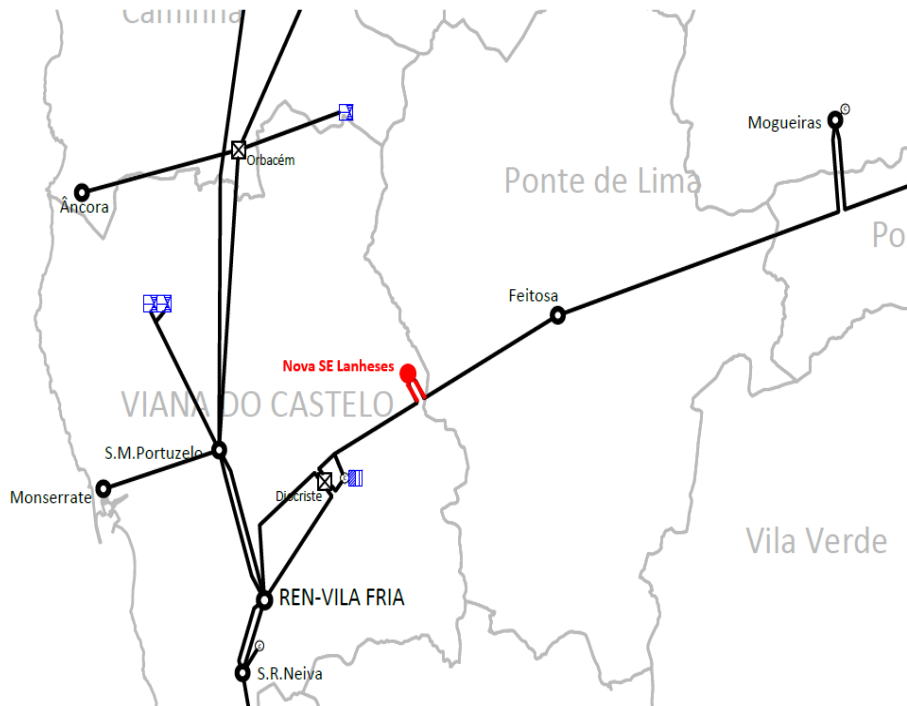


Figura 1. Ligação em PI da SE Lanheses na LN60 1484 PC Deocriste-Feitosa (Rede A1)

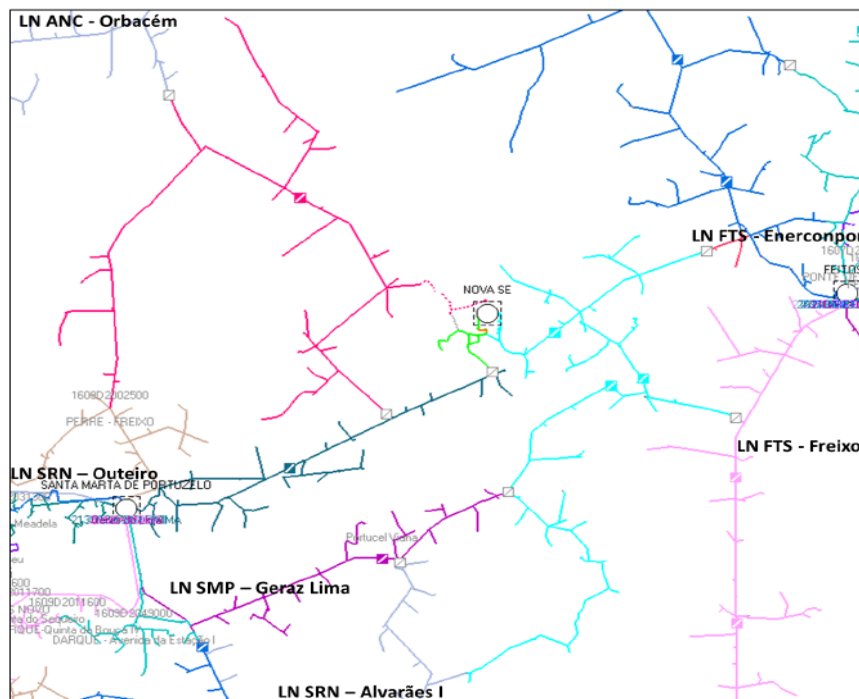


Figura 2. Zonas de intervenção previstas no projeto da nova SE Lanheses (Rede MT)

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 32 - Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Garantia N-1 às sedes de concelho

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Felgueiras

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 32

Investimento total a custos totais (k€): 663

Investimento total a custos primários (k€): 424

Motivação:

Reserva à sede de concelho de Felgueiras

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e ligação do transformador II para o barramento II MT e instalação de TSA+RN neste barramento.
Alternativa 02	Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e realocar o transformador II para a zona livre do painel 506 e interliga-lo ao barramento II MT, instalação de TSA+RN neste barramento e instalação de Interbarras AT.

Alternativa Selecionada: 2

A Alternativa selecionada resolve o constrangimento em situação de falha da rede MT, barramento nº1 MT e barramento AT enquanto que a alternativa 01 não resolve o reserva N-1 à falha de barramento AT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	-	0,0295
Redução de MAIFI MT (inc.)	-	-

Resumo investimento:
Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	435	-	128	299	-	-
	Rede MT	241	-	71	165	-	-
	TOTAL	676	-	199	464	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

O custo deste projeto (inferior a 500k€) foi incluído no PDIRD-E 2016 no âmbito do subprograma da "Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)", com execução prevista para 2018-2019. A reavaliação deste projeto, integrado com o projeto de "Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras" (Ficha R3), para o PDIRD-E 2018, resultou no adiamento do projeto e conclusão daquele subprograma. O projeto de renovação do SPCC da subestação de Felgueiras (Ficha nº 42) foi coordenado com este projeto, obtendo-se sinergias das intervenções em simultâneo.

Ficha nº 33 - Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Arcos de Valdevez, Ponte da Barca

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Não	Ficha nº 33

Investimento total a custos totais (k€): 886

Investimento total a custos primários (k€): 561

Motivação:

Andar MAT encontra-se em avançado estado de degradação. Os disjuntores de ar comprimido com vida útil ultrapassada e sem peças de substituição e o sistema de ar comprimido encontra-se obsoleto.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do andar MAT para Andar MAT com 2 painéis de LNAT + 1 painel TP, manter o atual TP 130/60/15kV, abater o TP 130/15kV e novo SPCC.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	68
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	944	849	38	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	944	849	38	-	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Este projeto foi incluído no PDIRD-E 2014, estando previsto concluir em 2016, antes do início do período do PDIRD-E 2016, mas acabou por ser adiado devido a avarias frequentes na SE Lindoso, a última das quais provocou a indisponibilidade definitiva do andar de 15 kV, o que condicionou a oportunidade de realização da intervenção prevista nesta instalação. Assim, este projeto tem investimento realizado antes de 2019, uma vez que foi oportunamente aprovado no âmbito do PDIRD-E 2014, e consta do anexo 12.C - tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não incluídos no PDIRD-E 2016.

Ficha nº 34 - Renovação do Andar AT da SE Guimarães

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Guimarães

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 25	Ficha nº 34

Investimento total a custos totais (k€): 3.863

Investimento total a custos primários (k€): 2.445

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores 60kV, dois transformadores 60/15kV com necessidades de beneficiação (o terceiro transformador 60/15kV já foi beneficiado), estruturas em fim de vida útil e encaixes dos blocos extraíveis no barramento de 60kV desalinhados.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do andar 60kV da SE Guimarães mantendo a configuração atual (2LN+3TP+2IB), incluindo a reabilitação de dois dos três transformadores 60/15kV de 20MVA. Remodelação do SPCC.
Alternativa 02	Remodelação do andar 60kV da SE Guimarães, simplificando a sua configuração. Andar AT: IB+2x(LN+TP), substituindo os três transformadores de 20MVA por dois transformadores de 31,5MVA. Remodelação do SPCC.

Alternativa Selecionada: 2

A Alternativa 02 é a alternativa mais interessante uma vez que simplifica a exploração da rede e reduz a energia de perdas. Esta alternativa é também a que em situação de recurso à falha de barramento MT apresenta menor potência não garantida.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	44
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:
Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3.917	-	806	3.057	-	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	3.917	-	806	3.057	-	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 35 - Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Alijó, Sabrosa, S.M. Penaguião, S.J. Pesqueira, Carrazeda de Anciães, Tabuaço

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 27	Ficha nº 35

Investimento total a custos totais (k€): 3.125

Investimento total a custos primários (k€): 1.974

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores de 60kV e 30kV, disjuntores 30kV desalinhados, barramento 60kV em fim de vida útil, seccionadores do andar de 30kV desalinhados.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, mantendo a configuração atual. (AT: 2LN+2TP; MT: 3LN+IB+3LN+BC+TSARN).
Alternativa 02	Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, simplificando a sua configuração. (AT: 2LN+1TP; MT: 6LN+BC+TSARN), incluindo substituição dos dois transformadores de 15MVA por um transformador de 31,5MVA.

Alternativa Seleccionada: 2

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	30
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:
Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	281	-	-	-	271	-
	Instalações AT/MT	2.854	-	-	-	2.749	-
	Rede MT	109	-	-	-	105	-
	TOTAL	3.244	-	-	-	3.125	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 36 - Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Chaves, Valpaços e Montalegre

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 36

Investimento total a custos totais (k€): 2.370

Investimento total a custos primários (k€): 1.500

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV, barramento de 60kV e seccionadores de 60kV em mau estado.

Estruturas do andar de 15kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 15kV.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação de andar 60kV da SE Chaves. Andar AT: IB + 2x(TP+2LNAT) Remodelação de andar 15kV da SE Chaves para QMMT. Andar MT: IB + 2x(TP+TSA/RN+BC+6LNMT)
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	35
Índice de Saúde (%)	44
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2.434	-	-	-	2.370	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	2.434	-	-	-	2.370	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 37 - Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Macedo de Cavaleiros, Vinhais, Mirandela, Alfândega da Fé e Bragança

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 37

Investimento total a custos totais (k€): 1.422

Investimento total a custos primários (k€): 900

Motivação:

Estruturas do andar de 60kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação de andar 60kV da SE Macedo de Cavaleiros, mantendo a configuração atual. Andar AT: IB + 2TP + 2LN
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	44
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.468	-	-	-	1.422	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.468	-	-	-	1.422	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 38 - Renovação do Andar MT da SE Fafe

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Fafe, Guimarães

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 26	Ficha nº 38

Investimento total a custos totais (k€): 2.212

Investimento total a custos primários (k€): 1.400

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 15kV.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação de andar 15kV da SE Fafe para um novo QMMT, desmontagem do SPCC, remodelação do atual edifício, aproveitar a URTA e as proteções para reinstalar nos novos PN's. Desmontagem do equipamento existente.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	35
Índice de Saúde (%)	45
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	-	Rede AT	-	-	-	-	-
2.257	Instalações AT/MT	2.257	-	-	-	2.212	-
-	Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL		2.257	-	-	-	2.212	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 39 - Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Esposende, Póvoa de Varzim, Barcelos

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 39

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV, elevado estado de corrosão do barramento de 60kV.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação andar de 60kV da SE Fonte Boa, mantendo a configuração atual.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	33
Índice de Saúde (%)	54
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.615	-	-	-	1.580	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.615	-	-	-	1.580	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 40 - Renovação do andar 30 kV da SE Bragança

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Bragança

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 40

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 30kV.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do andar de 30kV da SE Bragança.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (%)	50
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:
Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.639	-	-	-	1.580	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.639	-	-	-	1.580	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 41 - Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Braga, Vila Verde

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 41

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

Disjuntores e seccionadores dos painéis de 60kV em fim de vida útil e estruturas oxidadas.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do andar 60kV da SE São Martinho de Dume com configuração atual. (Substituição dos secc e disj dos painéis AT, exceto P501, dos disjuntores MT dos painéis das BC, beneficiação das estruturas e instalação de DST nos PNLN).
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	33
Índice de Saúde (%)	54
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,0

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	-	Rede AT	-	-	-	-	-
1.128	Instalações AT/MT	1.128	-	-	-	332	774
-	Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL		1.128	-	-	-	332	774

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 42 - Renov SPCC SE Felgueiras

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Automação de SE e Modernização de SPCC		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Felgueiras		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 42

Investimento total a custos totais (k€): 796 **Investimento total a custos primários (k€):** 504

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto foi antecipado por forma a obter-se a eficiência da simultaneidade com a realização do projeto de construção de uma nova saída 15 kV (Ficha nº 32).

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição da URTA e dos SPs por um SPCC.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (%)	18
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,3

Resumo investimento: Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	834	-	557	239	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	834	-	557	239	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 43 - Alimentação AT da SE Amarante

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Amarante e Celorico de Basto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 43

Investimento total a custos totais (k€): 1.312

Investimento total a custos primários (k€): 781

Motivação:

Melhorar as perdas na rede AT no eixo Felgueiras, PC Campanhó e Amarante

Alternativas:

Alternativa 01	Interligação entre o injetor Fafe (REN) e a subestação Amarante
Alternativa 02	Ligação em T da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras

Alternativa Seleccionada: 2

Indicadores económicos da Alternativa 02 são mais interessantes que da Alternativa 01.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	0
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1.565.739
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.035	-	-	-	1.028	-
	Instalações AT/MT	286	-	-	-	284	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.322	-	-	-	1.312	-
Benefícios (k€)	Perdas	1.801	-	-	-	-	4.317
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.801	-	-	-	-	4.317

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	1.060	2.453	3.907	5.425
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	696	2.162	3.710	5.342

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

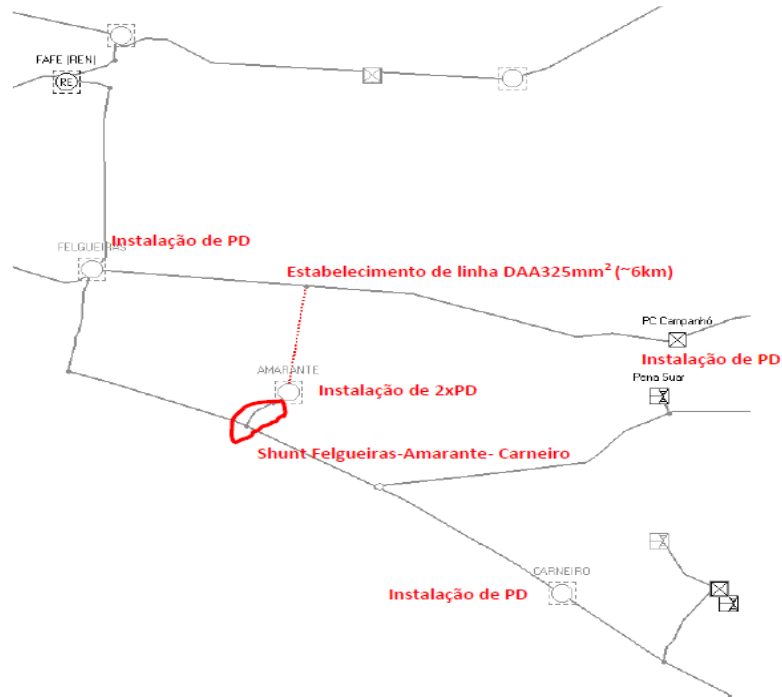


Figura 1. Ligação em T da SE Amarante a LN PC Campanhó – Felgueiras (Rede A1)

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 44 - Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila do Conde, Póvoa do Varzim e Vila Nova de Famalicão

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 30	Ficha nº 44

Investimento total a custos totais (k€): 4.631

Investimento total a custos primários (k€): 2.734

Motivação:

Foi desenvolvido um estudo aprofundado de desenvolvimento otimizado da malha SE Vermoim (REN), SE Maia, SE Mosteiró, PC Lactogal, SE Mindelo, PC Infineon Technologies, SE Vila do Conde e SE Beiriz, para integração na Rede Nacional de Distribuição do novo injetor 400/60kV Famalicão.

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de duas ligações do novo injetor para o lado oeste, à subestação 60/15 kV Vila do Conde e à LN60 1085 Mosteiró-Beiriz.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Estabelecimento de duas ligações do novo injetor para o lado oeste, à subestação 60/15 kV Vila do Conde e à LN60 1085 Mosteiró-Beiriz, em condutores 2x3x1 AA325mm².

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	0
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2.682.416
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	4.256	-	334	1.332	2.453	-
	Instalações AT/MT	528	-	41	165	304	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.784	-	376	1.498	2.757	-
Benefícios (k€)	Perdas	3.189	-	-	-	566	6.830
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.189	-	-	-	566	6.830

Na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

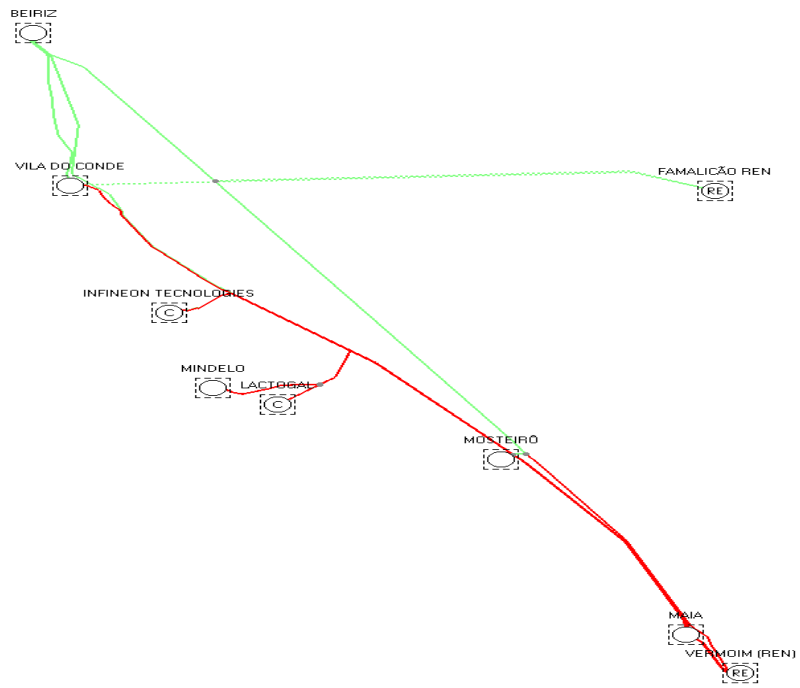


Figura 1 - Reue A1



Figura 2 - Pormenor ligação

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 45 - Renovação do Andar MT da SE Barrô

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Águeda, Oliveira do Bairro e Anadia

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 32	Ficha nº 45

Investimento total a custos totais (k€): 1.710

Investimento total a custos primários (k€): 1.083

Motivação:

Substituição do barramento, disjuntores e sistema de proteções no andar de 15kV na subestação Barrô, os equipamentos apresentarem um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do quadro metálico a 15kV e dos sistema de proteção, comando e controlo.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	30
Índice de Saúde (%)	8
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,7

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.787	1.135	575	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.787	1.135	575	-	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 46 - Reabilitação da rede AT do Porto

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 33*	Ficha nº 46

* Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018

Investimento total a custos totais (k€): 4.206

Investimento total a custos primários (k€): 2.621

Motivação:

Os cabos que interligam o posto de corte AT Circunvalação e as SE's Boavista(Porto) e Monte do Burgos e os cabos que interligam as SE's Antas e a Campo 24 de Agosto, encontram com perdas de óleo. Os disjuntores, também apresentam derrame de óleo e os seccionadores com mau estado de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição dos disjuntores, seccionadores, cabos e equipamentos nas instalações identificadas, mantendo o actual conceito de rede, funcionamento em malha fechada.
Alternativa 02	Conceito bloco cabo – transformador permite a uma subestação ser alimentada por 2 PdE's diferentes nas instalações identificadas.

Alternativa Seleccionada: **2**

A Alternativa seleccionada com o conceito bloco cabo – transformador, permite que uma subestação equipada com 2 transformadores esteja ligada a 2 PdE(REN) diferentes.

Esta solução permite eliminar os andares de 60kV das subestações Boavista(Porto) e Monte dos Burgos.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	54
Índice de Saúde (%)	15
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	2.149	-	949	1.136	-
	Instalações AT/MT	2.186	-	965	1.155	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.335	-	1.914	2.291	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 47 - Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 34	Ficha nº 47

Investimento total a custos totais (k€): 3.598

Investimento total a custos primários (k€): 2.207

Motivação:

Os cabos que interligam as SE's Antas e Campo 24 de Agosto apresentam uma elevada perda de óleo do seu isolamento.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição de cabos com isolamento impregnados a óleo por cabos com isolamento seco.
Alternativa 02	Conceito bloco cabo – transformador permite a uma subestação ser alimentada por 2 PdE's diferentes nas instalações identificadas.

Alternativa Seleccionada: **2**

A Alternativa seleccionada com o conceito bloco cabo – transformador, permite que uma subestação equipada com 2 transformadores esteja ligada a 2 PdE(REN) diferentes.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (%)	40
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		3.679	-	1.202	2.396	-
Instalações AT/MT		-	-	-	-	-	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		3.679	-	1.202	2.396	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 48 - Renovação do Andar MT da SE Bustos

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Oliveira do Bairro, Aveiro e Vagos	Incluído	Não Ficha nº 31 Ficha nº 48

Investimento total a custos totais (k€): 1.809 **Investimento total a custos primários (k€):** 1.145

Motivação:

Substituição do barramento, disjuntores e sistema de proteções no andar de 15kV na subestação Bustos, os equipamentos apresentarem um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do andar de 15kV por Quadro Metálico de 15kV mantendo os TP's 2x20MVA.
Alternativa 02	Substituição do andar de 15kV por Quadro Metálico e a substituição dos TP's 2x20MVA por 1 TP de 31,5MVA.

Alternativa Selecionada: 1

A alternativa 1 mantém a reserva n-1 de alimentação à zona industrial e à sede concelho de Vagos.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.839	-	-	446	1.363	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.839	-	-	446	1.363	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 49 - Renovação do Andar AT da SE Custóias

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Matosinhos

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 35	Ficha nº 49

Investimento total a custos totais (k€): 869

Investimento total a custos primários (k€): 550

Motivação:

O barramento e os isoladores do andar de 60kV da SE Custóias apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do barramento de 60kV na SE Custóias.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	50
Índice de Saúde (%)	31
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,3

Resumo investimento:
Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	884	-	-	-	869	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	884	-	-	-	869	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 50 - Renovação do Andar MT da SE Esgueira

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Aveiro

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 36	Ficha nº 50

Investimento total a custos totais (k€): 2.007

Investimento total a custos primários (k€): 1.270

Motivação:

O barramento e os seccionadores do andar de 15kV da SE Esgueira apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do andar MT (Quadro Normacel existente) para a configuração IB+2x(TP+TSA/RN+BC+6LMT).
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	35
Índice de Saúde (%)	37
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2.040	-	-	-	2.007	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	2.040	-	-	-	2.007	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 51 - Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila Nova de Gaia

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 51

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

O barramento e os seccionadores do andar de 15kV da SE Vila Nova de Gaia apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do andar de 15kV por Quadro Metálico de 15kV mantendo os TP's 3x31,5MVA.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	47
Índice de Saúde (%)	49
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.615	-	-	-	1.580	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.615	-	-	-	1.580	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 52 - Renovação do SPCC da subestação de Paranhos

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 38	Ficha nº 52

Investimento total a custos totais (k€): 1.067

Investimento total a custos primários (k€): 675

Motivação:

Foi identificada para substituição a unidade remota de teleação, automatismos e sistemas de proteção na subestação de Paranhos. Os ativos encontraram-se obsoletos com fabrico descontinuado e com fim de vida útil ultrapassado, o que condiciona a operação da rede.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição da URTA e dos SPs por um SPCC (AT: 2LN+IB+2TP; MT: 21LN+2TP+TSA+2IB)
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	28
Índice de Saúde (%)	48
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.110	-	640	427	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.110	-	640	427	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 53 - Renovação do SPCC da subestação da Boavista

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 40	Ficha nº 53

Investimento total a custos totais (k€): 885

Investimento total a custos primários (k€): 560

Motivação:

Foi identificada para substituição a unidade remota de teleação, automatismos e sistemas de proteção na subestação de Paranhos. Os ativos encontraram-se obsoletos com fabrico descontinuado e com fim de vida útil ultrapassado, o que condiciona a operação da rede.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição da URTA e dos SPs por um SPCC (AT: 2LN/TP; MT: 22LN+2TP+2BC+TSA+2IB)
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (%)	0
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	903	-	265	619	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	903	-	265	619	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 54 - Renovação do SPCC da subestação das Antas

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 37	Ficha nº 54

Investimento total a custos totais (k€): 1.209

Investimento total a custos primários (k€): 765

Motivação:

Foi identificada para substituição a unidade remota de teleação, automatismos e sistemas de proteção na subestação de Paranhos. Os ativos encontraram-se obsoletos com fabrico descontinuado e com fim de vida útil ultrapassado, o que condiciona a operação da rede.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição da URTA e dos SPs por um SPCC (AT: 8LN+IB+3TP; MT: 26LN+3TP+2BC+2IB)
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	24
Índice de Saúde (%)	0
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,9

Resumo investimento:
Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.233	-	363	846	-	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.233	-	363	846	-	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 55 - Renovação do SPCC da subestação da Vitória

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Porto

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 39	Ficha nº 55

Investimento total a custos totais (k€): 849

Investimento total a custos primários (k€): 538

Motivação:

Foi identificada para substituição a unidade remota de teleação, automatismos e sistemas de proteção na subestação de Paranhos. Os ativos encontraram-se obsoletos com fabrico descontinuado e com fim de vida útil ultrapassado, o que condiciona a operação da rede.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição da URTA e dos SPs por um SPCC (AT: 2LN+IB+2TP; MT: 19LN+2TP+2BC+TSA+2IB).
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	19
Índice de Saúde (%)	0
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,7

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	867	-	255	595	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	867	-	255	595	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Projeto antecipado devido a criticidade e por forma a coordenar com os restantes projetos a decorrer nesta área no Porto

Ficha nº 56 - Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Castelo Branco

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 42	Ficha nº 56

Investimento total a custos totais (k€): 862 Investimento total a custos primários (k€): 507

Motivação:

Resolver o constrangimento da dependência de curta duração, da rede alimentada pelas SE Talagueira, SE Castelo Branco e SE Senhora da Graça, da linha AT Castelo Branco REN - Talagueira

Alternativas:

Alternativa 01	Separação dos ternos da linha AT LN60 1359 Castelo Branco REN – Talagueira, passando a ligação entre Castelo Branco REN e Talagueira a ser feita através de duas linhas simples de AA325.
Alternativa 02	Instalação de uma segunda linha AT Castelo Branco REN – Talagueira, passando a ligação entre Castelo Branco REN e Talagueira a ser feita através de duas linhas duplas de AA325.

Alternativa Selecionada: **2**

Indicadores económicos da Alternativa 02 são mais interessantes que da Alternativa 01 e a Alternativa 01 não garante PNG nula em regime N-1 Instantâneo.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	2.463
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	517.720
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	798	-	798	-	-	-
	Instalações AT/MT	63	-	63	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	862	-	862	-	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	598	-	-	45	135	1.247
	END	94	-	-	7	22	193
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	692	-	-	52	157	1.440

Na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	101.200	102.700	104.100	105.500	105.800	106.100	106.500

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

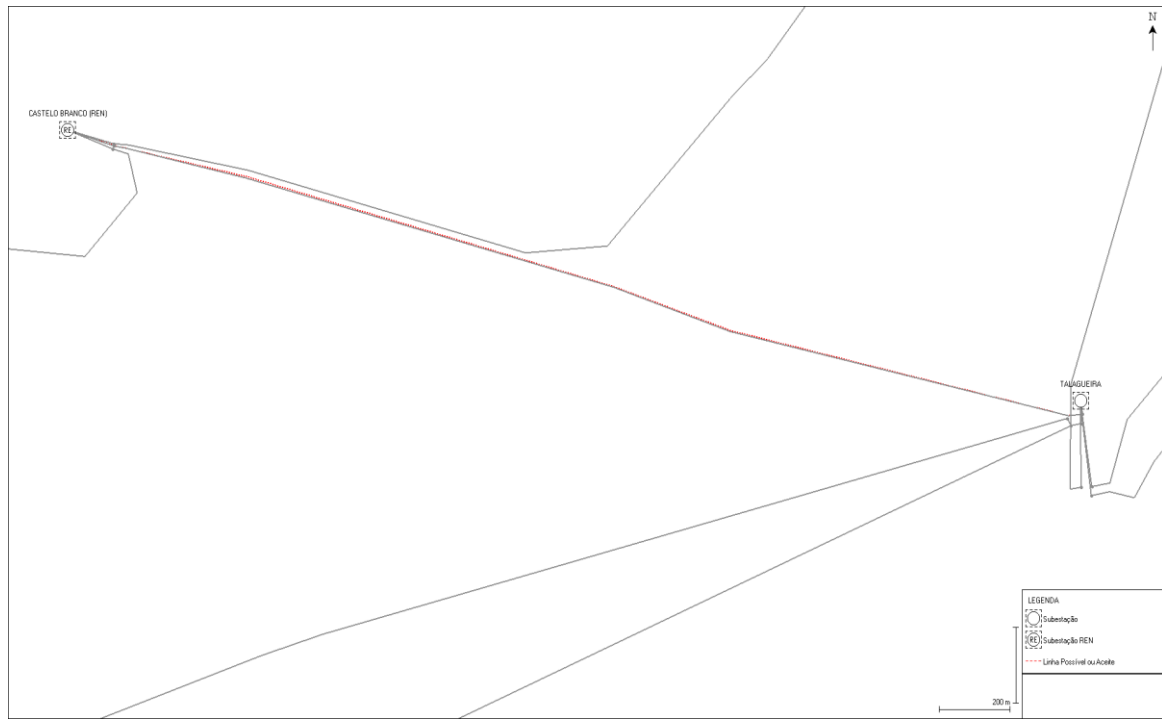


Figura 1. - Alterações da Rede AT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 57 - Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Arganil e Tábua

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 57

Investimento total a custos totais (k€): 3.861

Investimento total a custos primários (k€): 2.390

Motivação:

Resolver os constrangimentos da rede actualmente alimentada pela SE Fronhas, nomeadamente, a sobrecarga existente em regime N da linha MT Fronhas-Sarzedo, os valores de tensão do fim desta linha que se encontram próximos dos limites mínimos desejáveis, a PNG em regime N-1 e também as perdas na rede.

Alternativas:

Alternativa 01	Interligação da linha MT Fronhas – S. M. Cortiça com a linha MT Fronhas – Z. Ind. Sarzedo.
Alternativa 02	Inserção de nova subestação 60/15kV, localizada junto à Zona Industrial de Sarzedo. A ligação à rede AT será feita pela abertura da atual linha AT Tábua REN – Fronhas/Alto de S. João e à rede MT pelo estabelecimento de 3 linhas MT.

Alternativa Selecionada: 2

Indicadores económicos e a resolução dos constrangimentos da rede da Alternativa 02 são mais interessantes que da Alternativa 01.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	5.892
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1.538.273
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	1.263

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.224	-	-	706	470	-
	Instalações AT/MT	2.030	-	-	1.171	781	-
	Rede MT	763	-	-	440	293	-
	TOTAL	4.017	-	-	2.317	1.544	-
Benefícios (k€)	Perdas	1.943	-	-	-	302	4.292
	END	222	-	-	-	34	496
	Elim. Sobrecarga	3.795	-	-	-	-	7.799
	TOTAL	5.961	-	-	-	336	12.587

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	1.861	1.998	2.128	2.261	2.377	2.497	2.618
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	5.255	5.564	5.859	6.164	6.436	6.717	7.005

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

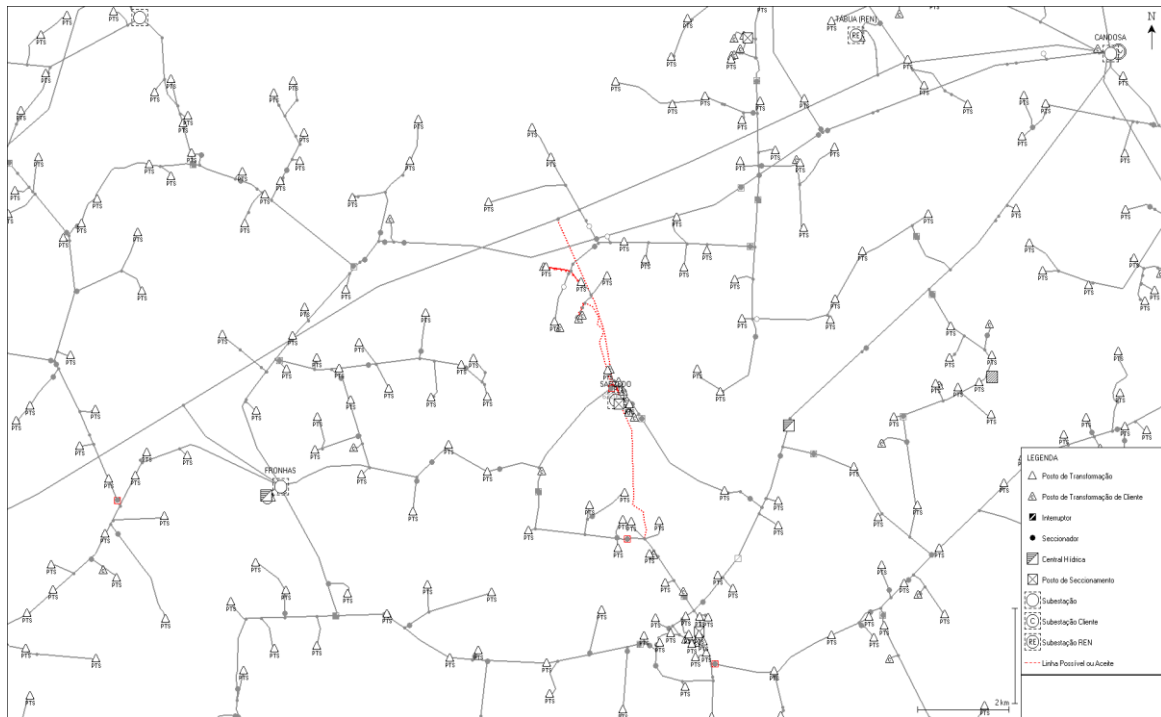


Figura 1. - Alterações da rede AT e da rede MI

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 58 - Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Figueira da Foz

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 58

Investimento total a custos totais (k€): 1.728

Investimento total a custos primários (k€): 1.060

Motivação:

Resolver o constrangimento das sobrecargas das linhas de 60kV do anel Lavos (REN) - Gala - Carvalhais em regime N-1 Instantâneo (alimentação ininterrupta a blocos de carga do grupo D > 70MW).

Alternativas:

Alternativa 01	Reforço dos troços das linhas que entram em sobrecarga com condutores de alta temperatura.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)
(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

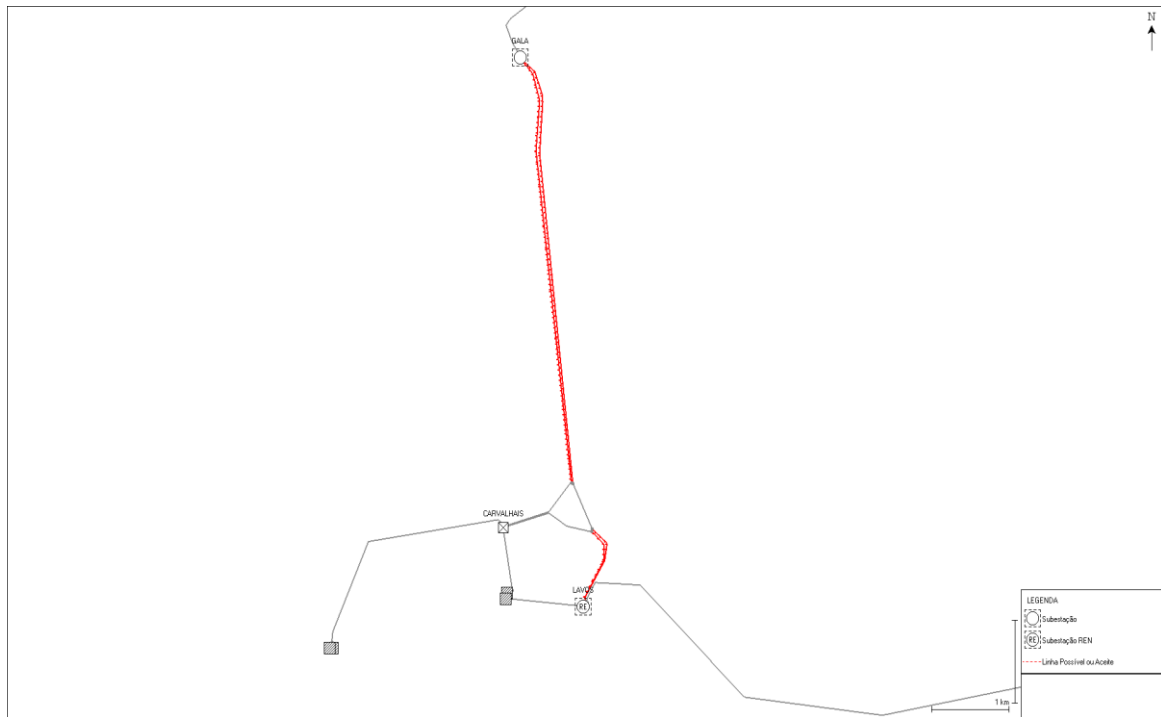
	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.770	-	-	-	1.728	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.770	-	-	-	1.728	-
Benefícios (k€)	Perdas	-	-	-	-	-	-
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	-	-	-	-	-	-

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	102.400	103.600	105.400	106.900	107.500	108.100	108.600

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 59 - Reforço da rede MT da subestação de Tondela

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Tondela, Oliveira de Frades

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 43	Ficha nº 59

Investimento total a custos totais (k€): 948

Investimento total a custos primários (k€): 615

Motivação:

Reduzir o SAIDI MT, no mínimo, 50% do seu valor de referência, calculado através da média ponderada dos valores definidos para as zonas ABC, reduzir a frequência dos incidentes nos dias sujeitos a condições climáticas mais adversas.

Alternativas:

Alternativa 01	Desdobrar saída TND-CARAMULO: Interlig AA160 SE TND -P9 PTD122, 6,5 km; Interlig AM117 P1 PTD28 -P25 PTD147 2,5 km; Reforço MT 14 km, substit de CU10 (década de 60) e AA30 (década de 80) por AM55 e AM117 ; - Inst 5 pts TCMT
Alternativa 02	A Alternativa 2 difere da 1 apenas na quantidade de rede remodelada. Nesta alternativa considerou-se a remodelação de apenas a rede em CU10 num total de 5,15km.

Alternativa Selecionada: 2

Para a alternativa 1 previa-se atingir e ultrapassar a redução necessária de SAIDI e MAIFI, a maior custo. Foi seleccionada a Alternativa 2 por se prever atingir a redução necessária de SAIDI e MAIFI a menor custo.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	374,15	0,4551
Redução de MAIFI MT (inc.)	14,83	0,0184

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	954	95	853	-	-	-
	TOTAL	954	95	853	-	-	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

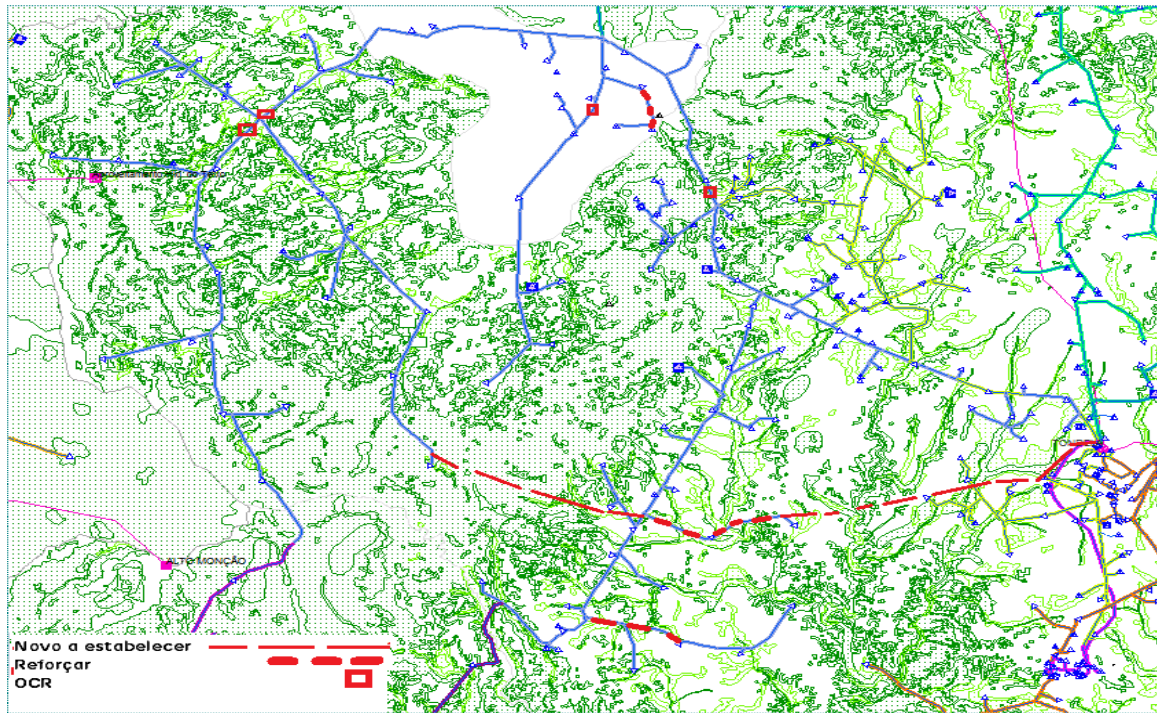


Fig. 1 Rede Actual- Intervenções a realizar.

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 60 - Nova saída MT da subestação de Candosa
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Garantia N-1 às sedes de concelho

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Carregal do Sal, Tábua

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 44	Ficha nº 60

Investimento total a custos totais (k€): 880

Investimento total a custos primários (k€): 571

Motivação:

Inexistência de reserva n-1 de inst, para socorro à carga normalmente alimentada pela SE CARREGAL DO SAL. Na falha do TP, da LAT ou de um Barramento (AT ou MT) não é possível socorrer as cargas na sede do concelho (Potência Instalada = 9,5 MVA) pela rede MT adjacente.

Alternativas:

Alternativa 01	Nova saída da SE CANDOSA em 1x3x1 AM148 e remodelação de rede existente (13 km).
Alternativa 02	Bi-alimentação à sede de concelho pela rede AT.

Alternativa Selecionada: 1

A alternativa 1 é a menos onerosa.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	53,40	0,0330
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,00	0,0000

Resumo investimento:
Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	58	7	51	-	-	-
	Rede MT	829	93	730	-	-	-
	TOTAL	887	99	781	-	-	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

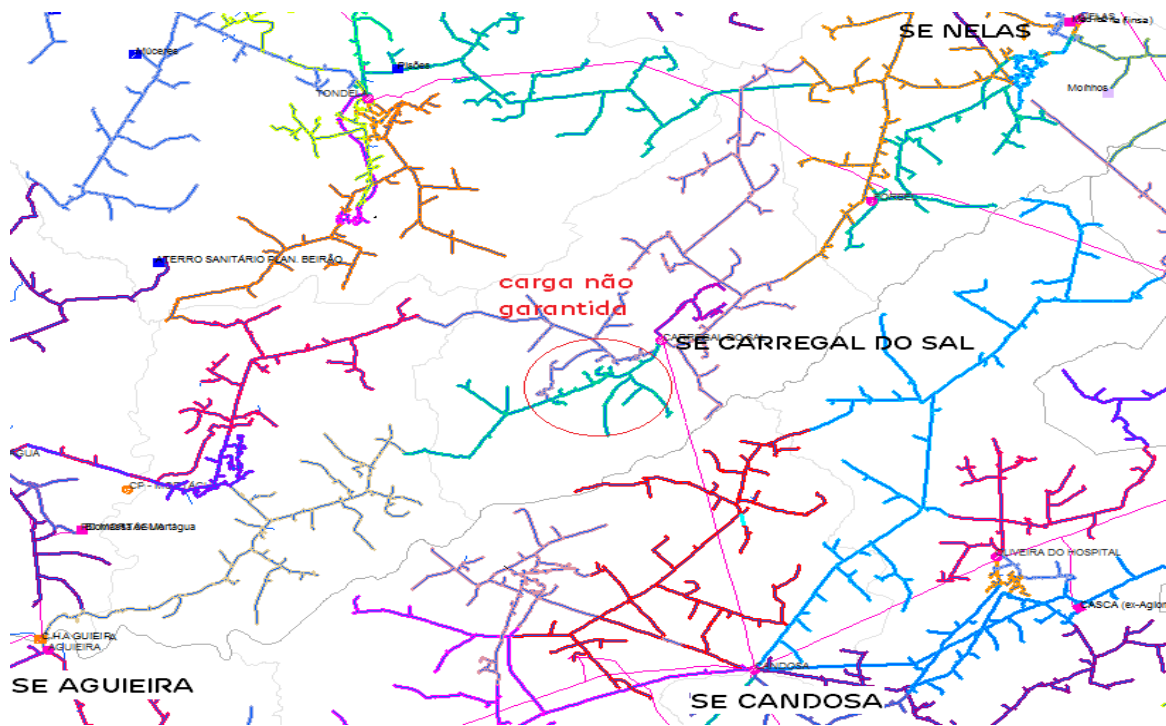
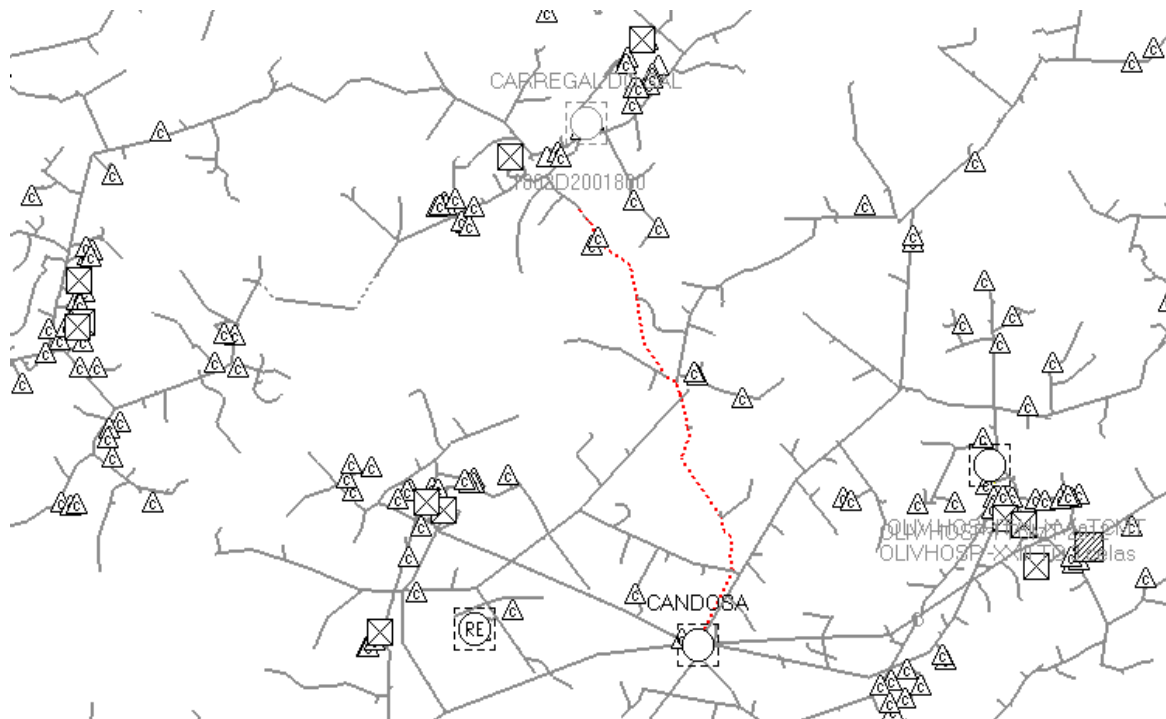


Fig. 1 Rede Actual- Carga não garantida



Fig, 2 Rede futura- Traçado previsto nova saída

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

O valor do projecto foi actualizado na sequência da actualização dos preços de referência e da melhor definição do traçado.

Ficha nº 61 - Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Figueira da Foz

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 61

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

Identificada a necessidade de renovação de Andar AT(disjuntores) + Andar MT(disjuntores e barras). Activos em mau estado e em fim de vida útil.

Alternativas:

Alternativa 01	Andar AT- bloco linha-transformador, s/ disjuntor, protecção a partir SE VRB. Andar MT- QMMT : TP+TSA/RN+BC+8LMT (TP existente e BC).
Alternativa 02	Andar AT- configuração: TP+2LAT. Andar MT - idêntico sol A.

Alternativa Selecionada: 1

Nos actuais níveis de cargas e nos critérios vigentes de qualidade de serviço, a Alternativa 2 não oferece benefícios justificativos da opção pela mesma.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1.Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (%)	12
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:
Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.644	-	-	948	632	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.644	-	-	948	632	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 62 - Renovação do andar 60 kV da SE Seia

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Seia

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 62

Investimento total a custos totais (k€): 932

Investimento total a custos primários (k€): 590

Motivação:

Identificada a necessidade de substituição seccionadores AT, substituição TI AT.
Ativos em fim de vida útil e em mau estado.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição dos elementos obsoletos e em mau estado.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	47
Índice de Saúde (%)	29
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,3

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	964	-	-	-	932	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	964	-	-	-	932	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 63 - Renovação do andar 15 kV da SE Alegria

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Coimbra

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 63

Investimento total a custos totais (k€): 2.054

Investimento total a custos primários (k€): 1.300

Motivação:

Identificada a necessidade de renovação de Andar MT (15kV) da SE Alegria: Substituição disjuntores + Seccionadores + Isoladores + TC. Activos em mau estado e em fim de vida útil(1986). 2 (TSA+ RN)+ 2 (celas clássicas MT) do total de 21 celas MT são de 2013.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição celas clássicas MT a 15 kV, por QMMT (2) (TP+TSA/RN+BC+8LMT) + IB .21 celas.(TSA+RN +2PNMT de 2013, BC a avaliar).
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: **1**

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1.Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	52
Índice de Saúde (%)	48
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		2.096	-	-	-	2.054	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		2.096	-	-	-	2.054	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 64 - Renovação do SPCC da subestação Varosa

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lamego

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 64

Investimento total a custos totais (k€): 790

Investimento total a custos primários (k€): 500

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/30 VAROSA - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideraram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (%)	18
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		827	-	-	-	790	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		827	-	-	-	790	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 65 - Nova subestação AT/MT em Benavente

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Benavente, Coruche e Salvaterra de Magos

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 48	Ficha nº 65

Investimento total a custos totais (k€): 3.734

Investimento total a custos primários (k€): 2.346

Motivação:

Elevada utilização da SE Mexeeiro, em razão da alimentação de Salvaterra de Magos (sede de concelho) e de indústria agroalimentar.

Alternativas:

Alternativa 01	Nova SE 60/30 kV em Benavente com 5 saídas MT, permitindo a desactivação do PC Benavente, instalação em fim de vida útil e com dificuldades de manutenção. Alimentação AT da nova SE através de inserção em PI na LN60 6567 Mexeeiro-Maxoqueira.
Alternativa 02	Não foram identificadas alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

A implementação de nova SE em terreno já existente resolve os constrangimentos identificados, possibilita uma exploração mais eficiente da rede MT e permite a desactivação de um PS MT em fim de vida útil.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	17.553
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	784.366
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	357

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	745	604	100	-	-	-
	Instalações AT/MT	2.992	2.425	403	-	-	-
	Rede MT	213	173	29	-	-	-
	TOTAL	3.950	3.202	532	-	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	913	-	-	58	185	2.006
	END	610	-	-	27	100	1.453
	Elim. Sobrecarga	600	-	-	-	-	1.991
	TOTAL	2.123	-	-	85	285	5.449

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	1.126	1.907	2.672	3.467	4.203	4.962	5.745
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	2.641	3.198	3.642	4.208	4.868	5.475	6.164

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

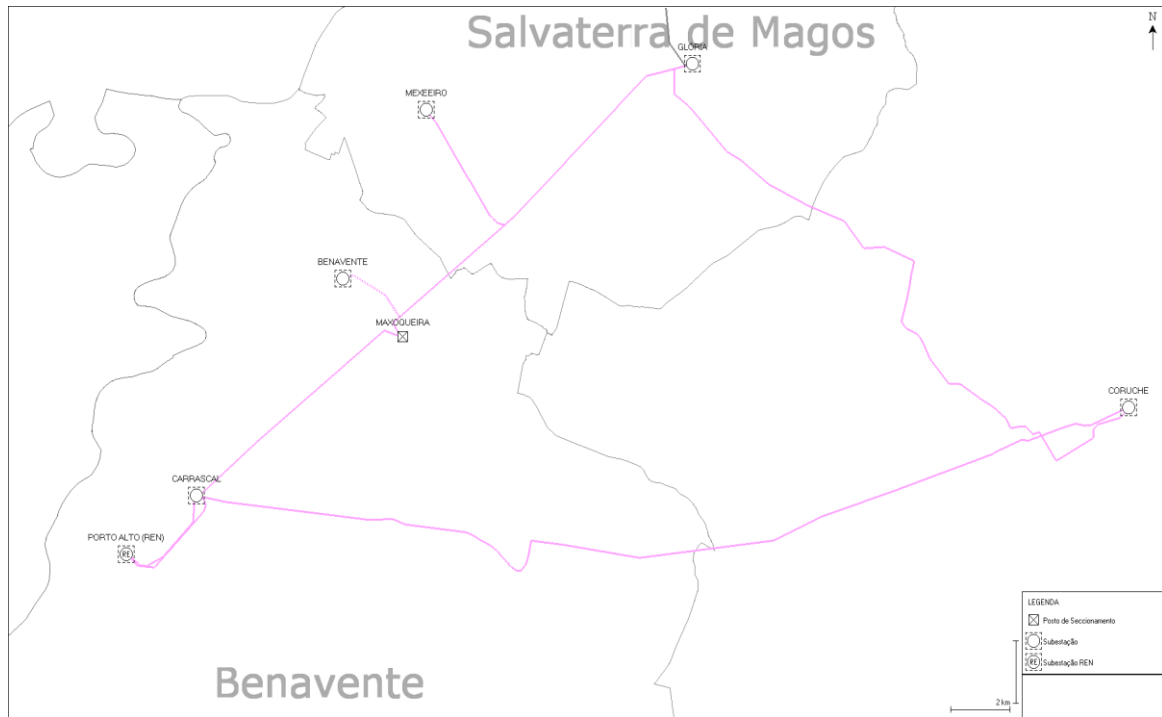


Figura 1. Rede AT Nova SE Benavente

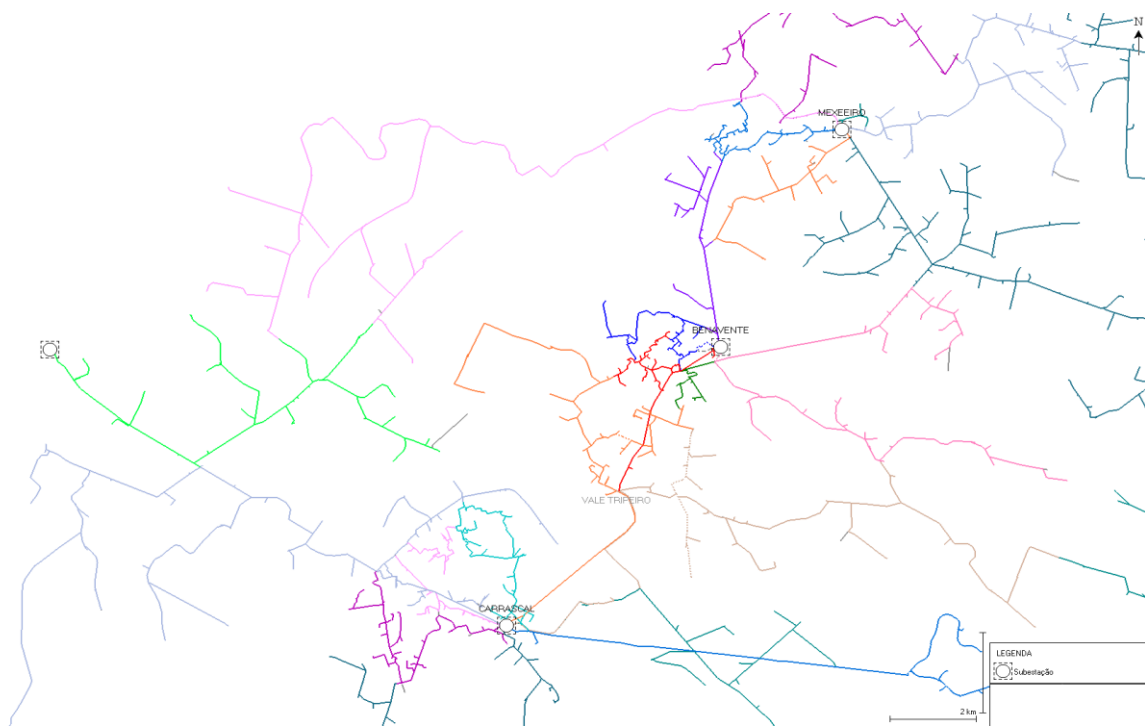


Figura 2. Rede IVT Nova SE Benavente

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Apesar do aumento das pontas e das taxas de crescimento simuladas, a redução dos indicadores económicos reflecte o maior custo orçamentado para a nova SE e que se deve a constrangimentos de projecto (localização SE, novas linhas).

Ficha nº 66 - Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almeirim, Alpiarça e Chamusca

PIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 66

Investimento total a custos totais (k€): 3.088

Investimento total a custos primários (k€): 1.970

Motivação:

Elevada utilização da SE Almeirim. Providenciar uma alimentação AT/MT mais próxima do centro de cargas de Alpiarça, reduzindo perdas e melhorando a qualidade de serviço. Aproveitar a linha AT já construída e que é presentemente explorada a 30 kV na alimentação da zona industrial de Alpiarça.

Alternativas:

Alternativa 01	Reforço da potência de transformação AT/MT da SE Almeirim
Alternativa 02	Nova SE AT/MT em Alpiarça (Zona Industrial)

Alternativa Selecionada: 2

A alternativa 02 soluciona a insuficiência de potência de transformação e ainda melhora a eficiência operacional da rede. A alternativa 02 apresenta indicadores favoráveis.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	16.339
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2.169.313
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	2.384

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	120	-	-	-	117	-
	Instalações AT/MT	2.707	-	-	-	2.654	-
	Rede MT	324	-	-	-	318	-
	TOTAL	3.151	-	-	-	3.088	-
Benefícios (k€)	Perdas	2.634	-	-	-	172	6.297
	END	595	-	-	-	42	1.429
	Elim. Sobrecarga	5.682	-	-	-	-	16.917
	TOTAL	8.910	-	-	-	214	24.643

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	840	1.830	2.830	3.890	4.930	6.010	7.140
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	1.280	2.850	4.920	7.270	9.590	11.690	14.340

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

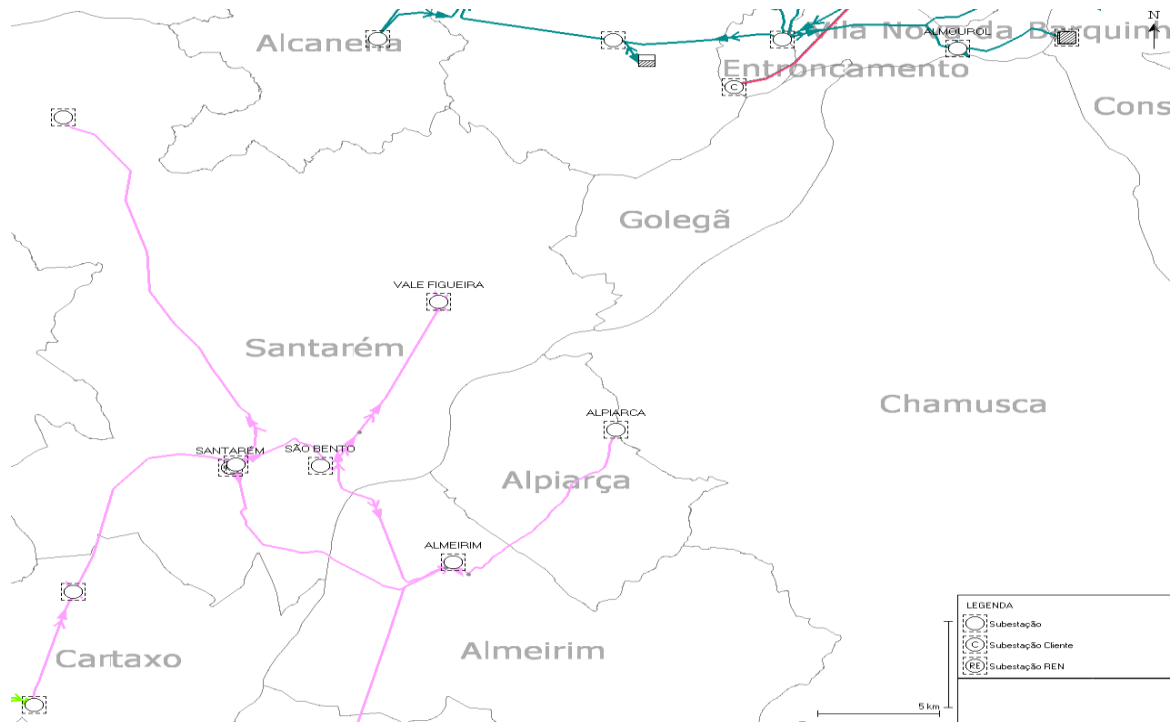


Figura 1. Rede AI Nova SE Alpiarça

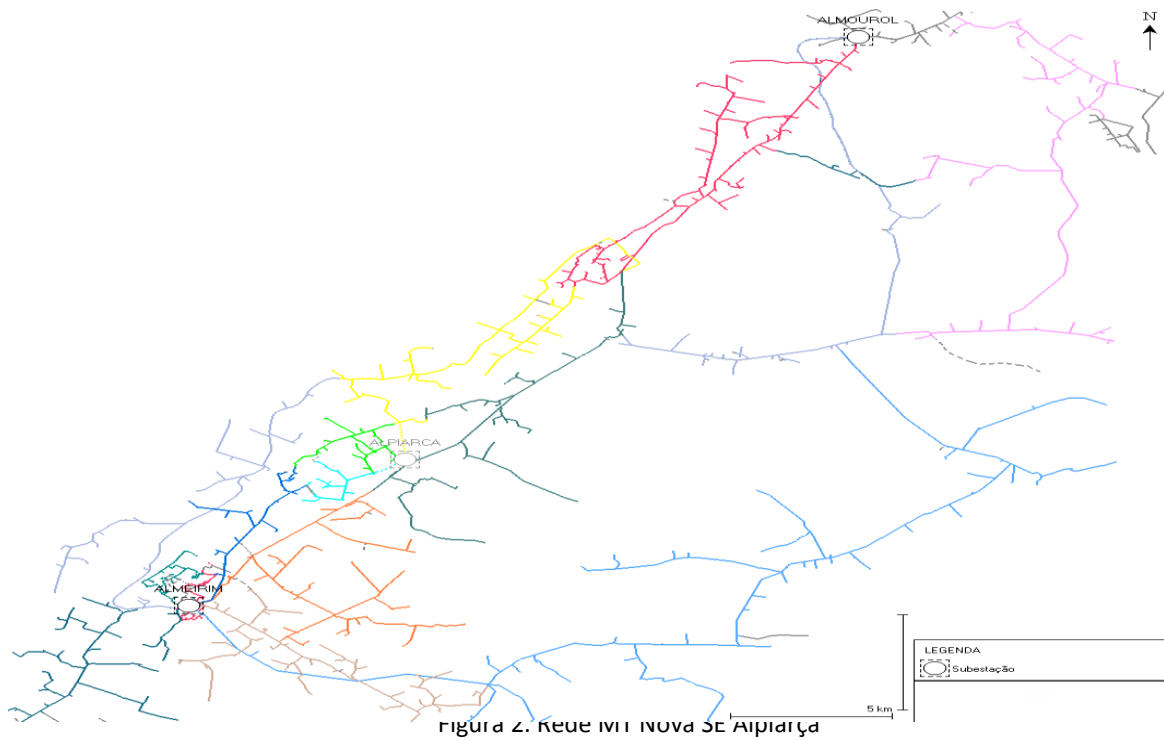


Figura 2. Rede III Nova SE Alpiarça

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 67 - Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Campo Maior e Elvas

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 51	Ficha nº 67

Investimento total a custos totais (k€): 1.669

Investimento total a custos primários (k€): 1.082

Motivação:

Extensão da rede MT associada ao PC Caia, que alimenta PT's ao longo da fronteira com Espanha, dificulta exploração. Rede 6 kV no Castelo de Elvas em ilha, sem possibilidade de recurso pela rede envolvente.

Alternativas:

Alternativa 01	Conversão 6 kV -> 30 kV da rede de Elvas e consequente disponibilização de painéis 30 kV na SE Alcáçova. Reorganização das linhas MT Zona Industrial e Caia, deslastrando uma das saídas deste Posto de Corte.
Alternativa 02	Não foram identificadas alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

A alternativa seleccionada diminui a rede MT associada ao PC Caia, como pretendido, e permite ainda a reorganização das linhas associadas à rede urbana de Elvas, com a incorporação da rede MT do castelo na envolvente.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	44,16	0,1073
Redução de MAIFI MT (inc.)	4,67	0,0120

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	116	83	28	-	-	-
	Rede MT	1.637	1.166	393	-	-	-
	TOTAL	1.753	1.249	421	-	-	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

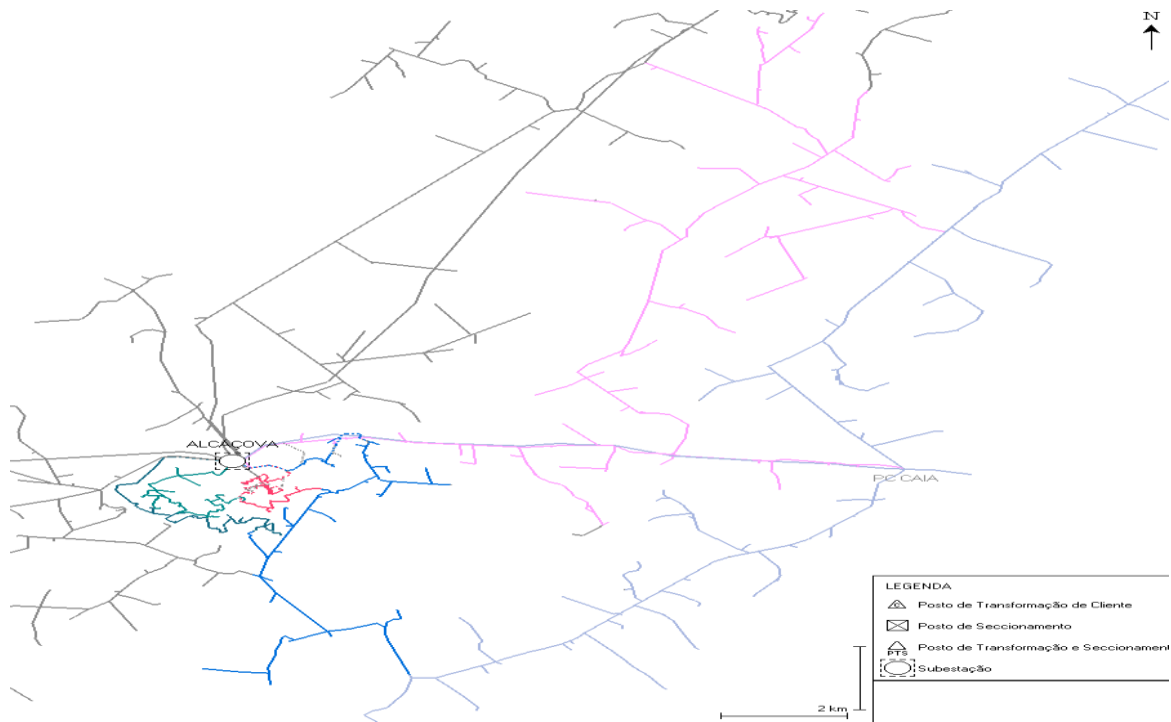


Figura 1. Reorganização da rede MT da SE Alcáçova

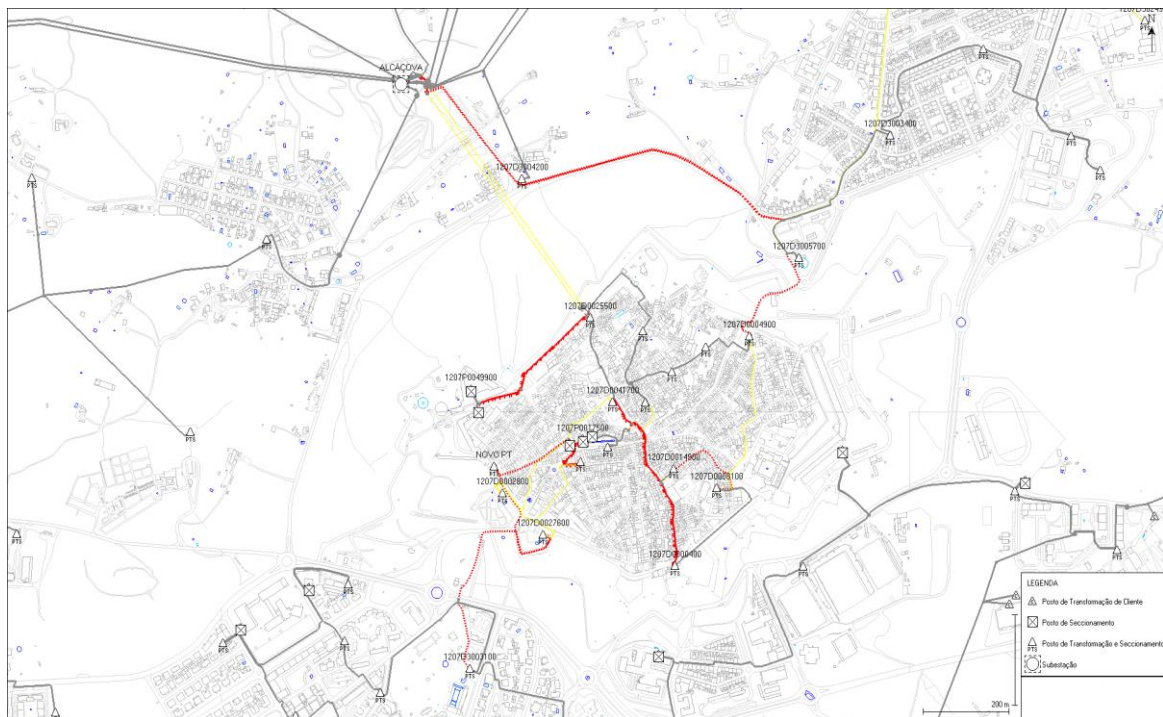


Figura 2. Pormenor obras Centro Histórico de Elvas

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 68 - Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almeirim

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 54	Ficha nº 68

Investimento total a custos totais (k€): 1.322

Investimento total a custos primários (k€): 858

Motivação:

Condição técnica do andar 15 kV da SE Almeirim: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento; equipamento de tecnologia descontinuada.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do QMMT 15 kV da SE Almeirim por novo QMMT 15 kV compacto.
Alternativa 02	Conversão 15 kV -> 30 kV da rede MT da cidade de Almeirim, desactivando-se o andar 15 kV da SE Almeirim.

Alternativa Seleccionada: **2**

A conversão de rede uniformizará o nível de tensão MT da capital de concelho, melhorando a sua fiabilidade e reduzindo as perdas associadas à distribuição. Por outro lado, a desactivação do andar de 15 kV permitirá reduzir os custos de manutenção associados a esta infra-estrutura.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		-	-	-	-	-	-
Rede MT		1.371	-	129	465	728	-
TOTAL		1.371	-	129	465	728	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 69 - Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Tomar

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 53	Ficha nº 69

Investimento total a custos totais (k€): 1.506

Investimento total a custos primários (k€): 1.018

Motivação:

Condição técnica do andar 30 kV da SE Venda Nova (TMR): idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação do edifício; Instalação de quadro metálico 30 kV IB + 2x(TP + TSA/RN + BC + 3 LNMT); Interligação das linhas 30 kV existentes ao novo andar 30 kV.
Alternativa 02	Substituição dos equipamentos do barramento 30 kV que se encontram degradados (barra, isoladores, varetas...); Substituição de disjuntores com registo de contornamentos.

Alternativa Selecionada: 2

A substituição dos elementos degradados e que excederam o tempo de vida útil permitirá melhorar o desempenho deste andar 30 kV. Embora se mantenha a atual configuração do barramento, esta alternativa revela-se menos onerosa do que a renovação total.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	49
Índice de Saúde (%)	9
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,8

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.425	623	759	-	-	-
	Rede MT	127	56	68	-	-	-
	TOTAL	1.552	679	827	-	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 70 - Renovação do andar AT da SE Entroncamento

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Entroncamento

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 55	Ficha nº 70

Investimento total a custos totais (k€): 932

Investimento total a custos primários (k€): 590

Motivação:

Condição técnica do andar AT da SE Entroncamento: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição de disjuntores excepto painel P507B (novo) e reservas. Substituição dos seccionadores de painel, comando eléctrico seccionadores de selecção de barramento. Reparação das estruturas de betão e substituição de elementos metálicos oxidados.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	44
Índice de Saúde (%)	23
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,3

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	964	-	-	-	932	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	964	-	-	-	932	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 71 - Renovação do andar 60 kV da SE Pombal

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Pombal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 71

Investimento total a custos totais (k€): 885

Investimento total a custos primários (k€): 560

Motivação:

Condição técnica do andar AT da SE Pombal: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição seccionadores AT e reconfiguração do andar AT segundo o projecto-tipo (disjuntor interbarras AT + TT's nos 2 semibarramentos). Construção de sistemas de retenção de óleo dos TP's e beneficiação da rede de terras e de ferragens diversas.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	31
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	-	Rede AT	-	-	-	-	-
900	Instalações AT/MT	900	-	-	-	885	-
-	Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL		900	-	-	-	885	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 72 - Renovação andar 60 kV da SE São Vicente

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Portalegre

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 72

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

Condição técnica do andar AT da SE São Vicente: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição de equipamentos AT (5 disjuntores, 10 seccionadores, 15 TI's).
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	33
Índice de Saúde (%)	45
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.644	-	-	-	1.580	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.644	-	-	-	1.580	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 73 - Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Mação

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 73

Investimento total a custos totais (k€): 2.686

Investimento total a custos primários (k€): 1.700

Motivação:

Condição técnica do andar AT e do andar MT da SE Belver: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos equipamentos.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição de equipamentos AT (7 disjuntores, 17 seccionadores, 6 TI's). Substituição SPCC. Novo QMMT.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT e do andar MT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	46
Índice de Saúde (%)	3
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2.740	-	-	-	806	1.880	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	2.740	-	-	-	806	1.880	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 74 - Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Torres Vedras

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 74

Investimento total a custos totais (k€): 790

Investimento total a custos primários (k€): 500

Motivação:

Condição técnica do andar 10 kV da SE MT/MT Torres Vedras: registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituição do andar 10 kV da SE Torres Vedras por novo QMMT 10 kV compacto.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar 10 kV, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (%)	3
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	811	-	-	-	316	474
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	811	-	-	-	316	474

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 75 - Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Avis

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 75

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

Condição técnica do andar AT da SE Maranhão: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral do andar AT da SE Maranhão.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Selecionada: **1**

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	11
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.125	-	-	-	277	830
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.125	-	-	-	277	830

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 76 - Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Cartaxo

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 76

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

Condição técnica do andar AT da SE Cruz do Campo: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; corrosão de equipamentos, em particular dos seccionadores; disjuntores de tecnologia descontinuada e com fugas de óleo.

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral do andar AT da SE Cruz do Campo.
Alternativa 02	Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.

Alternativa Seleccionada: **1**

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	46
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,8

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.125	-	-	-	277	830
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.125	-	-	-	277	830

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 77 - Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Avis, Estremoz e Sousel

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 50	Ficha nº 77

Investimento total a custos totais (k€): 3.968

Investimento total a custos primários (k€): 2.324

Motivação:

Reduzir as perdas na rede AT, dada a proximidade da SE Maranhão ao PdE Estremoz (REN). Dificuldade de recurso da rede AT.

Alternativas:

Alternativa 01	Ligação da SE Maranhão à SE Estremoz da EDP Distribuição através da separação dos circuitos da linha dupla LN60 0078 Caeira-Estremoz.
Alternativa 02	Novo circuito em AA325 do injector Estremoz (REN) para a LN60 6514, na direcção da SE Maranhão. Desmontagem da parte da LN60 6154 não utilizada.

Alternativa Selecionada: 2

A alternativa 02, assegurando o resultado económico mais satisfatório, é ainda a que tecnicamente melhor responde ao desenvolvimento da rede.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	0
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3.771.052
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:
Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	4.049	-	428	1.173	2.309	-
	Instalações AT/MT	61	-	6	18	35	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.109	-	435	1.191	2.343	-
Benefícios (k€)	Perdas	4.198	-	-	-	525	9.872
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.198	-	-	-	525	9.872

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

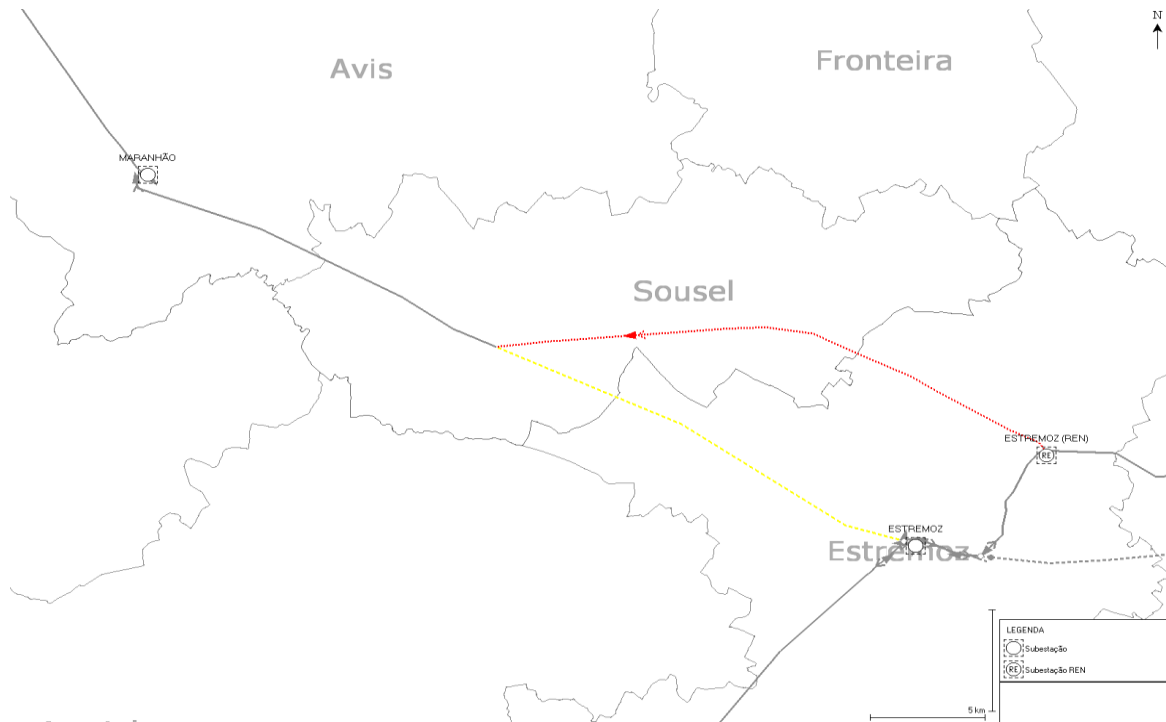


Figura 1. Ligação do PUE ESTREMOZ (REN) a LIN60 6514

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 78 - Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 58	Ficha nº 78

Investimento total a custos totais (k€): 6.481

Investimento total a custos primários (k€): 4.087

Motivação:

Elevada utilização da SE Praça da Figueira e aumento de consumos na zona central de Lisboa.

Alternativas:

Alternativa 01	Ligação AT ao PS Alto de São João através de cabo subterrâneo 60kV.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Oportunidade de ligação em cabo subterrâneo ao PS Alto de São João, estabelecida em simultâneo com cabo duplo terno para ligação à SE Santa Marta e SE Arco Carvalhão.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	9.350
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	395.115
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	3.251

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:
Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.472	1.024	379	-	-	-
	Instalações AT/MT	4.574	3.182	1.177	-	-	-
	Rede MT	755	525	194	-	-	-
	TOTAL	6.800	4.731	1.750	-	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	467	-	-	35	105	975
	END	356	-	-	28	82	732
	Elim. Sobrecarga	8.981	-	-	-	-	19.997
	TOTAL	9.804	-	-	63	187	21.703

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	2.378	2.699	2.919	3.140	3.141	3.151	3.151
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

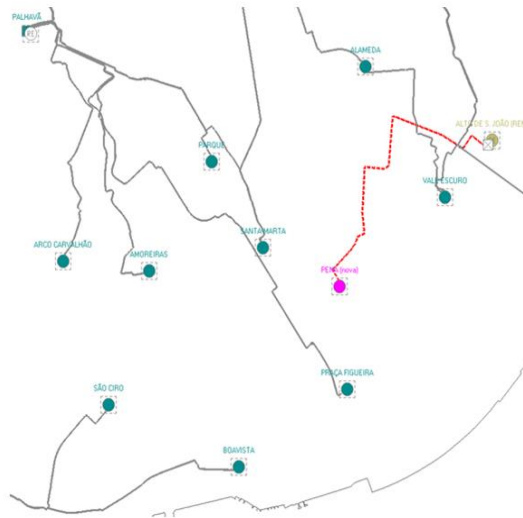


Figura 1. - Rede AI

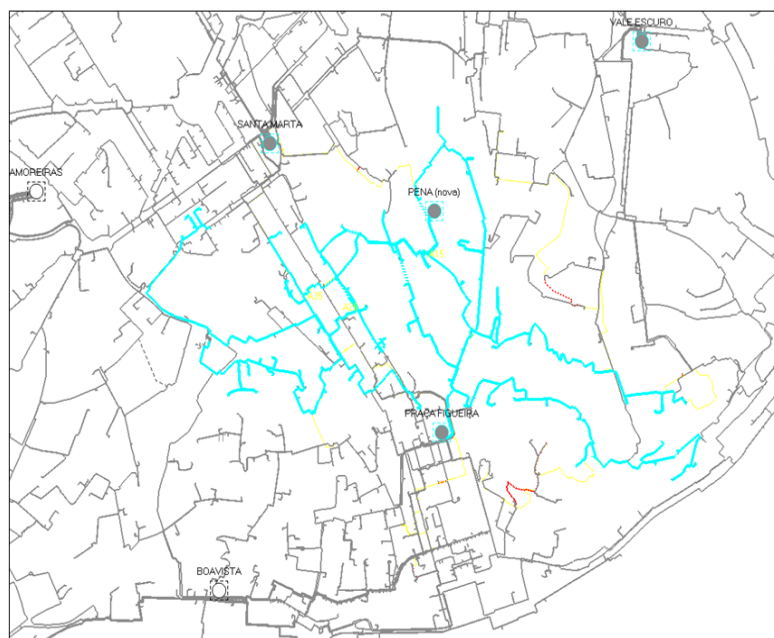


Figura 2. - Rede MI I

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Projecto adiado porque esteve condicionado à aprovação na assembleia municipal da disponibilização de terreno para implantação da subestação.

Ficha nº 79 - Nova subestação AT/MT Caparide

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Desenvolvimento de Rede		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Cascais		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 60	Ficha nº 79

Investimento total a custos totais (k€): 5.786 **Investimento total a custos primários (k€):** 3.617

Motivação:

Elevada utilização da SE Parede.

Alternativas:

Alternativa 01	Ligação entre a SE Caparide e a LA6043, através de 3,5km cabo LXHIOLÉ400. Inclui instalação de um PS AT GIS com 3 painéis de linha, junto da LA6043.
Alternativa 02	Ligação entre a SE Caparide e a LA6043, através de 3,5km de cabo LXHIOLÉ400. Inclui transição aérea-subterrânea para derivação em "T" junto ao apoio 19 da LA6043.

Alternativa Selecionada: 2

A alternativa 1 está condicionada à aquisição de local para instalar o PS Gis. A alternativa 2 é menos onerosa e apresenta melhores indicadores económicos.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	53.272
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2.258.755
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.648	-	-	-	1.625	-
	Instalações AT/MT	3.540	-	-	-	3.491	-
	Rede MT	678	-	-	-	669	-
	TOTAL	5.866	-	-	-	5.786	-
Benefícios (k€)	Perdas	2.763	-	-	-	-	6.715
	END	1.892	-	-	-	-	4.794
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.655	-	-	-	-	11.509

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	450	920	1.390
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	610	1.348	2.693	3.878	5.433	7.166

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

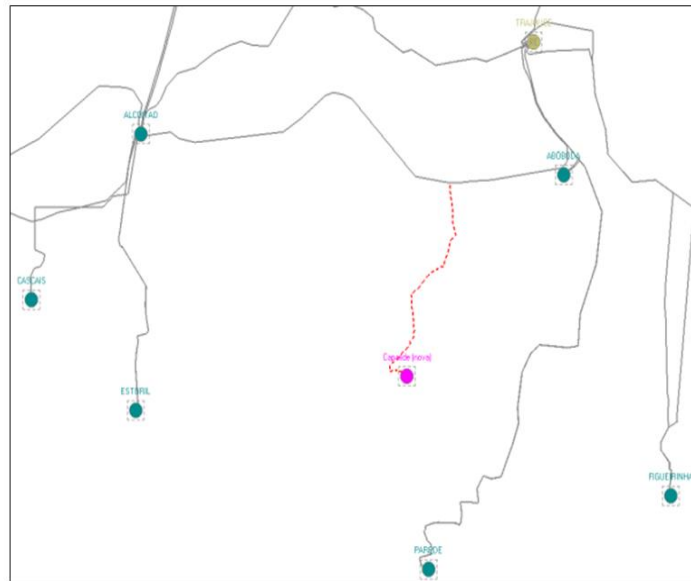


Figura 1. - Rede A1

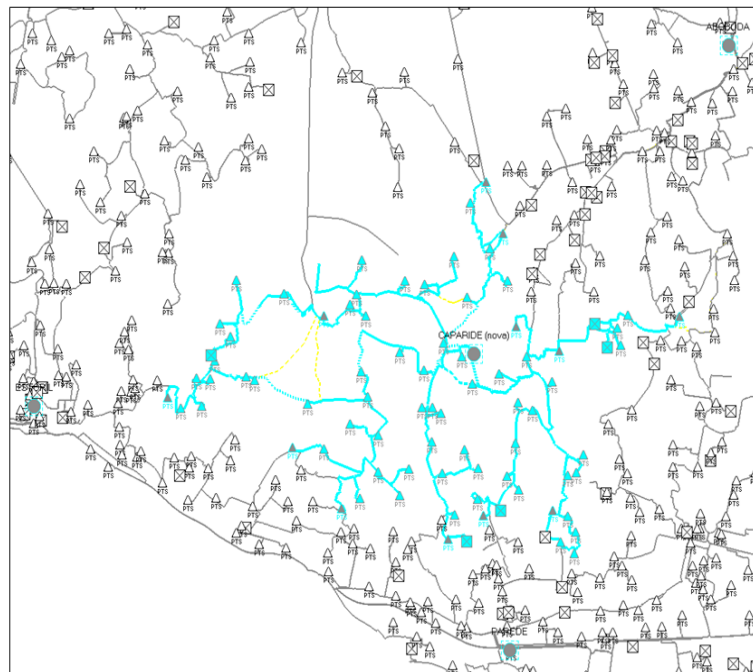


Figura 2. - Rede MI1

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Projecto adiado por decréscimo dos consumos MT+BT no concelho de Cascais.

Ficha nº 80 - Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 63*	Ficha nº 80

* Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017

Investimento total a custos totais (k€): 4.302

Investimento total a custos primários (k€): 2.639

Motivação:

A simulação realizada de falha total e prolongada do injetor Zambujal, resulta na falha de alimentação a cerca de 54 mil consumidores. Após manobras de reposição e deslastre, não é possível alimentar toda a carga, ficando mais de 29 mil consumidores sem alimentação.

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de 2 novas ligações AT entre o PCAT Alto S. João e SE Boavista. A SE Boavista e a SE C.Tejo serão alimentadas pelo inj Zambujal e pelo inj A.S.João.
Alternativa 02	Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam constrangimentos.

Alternativa Selecionada: 1

O projecto permite diversificar a alimentação AT a duas importantes subestações da zona oeste da cidade de Lisboa (zona A de QS). De acordo com a matriz de risco, a realização de acções mitigadoras que permitem alimentar toda a carga do injetor, reduz o nível de risco de elevado para aceitável.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)		
Redução de MAIFI MT (inc.)		

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	4.412	1.630	2.672	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	4.412	1.630	2.672	-	-	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

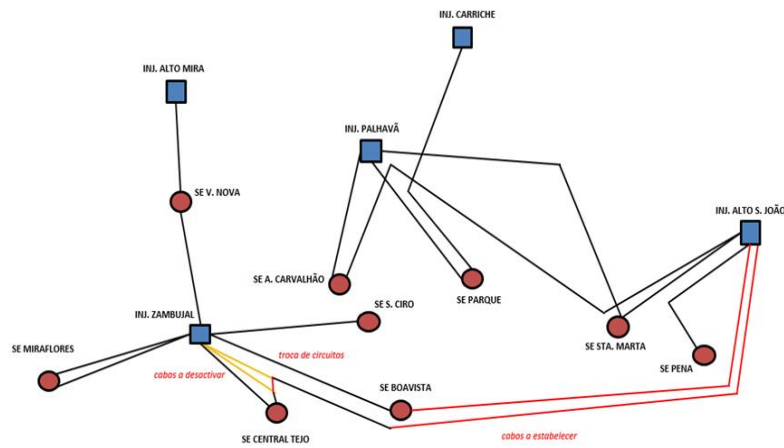


Figura 1. - Rede AT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Projeto sofreu um atraso de 1 ano decorrente da obtenção da sua aprovação no final do ano de 2017 (despacho Sr. SEEn de 28 dezembro de 2017)

Ficha nº 81 - Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		
Subprograma:	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa		
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Lisboa	Incluído	Não Ficha nº 64 Ficha nº 81

Investimento total a custos totais (k€): 3.326 **Investimento total a custos primários (k€):** 2.060

Motivação:

A simulação realizada de falha total e prolongada do injetor Moscavide, resulta na falha de alimentação a cerca de 73 mil consumidores. Após manobras de reposição e deslastre, não é possível alimentar toda a carga, ficando cerca de 35 mil consumidores sem alimentação.

Alternativas:

Alternativa 01	Realização de nova ligação AT entre o PS A.S.João e a SE Expo Sul, aproveitando o cabo LN6275 existente entre a SE Marvila e a SE Expo Sul. Inclui-se o aumento de potência na SE Expo Sul, substituição do TP2 20MVA por TP de 40MVA.
Alternativa 02	Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam constrangimentos.

Alternativa Selecionada: 1

O projecto de investimento permite diversificar a alimentação AT à subestação Expo Sul na zona oriental da cidade de Lisboa (zona A de qualidade de serviço).

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)		
Redução de MAIFI MT (inc.)		

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	2.443	-	-	466	1.865	-
	Instalações AT/MT	1.043	-	-	199	796	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.486	-	-	665	2.661	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

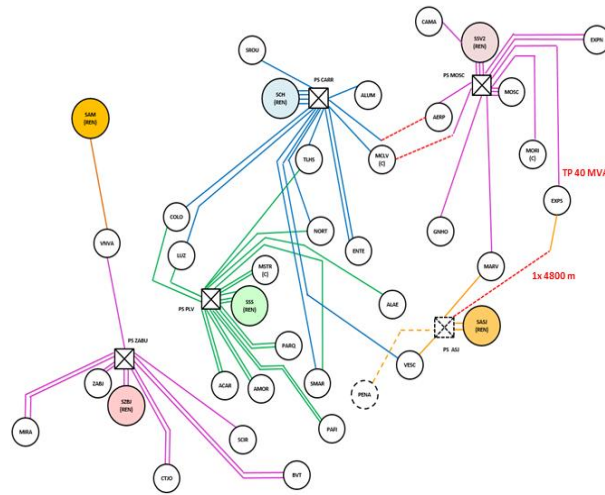


Figura 1. - Rede AT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Atendendo ao atraso no início de execução do projeto Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista, para acomodar os investimentos, este projeto inicia 1 ano mais tarde mantendo a data prevista de conclusão.

Ficha nº 82 - Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 64	Ficha nº 82

Investimento total a custos totais (k€): 3.179

Investimento total a custos primários (k€): 1.950

Motivação:

A simulação realizada de falha total e prolongada do injetor Moscavide, resulta na falha de alimentação a cerca de 73 mil consumidores. Após manobras de reposição e deslastre, não é possível alimentar toda a carga, ficando cerca de 35 mil consumidores sem alimentação.

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de cabo duplo terno LXHIOLE 400mm ² entre a SE Aeroporto e a subestação do cliente AT Metro Calvanas, passando-se a alimentar o TP2 da SE Aeroporto pelo injetor Carriche e o TP1 do Metro Calvanas por Moscavide.
Alternativa 02	Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam constrangimentos.

Alternativa Selecionada: 1

O projecto de investimento permite diversificar a alimentação AT à subestação Aeroporto na zona norte da cidade de Lisboa (zona A de qualidade de serviço) e a uma subestação de Cliente AT (Metro - Calvanas).

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)		
Redução de MAIFI MT (inc.)		

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	3.332	-	-	-	3.179	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	3.332	-	-	-	3.179	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

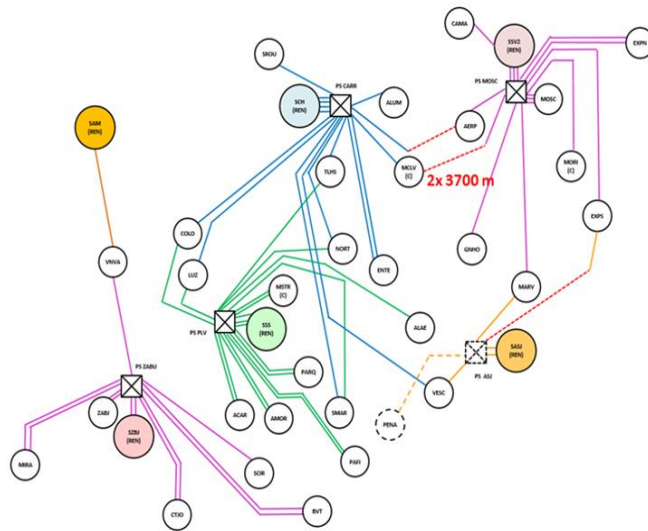


Figura 1. - Rede AT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Atendendo alteração da calendarização do projeto Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul, para acomodar os investimentos, este projeto inicia 2 anos mais tarde mantendo a data prevista de conclusão.

Ficha nº 83 - Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Montijo

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 62	Ficha nº 83

Investimento total a custos totais (k€): 1.016

Investimento total a custos primários (k€): 647

Motivação:

A proposta visa a instalação de um novo QMMT 15 kV na SE Pegões, permitindo suprimir a tecnologia actual dos equipamentos DAR e possibilitando a instalação de uma nova saída.

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de novo QMMT 15kV na SE Pegões; Estabelecimento de nova saída MT de 15kV a partir da SE Pegões; Reconfiguração das saídas ST15-72, ST15-80 (Pegões) e ST15-50 (Poceirão).
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: **1**

Qualquer opção de desdobramento das saídas de 15 KV necessita de uma cela de ligação na SE Pegões. O atual barramento de 15kV não permite ampliação o que torna inevitável instalar um novo QMMT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	31,92	0,0180
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,10	0,0001

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	800	235	549	-	-	-
	Rede MT	237	70	163	-	-	-
	TOTAL	1.037	305	711	-	-	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

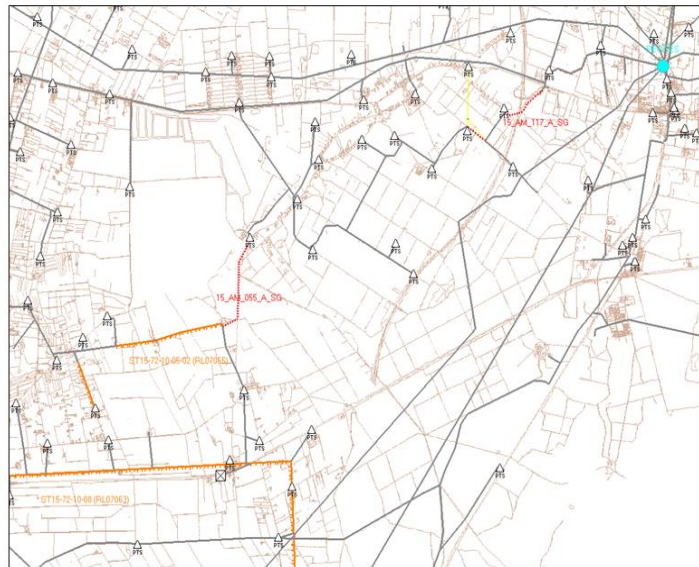


Figura 1. - Rede MT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 84 - Renovação do andar AT do PS Sobralinho

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Vila Franca de Xira

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 66	Ficha nº 84

Investimento total a custos totais (k€): 1.258

Investimento total a custos primários (k€): 772

Motivação:

Ativos em final de vida útil. Detetadas fugas de óleo, isoladores lascados e diversos pontos de corrosão.

Alternativas:

Alternativa 01	Subst. de cadeias de isoladores e contactos bi-metálicos nos painéis de linha e instalar DST; Subst. de parafusos e estribos de fixação de cadeias de isoladores, secc. de terra, secc. inter-barras, dos blocos extraíveis e iluminação no parque.
Alternativa 02	Substituição dos ativos referidos na alternativa 1 e adicionalmente, subst. do painel de seccionamento de barras por disjuntor.

Alternativa Selecionada: 2

O interesse no disjuntor interbarras e na protecção diferencial selectiva de barramento (alternativa 2) foi identificado no sub-programa Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Ficha nº 3). A integração das obras no mesmo projecto reduz os custos de execução.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	46
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.301	629	629	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.301	629	629	-	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 85 - Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Cascais

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 85

Investimento total a custos totais (k€): 1.264

Investimento total a custos primários (k€): 800

Motivação:

Ativos em final de vida útil.

Alternativas:

Alternativa 01	Subst. 6 disj. de painel; subst. DST no TP1 e TP2, e em 5 painéis de linha; subst. contactos de secc. de terra; retirar bobine tampão; beneficiação isoladores de suporte barr AT; subst. mangas de cabos de electrificação de painel.
Alternativa 02	Substituição dos ativos referidos na alternativa 1 e adicionalmente, subst. do painel de seccionamento de barras por disjuntor interbarras 60kV, incluindo protecção diferencial com selectividade entre barramentos.

Alternativa Selecionada: 2

O interesse no disjuntor interbarras e na protecção diferencial selectiva de barramento (alternativa 2) foi identificado no sub-programa Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Ficha nº 3). A integração das obras no mesmo projecto reduz os custos de execução.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	45
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,7

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.290	-	-	379	885	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.290	-	-	379	885	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 86 - Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almada

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 68	Ficha nº 86

Investimento total a custos totais (k€): 1.182

Investimento total a custos primários (k€): 725

Motivação:

Barramento 60kV com elevado nível de corrosão na generalidade das estruturas metálicas. Nos disjuntores AT os órgãos de seccionamento estão descontinuados e envelhecidos oferecendo resistência à manobra.

Alternativas:

Alternativa 01	60kV intervir em 6PNLN+IB+2PNTPT: subst secc linha, subst secc barr, subst ligadores barr, retirar secc by-pass, colocar secc terra, subst TT's barr, TT's e TI's linha.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	13
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:
Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		1.214	-	-	473	709
Instalações AT/MT		-	-	-	-	-	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		1.214	-	-	473	709	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

O valor do projecto foi actualizado, resultado de uma orçamentação mais detalhada.

Ficha nº 87 - Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almada

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 87

Investimento total a custos totais (k€): 766

Investimento total a custos primários (k€): 498

Motivação:

Barramentos 30 kV com elevado nível de corrosão na generalidade das estruturas metálicas. Disjuntores 30kV PVO - HPGE 7/9E, em fim de vida útil.

Alternativas:

Alternativa 01	30kV subst blocos 3PNLN+IB+2PNTP, colocar secc terra e bloco TSA, subst TT's.
Alternativa 02	Não intervir no barr 30kV. Conversão para 15kV de 2 dos 3 clientes alimentados pelo barr 30kV da SE Sobreda. O cliente que permanece ligado a 30kV tem iniciado um processo de ligação em AT, quando concluído, o barr 30kV poderá ser desactivado.

Alternativa Selecionada: 2

Sendo a rede de 30kV uma residual no concelho de Almada, não se justifica o investimento na reabilitação do andar de 30kV na SE Sobreda.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	23
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,3

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	787	-	-	-	766	-
	TOTAL	787	-	-	-	766	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 88 - Renovação do andar MT da SE Terrôa

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Setúbal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 71	Ficha nº 88

Investimento total a custos totais (k€): 853

Investimento total a custos primários (k€): 540

Motivação:

QMMT 15kV Efacec-N1300, com disjuntores PVO. Disjuntores: escasseiam as peças de reserva com uma estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Degradação geral das tubagens de acoplamento e acoplamentos mecânicos de comando aos pólos.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Terrôa.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	16
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	870	-	-	256	597	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	870	-	-	256	597	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 89 - Renovação do andar MT da SE Laranjeiro

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almada

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 69	Ficha nº 89

Investimento total a custos totais (k€): 1.390

Investimento total a custos primários (k€): 880

Motivação:

QMMT 15kV Efacec-N1300, disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores com fissuras e contornamentos. Derrames de óleo em disj. na instalação interior; Derrames de electrólito das baterias cc, sem bacia de retenção. Habitações contíguas.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Laranjeiro.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	30
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,5

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.414	-	-	348	1.043	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.414	-	-	348	1.043	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 90 - Renovação do andar MT da SE Moita

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Moita

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 70	Ficha nº 90

Investimento total a custos totais (k€): 1.098

Investimento total a custos primários (k€): 695

Motivação:

QMMT 15kV Efacec-N1300, disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência; isoladores com fissuras e contornamentos; detetados derrames de óleo em disj. nas instalações interiores.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Moita.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	31
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,5

Resumo investimento:
Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.117	-	-	275	824	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.117	-	-	275	824	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 91 - Renovação do andar 15 kV da SE Seixal

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Seixal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 91

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

QMMT 15kV Efacec-N1300, com disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores lascados.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Seixal.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (%)	36
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:
Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.151	-	-	-	1.106	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.151	-	-	-	1.106	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 92 - Renovação do andar 15 kV da SE Portagem

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almada

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 92

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

QMMT 15kV Efacec-N1300, com disjuntores PVO. Disjuntores: escasseiam as peças de reserva com uma estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores com fissuras e contornamentos.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Portagem.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: **1**

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (%)	36
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.151	-	-	-	1.106	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.151	-	-	-	1.106	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 93 - Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 93

Investimento total a custos totais (k€): 1.501

Investimento total a custos primários (k€): 950

Motivação:

Verificada degradação ligeira nas tubagens de acoplamento e no acoplamento mecânico aos pólos. Detetados derrames de óleo em disjuntores, no TSA e RTN em instalação interior. Derrames do electrólito das baterias CC, sem bacia de retenção.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Vale Escuro.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	49
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:
Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.528	-	-	-	1.501	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.528	-	-	-	1.501	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 94 - Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Amadora

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 94

Investimento total a custos totais (k€): 1.580

Investimento total a custos primários (k€): 1.000

Motivação:

QMMT com 36 anos. Verificada degradação geral dos equipamentos. Disjuntores a vácuo.

Alternativas:

Alternativa 01	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Reboleira.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	36
Índice de Saúde (%)	52
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,0

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.615	-	-	-	514	1.067
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.615	-	-	-	514	1.067

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 95 - Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa, Oeiras, Amadora

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 75	Ficha nº 95

Investimento total a custos totais (k€): 1.485

Investimento total a custos primários (k€): 940

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	PS 60kV Zambujal - Substituir URTAs e SPs obsoletos e problemáticos aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	21
Índice de Saúde (%)	18
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.545	891	594	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.545	891	594	-	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 96 - Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 77	Ficha nº 96

Investimento total a custos totais (k€): 1.383

Investimento total a custos primários (k€): 875

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/10 ARCO CARVALHÃO - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	22
Índice de Saúde (%)	46
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,1

Resumo investimento:

Ano 0 - 2020

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		1.448	-	968	415	-	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		1.448	-	968	415	-	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 97 - Renov SPCC SE Central Tejo

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa, Oeiras

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 97

Investimento total a custos totais (k€): 1.327

Investimento total a custos primários (k€): 840

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/10 CENTRAL TEJO - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	14
Índice de Saúde (%)	0
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,9

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		1.354	-	-	398	929	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		1.354	-	-	398	929	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 98 - Renov SPCC SE Sobreda
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almada

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 98

Investimento total a custos totais (k€): 790

Investimento total a custos primários (k€): 500

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/30/15 SOBREDA - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalações, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	32
Índice de Saúde (%)	0
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,7

Resumo investimento:
Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	806	-	-	237	553	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	806	-	-	237	553	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 99 - Renov SPCC SE Moscavide

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Lisboa, Loures

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 99

Investimento total a custos totais (k€): 885

Investimento total a custos primários (k€): 560

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/30/10 MOSCAVIDE - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	22
Índice de Saúde (%)	18
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,6

Resumo investimento:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	903	-	-	265	619	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	903	-	-	265	619	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 100 - Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Automação de SE e Modernização de SPCC		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central	PDIRD	E-2014 E-2016 E-2018
Concelhos:	Loures	Incluído	Não Não Ficha nº 100

Investimento total a custos totais (k€): 1.501 **Investimento total a custos primários (k€):** 950

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	PS 60kV Fanhões - Substituir URTAs e SPs obsoletos e problemáticos aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideraram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (%)	38
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.572	-	-	-	1.501	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.572	-	-	-	1.501	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 101 - Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Loures, Odivelas

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 76	Ficha nº 101

Investimento total a custos totais (k€): 1.311

Investimento total a custos primários (k€): 830

Motivação:

As URTAs e SPs obsoletos estão a ultrapassar o seu período de vida útil. Dada a idade dos equipamentos existe um risco não desprezável que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias com impacto directo no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

Alternativas:

Alternativa 01	SE 60/10 QTA CALDEIRA - Instalação de SPCCs em substituição de URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades.
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	21
Índice de Saúde (%)	59
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,0

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
		Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.338	-	-	-	393	918
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.338	-	-	-	393	918

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 102 - Nova subestação AT/MT Conceição
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Castro Marim - Tavira - Vila Real Santo António

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 79	Ficha nº 102

Investimento total a custos totais (k€): 3.435 **Investimento total a custos primários (k€):** 2.190
Motivação:

Garantia de Potência em regime N (cenário de risco) e regime N-1 à rede afecta às SE Aldeia Nova e Tavira

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de uma subestação 60/15 kV no atual PC AT Conceição
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Trata-se da 2ª Fase de um outro projeto que visou o reforço da alimentação AT ao Sotavento Algarvio e deu origem a um posto de corte AT (1ª Fase), pelo que a Alternativa 01 é única, consistindo numa nova subestação com aproveitamento do andar AT do PC AT.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	5.067
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1.152.299
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	992

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:
Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2.576	1.528	945	-	-	-
	Rede MT	1.003	595	368	-	-	-
	TOTAL	3.578	2.123	1.312	-	-	-
Benefícios (k€)	Perdas	1.402	-	-	91	286	3.068
	END	172	-	-	6	25	425
	Elim. Sobrecarga	2.291	-	-	-	-	6.911
	TOTAL	3.865	-	-	97	310	10.404

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	1.561	2.443	3.579	5.279	6.901	8.673	11.148
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	9.448	10.906	12.464	14.097	15.655	17.364	19.223

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

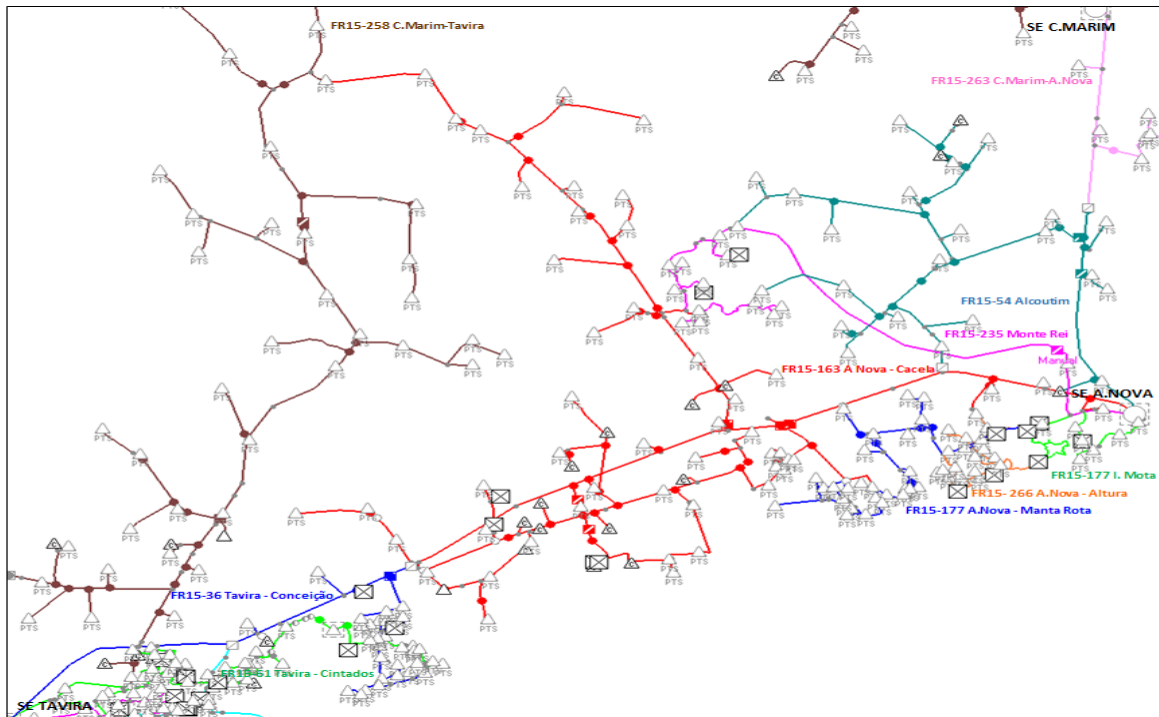


Fig. 1 - Rede MT existente

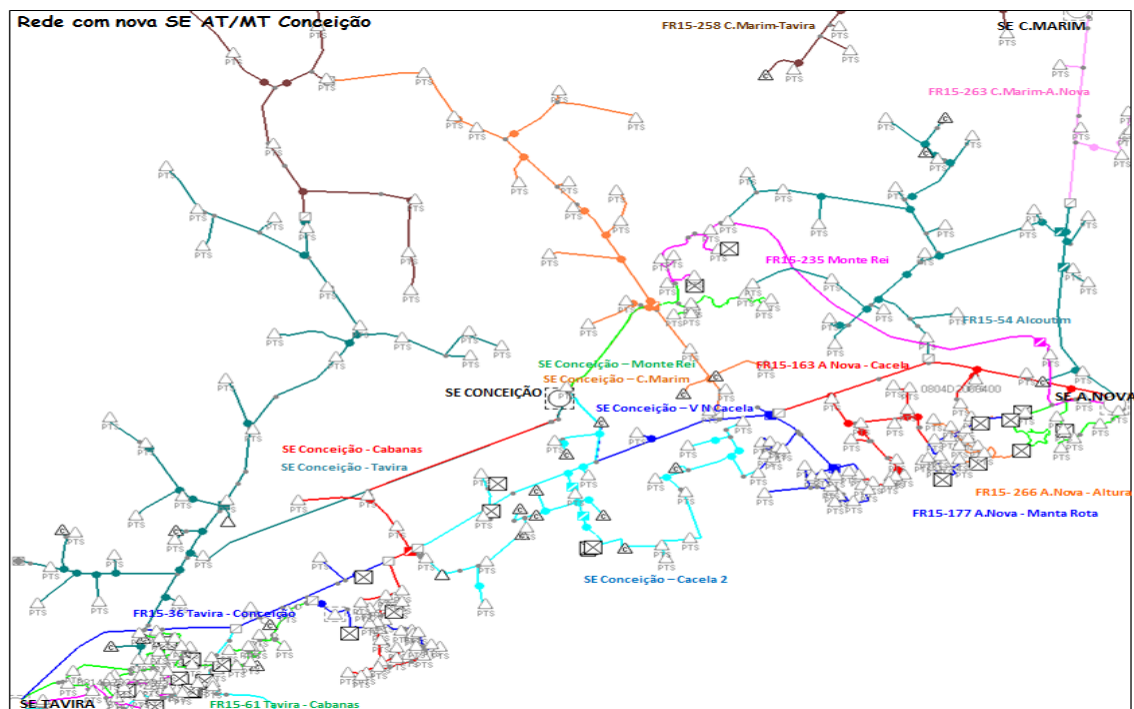


Fig. 2 - Rede com a nova SE AT/MT CONCEIÇÃO

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 103 - Ligação ao PdE REN - Divor

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Évora

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 78	Ficha nº 103

Investimento total a custos totais (k€): 2.143

Investimento total a custos primários (k€): 1.253

Motivação:

Reestruturação RAT com a entrada novo PdE Divor (REN)

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de duas novas linhas AT: Divor REN - Montemor I e II
Alternativa 02	Estabelecimento de nova linha AT desde o PdE Divor REN para ligação às LN60 0072 e LN60 0135 Caeira-Montemor I e II

Alternativa Selecionada: 2

Alternativa mais económica

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	0
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	317.851
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2021

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	2.204	-	-	903	1.240	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	2.204	-	-	903	1.240	-
Benefícios (k€)	Perdas	365	-	-	-	53	824
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	365	-	-	-	53	824

Na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

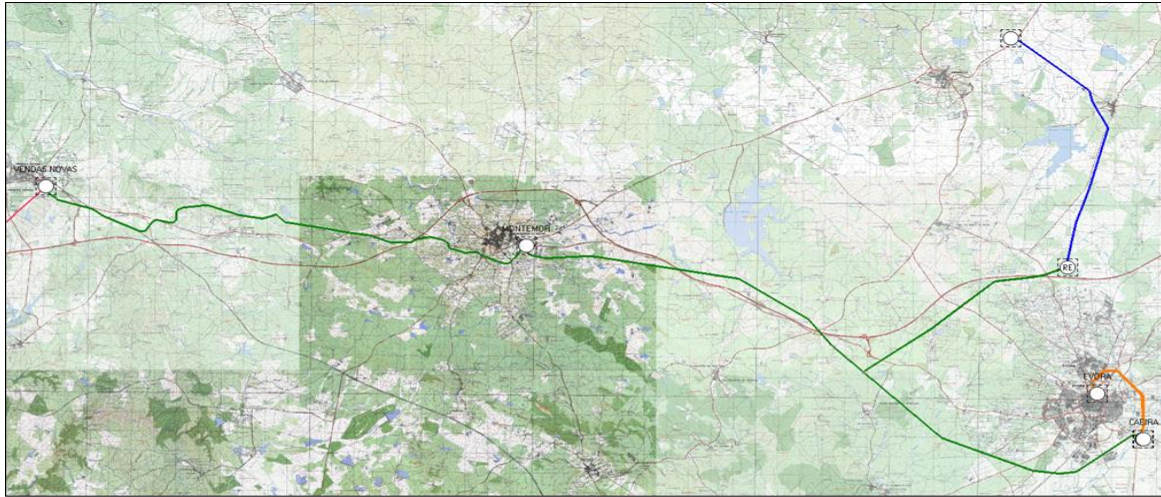


FIG. 1 - Alterações RAI

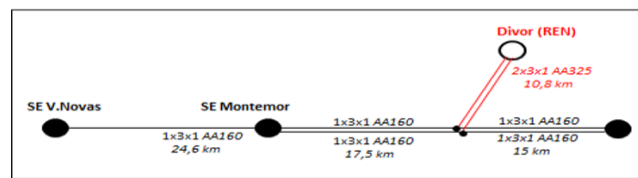


FIG. 2 - Esquema RAI

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 104 - Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja

Tipo de investimento:	Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Desenvolvimento de Rede		
Subprograma:			
Cenário de Evolução de Consumos:	Central		
Concelhos:	Beja		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Não	Ficha nº 104

Investimento total a custos totais (k€): 2.284 **Investimento total a custos primários (k€):** 1.443

Motivação:

Garantia N-1 de alimentação AT/MT à cidade de Beja

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de uma 2ª SE AT/MT na cidade de Beja
Alternativa 02	Aumento de Potência na SE MT/MT P.Industrial Beja

Alternativa Selecionada: 1

Apenas uma 2ª SE AT/MT permite a garantia N-1 à cidade de Beja (zona A RQS) nas situações de risco

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh)(*)	1.280
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	223.194
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	0

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Resumo investimento e benefícios esperados:

Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	271	-	-	-	263	-
	Instalações AT/MT	1.921	-	-	-	1.869	-
	Rede MT	155	-	-	-	151	-
	TOTAL	2.346	-	-	-	2.284	-
Benefícios (k€)	Perdas	279	-	-	-	-	678
	END	47	-	-	-	-	115
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	326	-	-	-	-	794

Análise de Risco:

Tabela 3. Análise de Risco

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potência não garantida Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Potência não garantida Regime N-1 (kW)	1.156	1.316	1.466	1.636	1.795	1.955	2.134

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

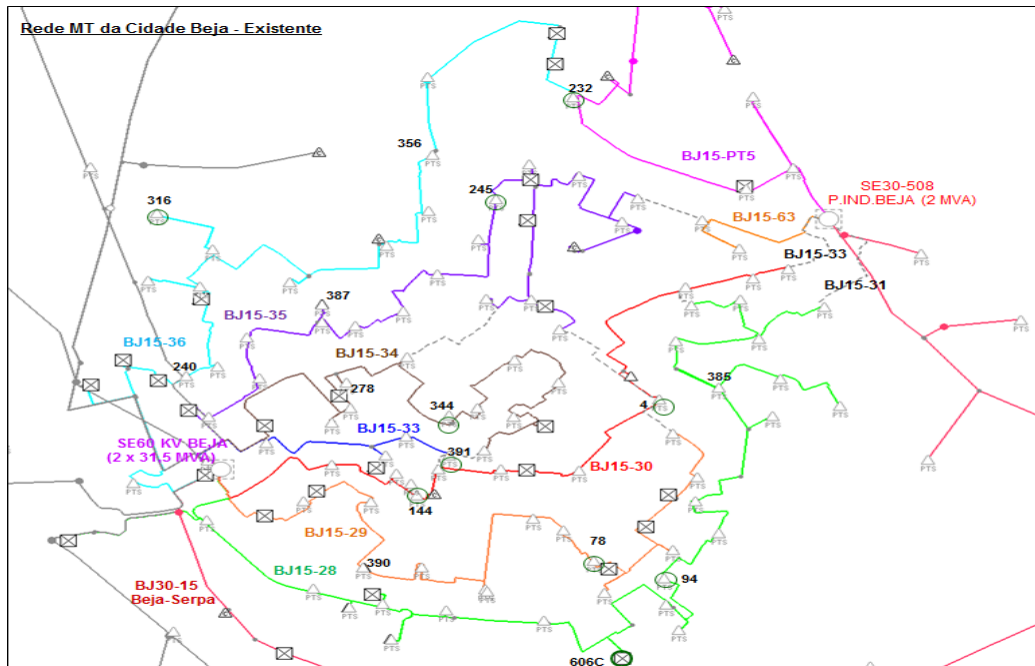


Fig. 1 - Rede Existente - Cidade de Beja

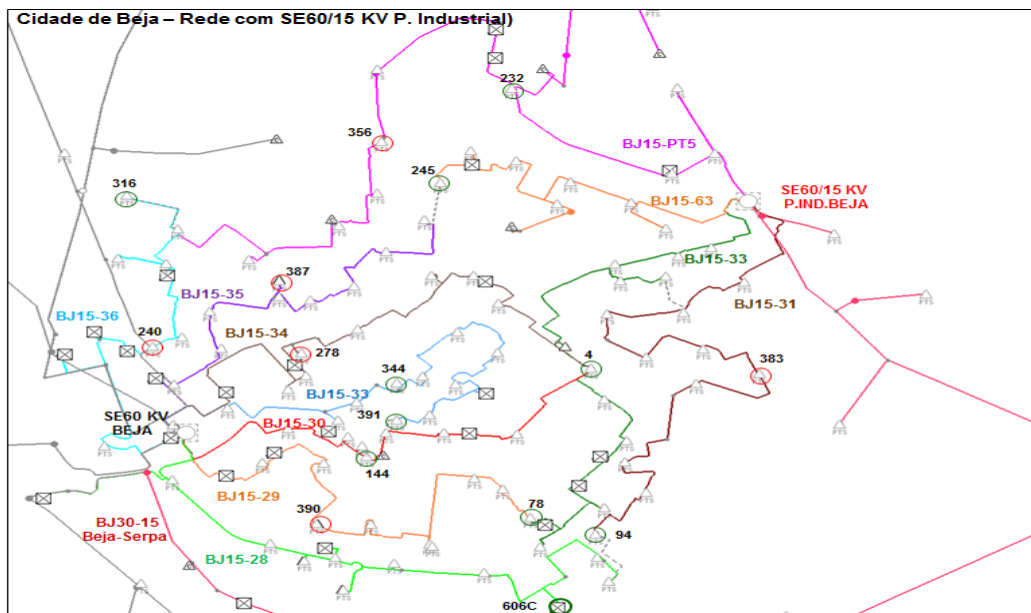


Fig. 2 - Rede com a nova SE AT/MT P. Ind. Beja

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 105 - Nova SE 60/30 kV em Grândola
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C1; C2; C3
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Grândola

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 105

Investimento total a custos totais (k€): 4.601

Investimento total a custos primários (k€): 2.887

Motivação:

Melhoria QS nos Concelhos de Alcácer do Sal, Grândola e Santiago do Cacém

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de nova SE60/30/15 kV em Grândola
Alternativa 02	Instalação de nova SE60/30 kV em Grândola

Alternativa Selecionada: 2

Alternativa mais económica, mantendo a atual SE30/15 kV Grândola

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	189,02	1,1196
Redução de MAIFI MT (inc.)	17,97	0,1065

Resumo investimento:
Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	1.826	-	-	-	1.778	-
	Instalações AT/MT	2.306	-	-	-	2.245	-
	Rede MT	594	-	-	-	578	-
	TOTAL	4.726	-	-	-	4.601	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

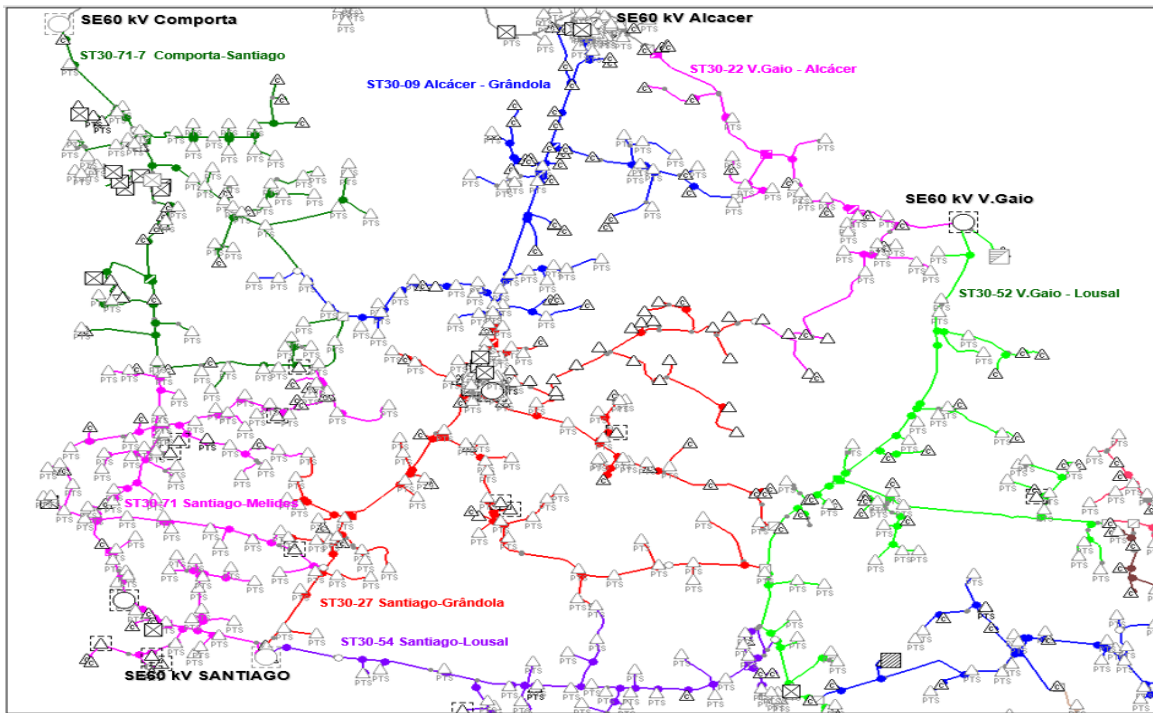


Fig. 1 - Rede MT Existente

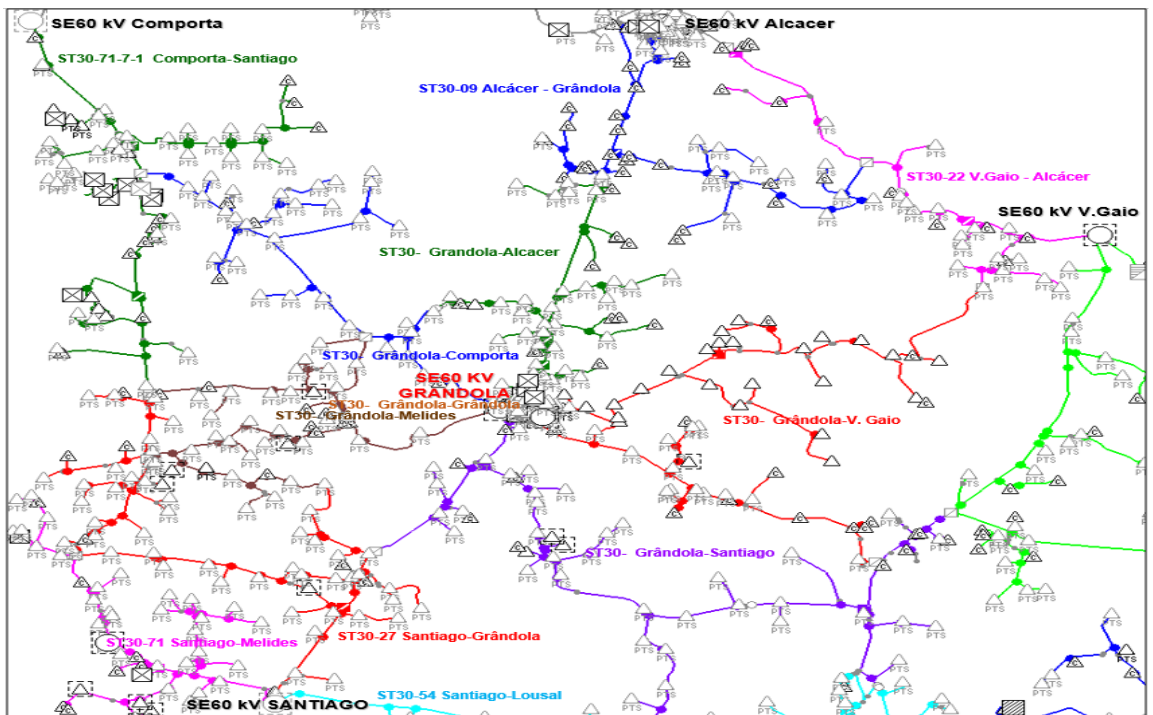


Fig. 2 - Rede com a nova SE AT/MT Grândola

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 106 - Nova linha 15kV Ilhas Armona Culatra
Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C3
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Olhão, Faro

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 106

Investimento total a custos totais (k€): 3.419

Investimento total a custos primários (k€): 2.220

Motivação:

A rede MT que alimenta as ilhas de Armona e Culatra é uma ramal em antena. Pretende-se garantir o recurso à rede MT que alimenta as ilhas de Armona e Culatra, no caso de falha de um circuito submerso.

Nota: Este projeto é enquadrável na melhoria da QST, mas apresenta indicadores muito piores que outros projetos estudados para o Plano. No entanto, está relacionado com preocupações de serviço público anteriormente manifestadas.

Alternativas:

Alternativa 01	Instalação de cinco geradores de emergência, instalados junto a cada posto de transformação.
Alternativa 02	Estabelecimento de novo cabo subterrâneo de 15kV que garante o recurso à rede submersa das ilhas de Armona e Culatra, estabelecimento de um novo PS de 15kV telecomandado no topo leste da ilha da Culatra e telecomando dos cinco PTD das ilhas.

Alternativa Selecionada: 2

A alternativa selecionada garante o recurso à rede submersa das ilhas de Armona e Culatra. A alternativa 1 constitui uma solução menos fiável, dado que o tempo de vida útil dos geradores poderá ser inferior a 30 anos e acarreta também elevados custos de operação e manutenção.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base Própria	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	30,98	0,0138
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,00	0,0000

Resumo investimento:
Ano 0 - 2023

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 3

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	3.511	-	-	-	3.419	-
	TOTAL	3.511	-	-	-	3.419	-

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

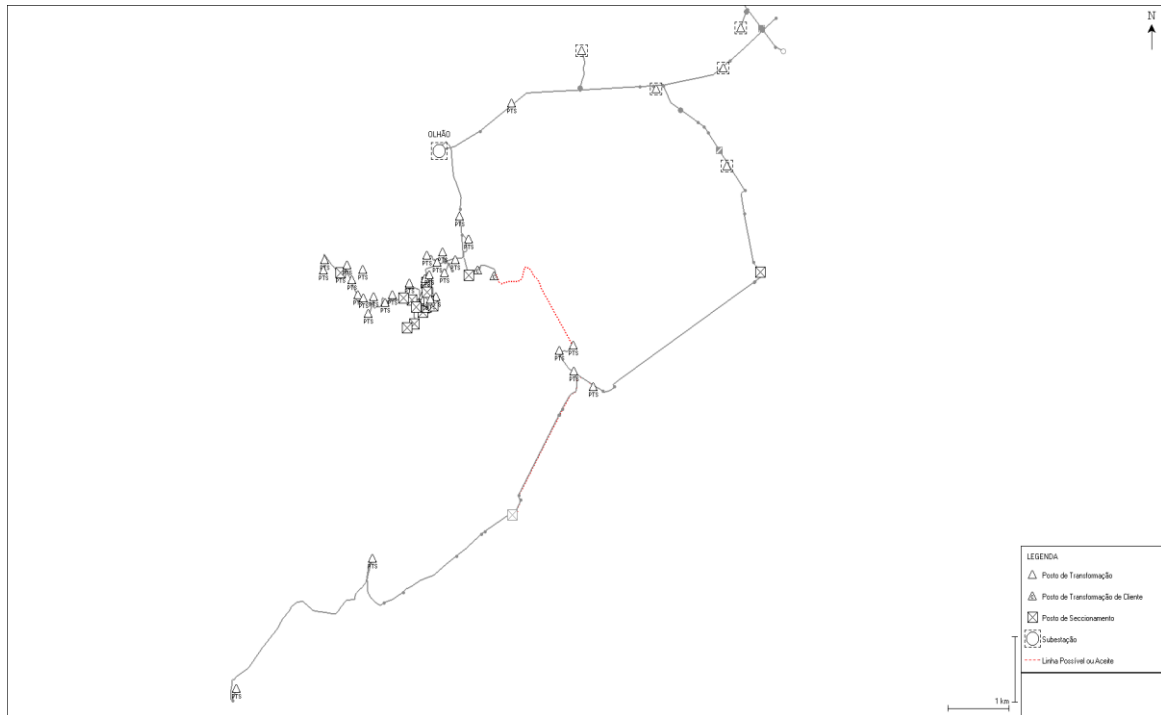


Figura 1. - Alterações da Rede MT

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 107 - Renovação do andar AT da SE Loulé

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Loulé

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 84	Ficha nº 107

Investimento total a custos totais (k€): 2.212

Investimento total a custos primários (k€): 1.400

Motivação:

Substituição de ativo em fim de vida útil

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral Andar AT e substituição SPCC
Alternativa 02	Remodelação integral Andar AT e adaptações no SPCC

Alternativa Selecionada: 2

Optou-se pela solução mais económica, a que não considera a renovação do SPCC

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	55
Índice de Saúde (%)	10
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,8

Resumo investimento:

Ano 0 - 2019

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2.297	1.266	946	-	-	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	2.297	1.266	946	-	-	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 108 - Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Albufeira

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 108

Investimento total a custos totais (k€): 1.288

Investimento total a custos primários (k€): 815

Motivação:

Remodelação integral do andar AT, devido ao estado de degradação dos seus equipamentos

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral Andar AT
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	35
Índice de Saúde (%)	34
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,2

Resumo investimento:
Ano 0 - 2022

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1.314	-	-	-	1.288	-	
Rede MT	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	1.314	-	-	-	1.288	-	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 109 - Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio
Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Sines

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 109

Investimento total a custos totais (k€): 1.106

Investimento total a custos primários (k€): 700

Motivação:

Remodelação integral do andar AT, devido ao estado de degradação dos seus equipamentos

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral Andar AT
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	40
Índice de Saúde (%)	3
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,6

Resumo investimento:
Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1.125	-	-	-	277	830
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	1.125	-	-	-	277	830

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 110 - Renovação do andar 15 kV da SE Terena

Tipo de investimento: Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Alandroal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 110

Investimento total a custos totais (k€): 790

Investimento total a custos primários (k€): 500

Motivação:

Remodelação integral do andar MT, em elevado estado de degradação

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral Andar MT
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (%)	12
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,8

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	-	Rede AT	-	-	-	-	-
822	Instalações AT/MT	822	-	-	-	474	316
-	Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL		822	-	-	-	474	316

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 111 - Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio

Tipo de investimento: Específico **Cenário investimento:** C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Alcácer do Sal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 111

Investimento total a custos totais (k€): 790

Investimento total a custos primários (k€): 500

Motivação:

Remodelação integral do andar AT, devido ao estado de degradação dos seus equipamentos

Alternativas:

Alternativa 01	Remodelação integral Andar AT
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (%)	11
Índice de Criticidade (1 a 5)	3,8

Resumo investimento:

Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	-	Rede AT	-	-	-	-	-
822	Instalações AT/MT	822	-	-	-	474	316
-	Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL		822	-	-	-	474	316

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Ficha nº 112 - Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer

Tipo de investimento: Específico

Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Alcácer do Sal

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 82	Ficha nº 112

Investimento total a custos totais (k€): 1.076

Investimento total a custos primários (k€): 660

Motivação:

Linha AT em fim de vida útil

Alternativas:

Alternativa 01	Estabelecimento de nova linha 60 kV em substituição da existente, 17,5 km
Alternativa 02	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada: 1

Características do ativo a intervir:

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Caraterísticas do ativo	
Idade do Ativo (anos)	62
Índice de Saúde (%)	62
Índice de Criticidade (1 a 5)	4,0

Resumo investimento:
Ano 0 - 2024

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais-Cenário 2 e monetização dos benefícios

Investimento (k€)	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021 - 2023	Após 2023
	Rede AT		1.113	-	-	-	430
Instalações AT/MT		-	-	-	-	-	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-
TOTAL		1.113	-	-	-	430	645

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento:

Alterada a sua calendarização face ao volume de investimento no programa em que se enquadra o projeto e à quantidade de instalações com um índice de criticidade inadmissível.

Ficha n.º 113 - Aquisições Diretas

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Aquisições Diretas
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 119

Investimento total a custos totais (k€): 2.744 **Investimento total a custos primários (k€):** 2.744
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 2.744

Motivação:

Para além do investimento no desenvolvimento e implementação de projetos de sistemas que suportam a atividade associada às funções core, é ainda realizado investimento na aquisição direta de equipamento informático diverso (PC's, tablets, etc).

A renovação do parque informático é efetuada com base em critérios de substituição que têm em consideração requisitos técnicos mínimos (memória, velocidade processamento, etc) cujos critérios são anualmente revistos de acordo com a evolução tecnológica e com as necessidades.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT			99 €	96 €	213 €	
	MT			239 €	232 €	515 €	
	BT			328 €	318 €	705 €	
	TOTAL		-	-	666	646	1.432

Ficha n.º 114 - Big Data & Analytics

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Big Data & Analytics
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 120

Investimento total a custos totais (k€): 14.130 **Investimento total a custos primários (k€):** 9.420
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 14.130

Motivação:

As características típicas dos atuais DataWarehouses apresentam limitações: dados dispersos por várias aplicações; modelos de dados pré-estruturados e “rígidos”; duplicação de mecanismos de ETL e de duplicação de dados, com custos altos de manutenção; tempos de desenvolvimento não alinhados com as necessidades; integração de dados complexa; informação com correlação limitada; degradação da performance no acesso aos dados devido ao crescimento do volume e alguma obsolescência tecnológica.

É assim necessário evoluir para uma nova visão geral de uma arquitetura Big Data orientada à analítica e centrada na capacidade de explorar os dados, fornecendo serviços a várias aplicações. Desta forma será possível: tirar partido das tecnologias existentes para explorar volumes de dados elevados; garantir a recolha centralizada dos dados operacionais numa estrutura que o suporte (Big Data) reduzindo o número de DataWarehouses/Data Marts e a redundância de dados e fontes; enriquecer a base de informação com fontes externas estruturadas ou não estruturadas; garantir a coexistência da liberdade de exploração com a existência de informação certificada e rastreável (fonte única da verdade).

Para isso é necessário dominar a tecnologia de BD e de exploração dos dados, avaliar a pertinência de continuar a utilizar as atuais ferramentas e analisar que ferramentas adicionais poderão ser necessárias, estabelecendo procedimentos que definam e disponibilizem “data sets”.

O elemento central desta nova arquitetura é um repositório de suporte aos dados (Data Lake) denominado MDU-D Modelo de Dados Unificado da Distribuição cujas bases de dados são alimentadas pelos diversos sistemas fonte.

A visão da Distribuição nesta matéria passa então por: criação de um Modelo de Dados Unificado da EDPD; implementação de um Modelo de Gestão de Dados e Segurança de Informação; desenvolvimento de ferramentas e competências na área de analítica; implementação de novas formas de reporte e KPIs operacionais e qualidade de informação; e de solução de reporting baseada em dashboards e biblioteca de KPIs, numa lógica de self-service.

A maximização do potencial BigData exige um elevado grau de processamento e armazenamento para transformação de grandes volumes de dados em valor para a organização e em tempo útil, o que apenas é possível através da computação em cloud. No âmbito da aceleração digital em curso, e em alinhamento com a migração para a cloud, prevê-se a revisão da arquitetura tecnológica dos repositórios centralizados de informação e das ferramentas de exploração de dados e análise de dados.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT			167	557	1.374	
	MT			404	1.348	3.326	
	BT			554	1.845	4.554	
	TOTAL		-	-	1.125	3.750	9.255

Ficha n.º 115 - Corporativos & Transversais

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Corporativos & Transversais
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 121

Investimento total a custos totais (k€): 1.119 **Investimento total a custos primários (k€):** 746
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 1.119

Motivação:

O subprograma Corporativos & Transversais compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte aos processos corporativos e aos processos transversais aos restantes subprogramas de investimentos em sistemas informáticos.

Os macroprocessos do ORD ao nível das atividades de suporte incluem: gestão de pessoas, gestão de processos, gestão do ambiente, sustentabilidade e continuidade de negócio, gestão da comunicação, gestão logística, gestão de sistemas e informação e gestão económico-financeira.

No âmbito da digitalização e automação de fluxos de trabalho uma das áreas de intervenção ao nível dos sistemas corporativos será a otimização de processos com RPA (robotic process automation) e ferramentas de process mining.

Sendo a EDP Distribuição uma empresa certificada ao nível de processos de continuidade de negócio (ISO 22301:2012 (International Business Continuity Standard)), e auditada, também esta constitui uma área de controlo e melhoria contínua, estando previstas evoluções ao nível dos sistemas de informação de suporte e gestão de exercícios e de atividades certificadas e outras adequações que permitam a continuidade da resiliência organizacional da EDP Distribuição.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	-	67	99	-
	MT	-	-	-	162	240	-
	BT	-	-	-	221	329	-
	TOTAL	-	-	-	450	669	-

Ficha n.º 116 - Gestão Comercial

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão Comercial
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 122

Investimento total a custos totais (k€): 5.427 **Investimento total a custos primários (k€):** 3.618
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 5.427

Motivação:

O subprograma de Gestão Comercial compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão do ciclo comercial do ORD, incluindo a gestão da relação com os clientes, produtores e agentes do setor elétrico, prestando-lhes apoio nas vertentes técnica e comercial do negócio elétrico e a gestão eficaz e eficiente das operações do operador de rede na ótica de maximização da qualidade do serviço prestado e da redução dos custos operacionais.

Os macro-processos do ORD ao nível das atividades comerciais compreendem: comprar o uso de rede de transporte e de sistema; gerir a relação com o Cliente; gerir pedidos de ligação à rede; gerir o acesso à rede pelos consumidores e produtores; gerir a relação com os comercializadores; faturar os serviços; cobrar; gerir acessos indevidos à rede; recuperar a dívida; gerir os dados mestre comerciais, entre outros.

O subprograma JUMP endereçará em 2019 a operacionalização dos processos comerciais revistos, que, naturalmente, serão e estarão sujeitos um ciclo constante de melhoria contínua quer ao nível da sua eficiência, otimização de processos e gestão da informação, quer ao nível do acompanhamento das evoluções ao nível dos restantes subprogramas, nomeadamente ao nível da gestão de energia.

Será assim por via deste Subprograma de Gestão Comercial que se assegurará esta evolução e se garantirá a continuidade e otimização das operações comerciais do ORD, em linha com os níveis e patamares alvo de excelência na qualidade de serviço prestada.

Ber

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	22	200	583	-
	MT	-	-	54	485	1.411	-
	BT	-	-	74	664	1.932	-
	TOTAL	-	-	150	1.350	3.927	-

Ficha n.º 117 - Gestão da Mobilidade

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão da Mobilidade
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 123

Investimento total a custos totais (k€): 7.080 **Investimento total a custos primários (k€):** 4.720
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 7.080

Motivação:

O subprograma de Gestão da Mobilidade compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte gestão das operações no terreno (field workforce management) tendo em vista maximizar a sua eficiência através da digitalização e automação de fluxos de trabalho.

No setor das utilities, dada a extensão da dimensão dos ativos, a capacidade da força de trabalho móvel é essencial para garantir elevados níveis de produtividade. A informação é cada vez mais criada, capturada e utilizada no terreno, onde se espera que os colaboradores estejam conectados, informados, colaborativos e atuantes. As tecnologias emergentes – mobile, IoT e cloud – fizeram mudar o foco da tecnologia para os utilizadores, permitindo dotar os colaboradores de uma visão integrada e digital dos componentes da rede, e dos wearable devices como ferramentas de trabalho.

Equipamentos móveis como smartphones e tablets oferecem elevada funcionalidade, portabilidade e performance (captura de dados, integração com o sistema) a um custo cada vez mais reduzido, tendo passado a ser a forma standard de manter o fluxo da informação. No terreno, a combinação destas capacidades com um desenvolvimento aplicacional inovador e uma arquitetura de software e infraestrutura modernas constituem oportunidades de melhorar a utilização de recursos, a colaboração, a segurança e os níveis de satisfação do trabalho.

Neste contexto, a criação de uma relação mais ágil com os fornecedores de serviços de rede passa, por exemplo, pela implementação de soluções de mobilidade (ex. otimizadores de rotas e agendamentos) e pela adoção de novos procedimentos logísticos (ex. gestão em tempo real das bolsas de materiais dos prestadores de serviços e de novas formas de etiquetagem de materiais e equipamentos).

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	N/A
Redução de MAIFI MT (inc.)	N/A

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	37	251	764	-
	MT	-	-	89	607	1.849	-
	BT	-	-	122	830	2.532	-
	TOTAL	-	-	248	1.688	5.145	-

Ficha n.º 118 - Gestão da Rede

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão da Rede
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 124

Investimento total a custos totais (k€): 21.519 **Investimento total a custos primários (k€):** 14.346
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 21.519

Motivação:

O subprograma de Gestão da Rede compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de planeamento da rede e à atividade de condução da rede. De uma forma resumida, a condução da rede visa otimizar os fluxos de energia da rede de distribuição garantindo a qualidade de serviço técnico através da operação de sistemas SCADA e de Gestão de Avarias. O planeamento da rede visa garantir o desenvolvimento integrado da rede de distribuição por forma a satisfazer a evolução do consumo de energia assegurando a eficiência e eficácia da rede através da rigorosa aplicação dos princípios de investimento e manutenção e da elaboração de estudos probabilísticos das redes.

Na área do planeamento, e mais concretamente o desenvolvimento de cálculos sobre as redes, destaca-se a implementação no DMS de modelos probabilísticos que visam executar um conjunto de atividades, tais como: definir regimes de carga, caracterizar cenários de evolução de carga, analisar alternativas de rede, efetuar simulação cronológica e determinar e apresentar resultados probabilísticos.

Na área da condução da rede, o Sistema de Gestão Operacional da Condução procura integrar nas aplicações corporativas do ecossistema DMS todo um conjunto de funcionalidades que estão dispersas em aplicativos locais.

O Sistema de Informação Técnica da rede de distribuição, que integra o repositório de dados de toda a infraestrutura elétrica e dados cartográficos, constitui uma plataforma aplicacional fundamental na arquitetura de integração dos sistemas de informação de planeamento, construção, manutenção e exploração das redes, quer corporativos quer departamentais. Tendo como base a plataforma tecnológica GIS está dependente da evolução que decorre dos sistemas de informação geográfica sendo regularmente submetido a processos de upgrade e renovação tecnológica.

No âmbito da aceleração digital em curso, e em alinhamento com a estratégia para a cloud, será necessário rever a arquitetura tecnológica dos principais sistemas que suportam as atividades de gestão da rede.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	235	791	2.170	-
	MT	-	-	569	1.914	5.252	-
	BT	-	-	779	2.620	7.190	-
	TOTAL	-	-	1.583	5.325	14.612	-

Ficha n.º 119 - Gestão de Ativos

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão de Ativos
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 125

Investimento total a custos totais (k€): 5.057 **Investimento total a custos primários (k€):** 3.371
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 5.057

Motivação:

O subprograma de Gestão de Ativos compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão dos ativos da rede de distribuição.

Os macro-processos do ORD ao nível das atividades de gestão de ativos compreendem: definir política de gestão de ativos; desenvolver normas técnicas; estudo, avaliação, conceção e planeamento de projetos de investimento; comissionar e descomissionar ativos; gerir e manter a condição dos ativos; gerir dados mestre técnicos, entre outros.

Para uma gestão eficaz e eficiente torna-se necessário ter uma visão 360° dos ativos integrando 4 dimensões:

- Técnica e Operacional (registo das características técnicas dos ativos e gestão da sua evolução em todo o seu ciclo de vida);
- Financeira (informação associada ao valor do ativo e sua depreciação ao longo da sua vida útil);
- Lógica (informação relativa a novas funcionalidades dos equipamentos de rede (dados de configuração dos ativos e seu histórico ao longo do seu ciclo de vida);
- Geográfica (registo da localização geográfica dos ativos de rede).

Para uma gestão avançada dos ativos ao longo do seu ciclo de vida contribuem também a sensorização e monitorização em tempo real e o desenvolvimento de algoritmos com vista a estratégias de manutenção preditiva (planear momento de substituição dos ativos com base nos dados reais de condição e utilização).

O subprograma JUMP, em 2018 operacionalizou o arranque dos principais processos da gestão de ativos revistos, estando previsto também durante 2018 e 2019 a sua sustentação por via da operacionalização quer de modelos de analítica de suporte a gestão da condição e performance dos ativos e processos associados, quer da gestão dos ativos de contagem de suporte aos processos da gestão comercial do ORD.

À semelhança do referido anteriormente, também estes processos estarão sujeitos um ciclo constante de melhoria continua quer ao nível da sua eficiência, otimização de processos e gestão da informação, quer ao nível do acompanhamento das evoluções ao nível dos restantes subprogramas, nomeadamente ao nível da gestão de energia, como também ao nível da gestão da rede, onde a evolução e inovação tecnológica tem tido e terá uma evolução cada vez mais crescente.

Será assim por via deste Subprograma de Gestão de Ativos que se assegurará esta evolução e se garantirá a continuidade, otimização e inovação nas operações de manutenção, gestão da condição e performance dos ativos, em linha com os níveis e patamares alvo de excelência na qualidade de serviço prestada.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	67	156	528	-
	MT	-	-	162	377	1.278	-
	BT	-	-	221	517	1.750	-
	TOTAL	-	-	450	1.050	3.557	-

Ficha n.º 120 - Gestão de Energia

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão de Energia
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 126

Investimento total a custos totais (k€): 19.212 **Investimento total a custos primários (k€):** 12.808
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 19.212

Motivação:

A atividade de recolha remota de leituras das instalações dos clientes empresariais (MAT/AT/MT), clientes de baixa tensão especial (BTE), instalações de iluminação pública (IP), produtores, instalações próprias (SE's e PTD's) e instalações da RNT (injetores) é suportada através de uma central de telecontagem cujo sistema necessita de ser regularmente desenvolvido para fazer face ao aumento gradual do número de instalações de onde são recolhidos os diagramas de carga. De igual forma, e em paralelo, torna-se necessário providenciar a evolução dos sistemas de gestão de leituras nos processos de recolha, tratamento e disponibilização, promovendo-se desta forma o desenvolvimento dos sistemas de telegestão e a sua integração na plataforma de gestão de dados de energia.

Uma das missões do ORD ao nível da atividade de gestão de energia é desenvolver um centro de competências para a análise, certificação e disponibilização aos agentes de mercado de grandes volumes de dados de energia, ao longo de toda a cadeia Meter-to-Cash.

A gestão e aproveitamento útil do volume de dados associados à modernização das redes de distribuição de energia elétrica e à transição para modelos integrados de Smart Grids, com a instalação de contadores inteligentes capazes de comunicar remota e bidireccionalmente, trazem grandes desafios, os quais são endereçados ao nível dos projetos EDM-Energy Data Management e AMI- Advanced Meter Infrastructure.

Os projetos de TI de suporte à implementação da estratégia de desenvolvimento e deployment das smartgrids têm como principais objetivos maximizar os benefícios destes novos investimentos tecnológicos para efeitos de: planeamento, gestão e supervisão da infraestrutura de redes inteligentes; gestão de operações remotas (comerciais e técnicas); e tratamento e certificação de dados de medida para faturação, deteção de fraude, simulações e previsão de consumos.

No âmbito da aceleração digital em curso, e em alinhamento com a estratégia para a cloud, será necessário rever a arquitetura tecnológica de alguns sistemas que suportam as atividades de gestão de energia.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	1.289	340	1.225	-
	MT	-	-	3.119	822	2.964	-
	BT	-	-	4.270	1.126	4.058	-
	TOTAL	-	-	8.678	2.288	8.247	-

Ficha n.º 121 - Iniciativas Digitais

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Iniciativas Digitais
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 127

Investimento total a custos totais (k€): 5.427 **Investimento total a custos primários (k€):** 3.618
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 5.427

Motivação:

A EDP Distribuição apresenta uma ambição significativa de transformação que deverá ser suportada por tecnologias, métodos e arquitetura de base digital. O processo de aceleração digital em que a empresa se insere, facilitador da Utility Digital, assenta numa visão em que os nossos sistemas são evoluídos (numa ótica de desenvolvimento ágil) enquanto produtos, escaláveis, seguros, flexíveis e adequados a um processo de inovação contínua.

Pretende-se implementar uma visão da relação com os nossos Clientes através da oferta de serviços de eficiência energética e de proporcionar novas tarifas numa lógica de self-service em serviços web, disponibilizar informação ao cliente, em tempo real, sobre o estado da sua ordem de serviço e aprofundar o conhecimento dos clientes por via da análise comportamental e do seu feedback, igualmente em tempo real.

Este subprograma irá revolucionar a forma como o ORD interage com os seus stakeholders, assegurando uma experiência mais digital e imersiva, quer através da disponibilização de apps, quer através de áreas reservada no site corporativo como: Autarquias (e.g. leituras das instalações de IP, diagramas de carga); Profissionais (e.g. pré-apreciação de projetos); Comercializadores (e.g. evolução da dívida, faturação); Pedidos de Ligação à Rede – PLR (e.g. pré-pedido de viabilidade, apreciação digital do projeto); Cliente Residencial (e.g. ligação remota a pedido em caso de disparo da EB); Cliente empresarial (e.g. inserir leituras massivas, auditoria de contadores).

Ao nível interno das operações destaca-se a criação e desenvolvimento de apps para o processo de construção, manutenção e operação dos equipamentos da rede de distribuição nos diversos níveis de tensão. No âmbito da relação institucional com a gestão das cidades pretendemos contribuir para a disponibilização de soluções para Smart Cities, potenciando a experiência da participação em Projetos Europeus, conectando as infraestruturas das cidades, instituições locais, cidadão e público em geral.

No âmbito da aceleração digital em curso, a componente de usabilidade (user experience) das aplicações terá de ser revista em alinhamento com a estratégia para a cloud por forma a ajustar os tempos de carregamento, acessibilidade por dispositivos móveis, entre outros.

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	22	200	583	-
	MT	-	-	54	485	1.411	-
	BT	-	-	74	664	1.932	-
	TOTAL	-	-	150	1.350	3.927	-

Ficha n.º 122 - Regulatórios

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Regulatórios
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 128

Investimento total a custos totais (k€): 8.700 **Investimento total a custos primários (k€):** 5.800
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 8.700

Motivação:

O subprograma de investimentos Regulatórios compreende o desenvolvimento e adaptação dos sistemas informáticos por forma a dar resposta, de forma completa e rigorosa, às alterações regulatórias no setor elétrico, incluindo a prestação de informação à ERSE e a outras entidades por esta indicadas.

O incumprimento dos deveres instituídos na regulamentação pode ser suscetível de constituir a prática de contraordenação nos termos do disposto no Regime Sancionatório do Setor Elétrico. A EDP Distribuição pauta a sua atividade pela manutenção de elevados níveis de compliance legais e regulatórios.

As alterações regulamentares introduzem, por regra, um conjunto de novos deveres ao ORD podendo prever alterações no Sistema Elétrico Nacional que impactam transversalmente as atividades da EDP Distribuição.

Na adequação dos processos e sistemas procura-se aproveitar sinergias com a implementação de recomendações resultantes de auditorias internas e externas realizadas.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	N/A
Redução de MAIFI MT (inc.)	N/A

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	123	267	902	-
	MT	-	-	297	647	2.183	-
	BT	-	-	406	886	2.989	-
	TOTAL	-	-	825	1.800	6.075	-

Ficha n.º 123 - Segurança e Risco

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Segurança e Risco
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 129

Investimento total a custos totais (k€): 1.065 **Investimento total a custos primários (k€):** 710
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 1.065

Motivação:

O subprograma de Segurança e Risco compreende fundamentalmente o desenvolvimento e adaptação dos sistemas necessários ao cumprimento dos regulamentos sobre proteção de dados.

Em concreto, a entrada em vigor do RGPD exigirá a implementação de um conjunto de iniciativas transversais com impacto nos sistemas de informação nas seguintes dimensões:

- Garantia do direito à proteção dos dados, através de iniciativas ao nível da garantia da segurança e confidencialidade: data masking (proteger dados), data logging (registar quem acede aos dados) e data discovery (identificar e localizar dados);
- Garantia do direito ao controlo dos dados pessoais, através de iniciativas ao nível funcional: esquecimento, portabilidade, consentimento, correção, conservação dos dados.

Será necessária a adoção de um conjunto de medidas técnicas e organizacionais para o cumprimento das obrigações do responsável pelo tratamento dos dados, designadamente, para com a entidade de supervisão, a produção de evidências e a resposta a pedidos de exercício de direitos pelos titulares dos dados.

A implementação da arquitetura de controlo de segurança permitirá conceder ou restringir o acesso a cada utilizador a cada campo, em cada écran, em cada aplicação.

Também com as crescentes iniciativas de prevenção e segurança contra ciberataques, o tema da cibersegurança constituiu uma fonte de potenciais iniciativas de adaptação dos sistemas de informação que importa considerar e prever.

Benefícios Esperados:

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base EDP
Redução de SAIDI MT (min.)	N/A
Redução de MAIFI MT (inc.)	N/A

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	56	45	58	-
	MT	-	-	135	108	140	-
	BT	-	-	185	148	192	-
	TOTAL	-	-	375	300	390	-

Ficha n.º 124 - AMI - Advanced Metering Infrastructure

Tipo de investimento:	Não Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sistemas Informáticos		
Subprograma:	Gestão de Energia		
Cenário de Evolução de Consumos:	N/A		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 130

Investimento total a custos totais (k€):	3.435	Investimento total a custos primários (k€):	2.290
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€):	600		

Motivação:

A Infraestrutura de comunicações entre os sistemas centrais e os equipamentos inteligentes da rede são a componente basilar de qualquer estratégia de Smartgrid. Tem, por isso, de estar preparada para gerir e tratar, cada vez mais, maiores volumes e maior complexidade de informação.

O AMI é a solução tecnológica que suporta a gestão da infraestrutura de redes inteligentes, a comunicação com os contadores inteligentes (EDP Boxes - EB), concentradores de comunicação (DTC), respetiva monitorização da rede AMI e da rede BT e a integração com os demais sistemas do distribuidor. Possibilita, por um lado, a leitura dos dados dos equipamentos smartgrid (consumos, tensão, frequência...) e por outro, a telegestão - realização de operações remotas (alterações de potências, ligação, cortes e religação, deslastre seletivo e gestão dinâmica de cargas, etc.

Alterações:

O orçamento do projeto foi revisto devido a novas funcionalidades e melhorias identificadas e devido a uma complexidade acrescida nas integrações com os sistemas existentes.

Alternativas:

Aquando do lançamento do projeto foi efetuada uma análise de soluções alternativas com os principais fornecedores de pacotes de mercado. Concluiu-se que apesar de existirem boas soluções de mercado, o reforço da solução atual com novas funcionalidades e uma melhoria da usabilidade, acrescida de escalabilidade e performance configurava-se como a melhor opção para responder com confiança aos desafios identificados com melhor time-to-market.

Foi então decidida uma implementação faseada do projeto para maximizar a utilização dos benefícios por ele aportados. Foi já concluída e colocada em exploração a 1ª fase do projeto com funcionalidades gerais (pesquisa, detalhe, visualização de rede AMI e elétrica), o processamento básico de alarmes e de eventos complexos, a consulta de dashboards com indicadores de gestão (e.g estado de envio das leituras, equipamentos instalados, estado de execução das OS's, eficácia dos serviços).

Está em curso a fase 2 do projeto com funcionalidades avançadas de monitorização e um conjunto alargado de funcionalidades que permitam atuar proactivamente na minimização/resolução de problemas e anomalias.

Descrição dos benefícios:

1. Aumento da eficiência operativa, por redução de custos de operação ao nível da gestão do parque de contadores, execução de ordens de serviço, contact center;
2. Melhoria dos níveis de serviço, pela redução dos tempos de interrupção de fornecimento, redução de reclamações associadas a estimativas de faturação;
3. Otimização do investimento na Rede de Distribuição, pelo mais aprofundado conhecimento dos fluxos de energia na rede e pelo alisamento dos picos de consumo;
4. Melhoria da qualidade e eficácia da gestão técnica de rede, pela vigilância mais próxima das condições de exploração da rede, gestão e balanceamento de cargas;
5. Redução de perdas técnicas e comerciais na rede, pela capacidade de obter informação de sensores nos patamares intermédios da rede e de sistemas inteligentes na gestão dos dados recolhidos.

Resumo investimento: **Ano 0 -** N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	421	89	-	-	-
	MT	-	1.019	216	-	-	-
	BT	-	1.395	295	-	-	-
	TOTAL	-	2.835	600	-	-	-

Ficha n.º 125 - ClearSky - Big Data & Analytics

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Big Data & Analytics
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 131

Investimento total a custos totais (k€): 1.800 **Investimento total a custos primários (k€):** 1.200
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 1.800

Motivação:

O BigData exige um elevado grau de processamento e armazenamento para conseguir transformar grandes volumes de dados em informações de valor para a organização, em tempo útil. A Cloud fornece-lhe essas condições. A Cloud é o elemento-chave da inovação e da transformação digital. Potencia a redução do time-to-market de novos serviços, oferece a flexibilidade que permite alterar as tecnologias e os serviços e ajustar a capacidade de infraestrutura de acordo com as necessidades de negocio. Como parte da sua estratégia de aceleração digital e o enfoque em Big data & Analytics, a EDP já estabeleceu a sua visão para a cloud, estando em curso a definição da abordagem para a migração das aplicações e a seleção dos Cloud Providers.

Alternativas:

Ao nível tecnológico existem vários modelos existentes, podendo ser adotadas soluções mistas com modelos diferenciados, desde o Infrastructure as a Service (IaaS) até ao Software as a Service (SaaS) ou o Platform as a Service (PaaS), consoante o grau de interdependências entre as aplicações, as prioridades da sua implementação ou a sua maturidade de desenvolvimento.

Serão analisados os clusters de aplicações (agregação tendo em conta o grau de interdependência) para que sejam migradas em conjunto, tendo em conta os aspetos técnicos de cada aplicação, tais como fornecedor, tipo de tecnologia, dependências de integração entre aplicações, etc. Ao nível do negócio serão efetuadas análises de criticidade de impacto na continuidade dos processos e numa perspetiva de cliente/end user. Cada cluster será analisado em termos do seu estado atual e das necessidades futuras para definir a correcta estratégia de migração: Retire, Retain, Rehost, Replatform, Refactor; Repurchase (abordagem Amazon Web Services)

Para as aplicações com foco na Big Data & Analytics antevê-se uma abordagem muito suportada em Refactoring ou Repurchasing.

Descrição dos benefícios:

- Os benefícios associados à Cloud Computing são:
- (1) agilidade (time to deployment, escalabilidade e fiabilidade)
 - (2) custo-benefício (capacidade, serviço e help-desk)
 - (3) qualidade (disponibilidade, time response, performance)
 - (4) segurança (integridade, confidencialidade)

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	-	178	89	-
	MT	-	-	-	431	216	-
	BT	-	-	-	590	295	-
	TOTAL	-	-	-	1.200	600	-

Ficha n.º 126 - ClearSky - Gestão da Rede

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão da Rede
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 132

Investimento total a custos totais (k€): 7.350 **Investimento total a custos primários (k€):** 4.900
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 7.350

Motivação:

A Cloud é o elemento-chave da inovação e da transformação digital. Potencia a redução do time-to-market de novos serviços, oferece a flexibilidade que permite alterar as tecnologias e os serviços e ajustar a capacidade de infraestrutura de acordo com as necessidades de negócio.

Imposições tecnológicas dos principais fornecedores das aplicações aliadas a um processo de reflexão estratégica na EDP distribuição determinaram a opção pela migração da generalidade dos sistemas informáticos de suporte à atividade de Gestão da Rede para a Cloud, considerando-se um dos imperativos tecnológicos subjacentes ao processo de aceleração digital do ORD.

As aplicações usadas na gestão da rede têm fortes interdependências (eg. partilha de bases de dados) entre si e com outros clusters aplicacionais sendo que algumas perdem o suporte do fornecedor nos próximos anos exigindo reestruturações arquiteturais complexas.

Alternativas:

Ao nível tecnológico existem vários modelos existentes, podendo ser adotadas soluções mistas com modelos diferenciados, desde o Infrastructure as a Service (IaaS) até ao Software as a Service (SaaS) ou o Platform as a Service (PaaS), consoante o grau de interdependências entre as aplicações, as prioridades da sua implementação ou a sua maturidade de desenvolvimento.

Serão analisados os clusters de aplicações (agregação tendo em conta o grau de interdependência) para que sejam migradas em conjunto, tendo em conta os aspetos técnicos de cada aplicação, tais como fornecedor, tipo de tecnologia, dependências de integração entre aplicações, etc. Ao nível do negócio serão efetuadas análises de criticidade de impacto na continuidade dos processos e numa perspetiva de cliente/end user. Cada cluster será analisado em termos do seu estado atual e das necessidades futuras para definir a correcta estratégia de migração: Retire, Retain, Rehost, Replatform, Refactor; Repurchase (abordagem Amazon Web Services)

Para o conjunto de aplicações com foco na Gestão de Rede antevê-se uma abordagem muito suportada no Refactoring

Descrição dos benefícios:

Os benefícios associados à Cloud Computing são:

- (1) agilidade (time to deployment, escalabilidade e fiabilidade)
- (2) custo-benefício (capacidade, serviço e help-desk)
- (3) qualidade (disponibilidade, time response, performance)
- (4) segurança (integridade, confidencialidade)

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	-	338	765	-
	MT	-	-	-	810	1.836	-
	BT	-	-	-	1.103	2.499	-
	TOTAL	-	-	-	2.250	5.100	-

Ficha n.º 133 - ClearSky - Gestão de Energia

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão de Energia
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 133

Investimento total a custos totais (k€): 1.425 **Investimento total a custos primários (k€):** 950
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 1.425

Motivação:

A Cloud é o elemento-chave da inovação e da transformação digital. Potencia a redução do time-to-market de novos serviços, oferece a flexibilidade que permite alterar as tecnologias e os serviços e ajustar a capacidade de infraestrutura de acordo com as necessidades de negócio.

Como parte da sua estratégia de aceleração digital, a EDP já estabeleceu a sua visão para a cloud, estando em curso a definição da abordagem para a migração das aplicações e a seleção dos Cloud Providers.

Alternativas:

Ao nível tecnológico existem vários modelos existentes, podendo ser adotadas soluções mistas com modelos diferenciados, desde o Infrastructure as a Service (IaaS) até ao Software as a Service (SaaS) ou o Platform as a Service (PaaS), consoante o grau de interdependências entre as aplicações, as prioridades da sua implementação ou a sua maturidade de desenvolvimento.

Serão analisados os clusters de aplicações (agregação tendo em conta o grau de interdependência) para que sejam migradas em conjunto, tendo em conta os aspetos técnicos de cada aplicação, tais como fornecedor, tipo de tecnologia, dependências de integração entre aplicações, etc. Ao nível do negócio serão efetuadas análises de criticidade de impacto na continuidade dos processos e numa perspetiva de cliente/end user. Cada cluster será analisado em termos do seu estado atual e das necessidades futuras para definir a correcta estratégia de migração: Retire, Retain, Rehost, Replatform, Rearchitect; Repurchase (abordagem Amazon Web Services).

Para o conjunto de aplicações com foco na Gestão de Energia antevê-se uma abordagem diferenciada entre Retain, Retire e Refactor

Descrição dos benefícios:

Os benefícios associados à Cloud Computing são:

- (1) agilidade (time to deployment, escalabilidade e fiabilidade)
- (2) custo-benefício (capacidade, serviço e help-desk)
- (3) qualidade (disponibilidade, time response, performance)
- (4) segurança (integridade, confidencialidade)

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	-	-	212	-
	MT	-	-	-	-	512	-
	BT	-	-	-	-	701	-
	TOTAL	-	-	-	-	1.425	-

Ficha n.º 134 - EDM - Energy Data Management

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Gestão de Energia
Cenário de Evolução de Consumos: N/A
Concelhos: Nacional

Cenário investimento: C1; C2; C3

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 134

Investimento total a custos totais (k€): 11.767 **Investimento total a custos primários (k€):** 7.845
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 5.052

Motivação:

A modernização das redes de distribuição de energia elétrica e as Smart Grids impactam fortemente nos sistemas de gestão de energia pela necessidade de garantir a validação e certificação de um grande volume de dados ao mesmo tempo que garantem a transformação dos mesmos em informações interpretáveis e utilizáveis de forma oportuna. Atualmente são utilizados diversos sistemas para realizar o processo desde a recolha e validação de contagens até à faturação do uso de redes e disponibilização de dados aos agentes de mercado. Os sistemas atuais apresentam limitações quanto à escalabilidade que poderão colocar em causa o funcionamento e a performance necessários para garantir o suporte ao negócio de acordo com as necessidades futuras do mesmo. Estando em funcionamento há vários anos, e dada a evolução do setor, torna-se imprescindível a sua evolução.

O orçamento do projeto foi revisto tendo em conta a extensão dos desenvolvimentos necessários; a complexidade das customizações para localização do produto e adequação à especificidade regulatória do mercado elétrico português e a diversidade de sistemas existentes para integração.

Alternativas:

Após a conclusão da análise de soluções no mercado, nomeadamente a avaliação dos requisitos funcionais e técnicos e da informação relevante recolhida junto de outras utilities, avançou-se para uma fase de desenvolvimento de uma solução. A fase de desenvolvimento teve como foco os requisitos funcionais e técnicos incluindo performance e resiliência. A complexidade desta fase levou à extensão do período inicialmente previsto, tendo sido identificadas maiores necessidades de customização da solução do que as inicialmente esperadas. A fase de desenvolvimento centrou-se extensivamente em 3 módulos principais (1) VEE: Receção e validação de todos os dados de energia dos clientes; (2) Billing Determinants: cálculo da energia consumida de acordo com a regulação; (3) Settlement: disponibilização de dados para o mercado e para o sistema de faturação.

Esta fase foi finalizada no primeiro trimestre de 2018, sendo que se irá seguir a fase de integração da solução EDM, seja através da tecnologia utilizada na fase de desenvolvimento ou de uma tecnologia com menor extensão de customizações

Descrição dos benefícios:

- (1) Potenciar a redução do custo e tempo operacional para o tratamento de dados;
- (2) Disponibilizar capacidades de recolha e gestão integrada de dados de energia
- (3) Melhorar as capacidades de previsão de procura potenciando a minimização de desvios
- (4) Minimizar as fraudes, através de análises para deteção de padrões de consumo

Resumo investimento:

Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	997	750	-	-	-
	MT	-	2.413	1.816	-	-	-
	BT	-	3.304	2.486	-	-	-
	TOTAL	-	6.715	5.052	-	-	-

Ficha n.º 135 - Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes

Tipo de investimento:	Não Específico	Cenário investimento:	C1; C2; C3
Programa de Investimento:	Sistemas Informáticos		
Subprograma:	Gestão da Rede; Gestão de Energia		
Cenário de Evolução de Consumos:	N/A		
Concelhos:	Nacional		

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 135

Investimento total a custos totais (k€):	4.500	Investimento total a custos primários (k€):	3.000
Investimento total a custos totais 2019-23 (k€):	4.500		

Motivação:

A EDP Distribuição, tendo em vista a concretização da visão de uma rede inteligente, alinhada com as tendências internacionais e pautada por critérios de eficiência, fiabilidade, otimização de recursos e sustentabilidade, tem efetuado investimentos relevantes na modernização da sua infraestrutura com a implementação de um leque alargado de novas tecnologias.

Atualmente encontra-se em curso a instalação massiva da infraestrutura de redes inteligentes – InovGrid – encontrando-se já instalados mais de 1,4 milhões de contadores inteligentes (EBs). Esta infraestrutura permite recolher informação altamente granular sobre os consumos de energia, que é de extrema utilidade, por um lado, na modernização das operações e serviços prestados pelo ORD, por outro lado, na viabilização de novos serviços e aplicações por parte dos agentes de mercado (comercializadores, empresas de serviços energéticos, etc.), contribuindo para a dinamização do mercado e para o aumento da eficiência energética.

Tanto o aumento do volume de contadores inteligentes instalados, como a emergência de novas aplicações assentes na utilização de informação sobre consumos (seja na esfera interna do ORD, seja na esfera do mercado), colocam pressão sobre a infraestrutura de sistemas de informação que suporta a gestão dos dados de consumos. No sentido de dar resposta a esta necessidade crescente de capacidade de processamento e velocidade nas vertentes de recolha, tratamento e disponibilização (interna e externa) dos dados de consumo, é necessário melhorar e robustecer a arquitetura de sistemas de informação (SI) que suporta estas funções. A evolução da arquitetura de SI deverá dar resposta às atuais necessidades e ter em conta a evolução prevista no que toca quer as aplicações internas dos ORD, quer as necessidades dos stakeholders externos.

Alternativas:

Face ao crescente número de contadores inteligentes em operação e ao desenvolvimento novas aplicações com requisitos mais exigentes em termos de fiabilidade e desempenho é necessária a evolução da atual infraestrutura de sistemas de informação.

Serão definidos cenários de alternativas de desenho de arquitetura e dimensionamento de infraestrutura que permita maior flexibilidade, agilidade e capacidade de processamento de informação, nomeadamente para dar resposta a :

- 1) Maior rapidez na disponibilização de dados end-to-end
- 2) Maior fiabilidade e disponibilidade dos serviços
- 3) Maior rapidez de execução de serviços on-demand
- 4) Maior capacidade de gestão de um elevado número de dispositivos e volume de dados

Descrição dos benefícios:

O desenvolvimento da arquitetura de sistemas de informação deverá atender a um conjunto alargado de aplicações e benefícios adicionais:

- 1) Melhor qualidade de serviço técnica através da monitorização em tempo real para automação da gestão da rede;
- 2) Maior capacidade de integração de fontes de energias renováveis e eficiência da rede de distribuição através da monitorização e controlo em tempo real de recursos distribuídos (DER);
- 3) Suporte a novas aplicações e serviços ao cliente, em regime de mercado, ao nível da eficiência energética e otimização do consumo;
- 4) Melhor qualidade de serviço ao cliente através de uma maior rapidez na execução de serviços remotos.

Resumo investimento: Ano 0 - N/A

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	-	-	334	334	-
	MT	-	-	-	809	809	-
	BT	-	-	-	1.107	1.107	-
	TOTAL	-	-	-	2.250	2.250	-

Ficha n.º 136 - JUMP – Modernização de Processos e Sistemas do ORD

Tipo de investimento: Não Específico Cenário investimento: C1; C2; C3

Programa de Investimento: Sistemas Informáticos

Subprograma: -

Cenário de Evolução de Consumos: N/A

Concelhos: Nacional

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Não	Ficha nº 136

Investimento total a custos totais (k€): 94.855 Investimento total a custos primários (k€): 63.236

Investimento total a custos totais 2019-23 (k€): 13.808

Motivação:

O Programa JUMP surge num contexto de profunda transformação, como resposta à preparação para as necessidades futuras do setor, enquadramento com as melhores práticas internacionais em utilities e alinhamento com os diferentes stakeholders, internos e externos ao grupo EDP.

Os principais desafios decorrem da disseminação das Smart Grids, da segregação da gestão do ORD e do CUR, da necessidade de gestão dos ativos com base na condição e em conformidade com as normas ISO 55000, aliados a alguma obsolescência estrutural dos sistemas de informação (decorrentes da sua idade)

Os principais objetivos consistem na reformulação de processos e sistemas com base no princípio da gestão integrada dos ativos e nas novas dinâmicas de mercado, na implementação de uma arquitetura tecnológica mais robusta avaliando e integrando novas soluções tecnológicas com base numa estratégia back to standard. O Programa pretende também capacitar a organização para operar eficazmente num contexto diferente de mercado, com novas necessidades e maior agilidade e flexibilidade.

O projeto vem assim criar um novo referencial de processos e sistemas de informação, garantindo a cobertura de todo o ciclo de vida do ativo e dos processos associados ao ciclo de gestão comercial do operador da rede de distribuição de eletricidade.

Alternativas:

Aquando do lançamento do projeto, como alternativa ao JUMP, foi analisado o cenário de evolução continuada dos sistemas atuais por forma a assegurar um nível de risco aceitável. Verificou-se que este cenário não seria vantajoso, na medida em que iria igualmente implicar investimentos consideráveis e não permitiria captar as eficiências esperadas da implementação do JUMP, nem mitigar alguns riscos estruturantes da operação corrente. Com base nesta avaliação foi decidido avançar com JUMP.

No final 2017 ficou concluída a implementação da componente de Gestão de Ativos e a respetiva migração de dados, formação e gestão da mudança, estando já em exploração corrente.

Foi concluído o desenho detalhado de processos relativa à vertente comercial, estando em curso a fase de especificações e implementação prevendo-se a sua entrada em exploração durante o ano de 2019.

Descrição dos benefícios:

- Otimização processual através do recurso a standards e best practices internacionais (e.g. ISO 55000)
- Redução de custos operacionais (e.g. gestão de ativos baseada na condição e manutenção preditiva)
- Diminuição da complexidade de gestão da arquitetura (e.g. risco e esforço de manutenção dos sistemas atuais)
- Melhoria da qualidade da informação (e.g. KPIs de processos, analytics).
- Captação de mais-valias decorrentes das Smart Grids (melhor gestão dos novos ativos de rede (EB, DTC, etc.) e uma integração mais robusta com a infraestrutura AMI (Advanced Meter Infrastructure);

Resumo investimento:

Tabela 2. Calendarização do investimento a custos totais

	Descrição	Atualizado ano 0	Até 2018	2019	2020	2021-23	Após 2023
Investimento (k€)	AT	-	12.036	2.051	-	-	-
	MT	-	29.130	4.963	-	-	-
	BT	-	39.881	6.795	-	-	-
	TOTAL	-	81.047	13.808	-	-	-

Página em branco

ANEXO 9 – ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO – SUMÁRIOS EXECUTIVOS

Anexo 9.A – Fundamentação dos Valores de Investimento Necessários para a Renovação e Reabilitação de Ativos nas Redes de MT e AT para o PDIRD-E 2018

Anexo 9.B – Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços

Anexo 9.C – Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local

Anexo 9.D – Balanço intercalar dos benefícios estimados decorrentes da implementação do Projeto Piloto do Louriçal

Anexo 9.E – Predicting Transformer Health (PATH)

Anexo 9.F – Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D

Anexo 9.G – Rede subterrânea a 10kV das AOLSB e AOLRS

ANEXO 9.A – FUNDAMENTAÇÃO DOS VALORES DE INVESTIMENTO NECESSÁRIOS PARA A RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS NAS REDES DE MT E AT PARA O PDIRD-E 2018

Fundamentação dos valores de investimento
necessários para a renovação e reabilitação de
Ativos nas redes de MT e AT

Sumário Executivo

1 Introdução

A necessidade de se proceder a uma adequada e sustentável renovação de ativos está presente na definição dos Planos de Investimento delineados pela EDPD.

Tendo presente essa circunstância, procedeu-se à fundamentação dos valores de investimento de renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT.

A análise realizada às necessidades de investimento foi concretizada em cinco passos que a fundamentam:

1. Identificação de indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT;
2. Caracterização da situação atual e identificação de tendências verificadas nos últimos anos – análise a efetuar para as principais classes de ativos; identificação dos ativos que já chegaram ao fim da vida útil/amortizados (já não estão a ser remunerados mas continuam em funcionamento com reflexo no OPEX);
3. Impacto da evolução dos consumos na definição da estratégia de renovação da rede;
4. Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos para o período 2017-2026;
5. Análise dos impactos dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT.

O presente Sumário Executivo apresenta as conclusões obtidas relativamente às necessidades de investimento de Renovação e Reabilitação de Ativos para o período abrangido pelo PDIRD-E 2018.

2 Caracterização da situação atual dos Ativos de MT e AT

Procedeu-se à comparação do volume anual de investimento realizado na RND com as amortizações líquidas de cada exercício, para o período 2005-2016. Os valores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Investimento e Amortizações associadas à RND, período 2005-2016

Valores em milhares de euros

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Amortizações Brutas (não líquidas participações)	132.495	139.456	145.334	150.066	156.164	142.147	143.978	154.225	156.984	162.594	167.580	169.583
Investimento a Custos Totais (não líquido participações)	229.462	196.447	154.096	168.695	157.926	154.707	177.625	206.710	179.106	198.120	180.161	153.802
Investimento / Amortizações	1,73	1,41	1,06	1,12	1,01	1,09	1,23	1,34	1,14	1,22	1,08	0,91

A consulta dos valores apresentados na Tabela 1 permite concluir que o valor dos investimentos realizados na RND ultrapassou o valor das amortizações líquidas de cada

exercício, verificando-se uma tendência de inversão nos últimos 2 anos. Os níveis de investimento verificados na RND terão sido os adequados, permitindo responder à evolução da procura verificada e melhorado a eficiência da rede no que diz respeito à qualidade de serviço prestada aos utilizadores finais.

Apresenta-se na Tabela 2 a base de ativos bruta específica da EDPD líquida de subsídios e amortizações, a qual totaliza 2,8 mM€. Destes, 62 % correspondem a ativos da RND.

Tabela 2 – Base de Ativos Bruta Específica da EDPD Líquida de Subsídios e Amortizações

Valores em Milhões de Euros

Valores em Milhões de euros

	Ativo Bruto Total (1)	Subsídio ao Investimento (2)	Ativo Líquido de Subsídios Total (3) = (1)-(2)	Amortizações Acumuladas (4)	Compensação das Amortizações (5)	Amortizações Acumuladas Líquidas (6) = (4)-(5)	Ativo Líquido de Amortizações total (7) = (3)-(6)	Peso no Ativo Líquido de Amortizações
Específico em AT	1.059	194	865	589	71	518	347	12%
Linhas Aéreas	668	145	524	372	58	314	210	7%
Cabos Subterrâneos	187	17	170	99	4	95	75	3%
Postos Corte e Seccionamento	95	30	65	39	7	32	32	1%
Equipamento Contagem	3	0	3	3	0	3	1	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	106	3	103	75	1	74	29	1%
Específico em MT	4.982	762	4.221	3.159	353	2.805	1.415	50%
Linhas Aéreas	1.953	399	1.554	1.223	174	1.049	506	18%
Cabos Subterrâneos	1.017	257	760	596	115	481	279	10%
Subestações	1.515	93	1.422	1.008	55	953	469	17%
Postos Corte e Seccionamento	19	4	15	14	2	12	3	0%
Equipamento Contagem	72	2	69	59	2	57	13	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	406	6	400	259	4	255	145	5%
Específico em BT	6.802	1.919	4.883	5.042	1.219	3.823	1.060	38%
Postos Transformação e Seccionamento	1.432	299	1.133	971	179	792	341	12%
Redes e Chegadas	3.533	1.189	2.344	2.647	761	1.887	457	16%
Contadores e acessórios	971	100	871	913	100	814	58	2%
Equipamentos Acessórios e Outros	25	0	25	14	0	14	11	0%
Iluminação pública	794	330	464	488	180	308	155	5%
Equipamentos Telegestão Energia Energy Box	47	0	47	8	0	8	39	1%
Específico EDPD	12.843	2.875	9.969	8.789	1.643	7.146	2.823	100%

Apresenta-se na Figura 1 a base de ativos bruta específica da RND por classe de obra.

Base de Ativos Bruta Específica EDPD (AT e MT)

Valores de 2016 em Milhões de euros

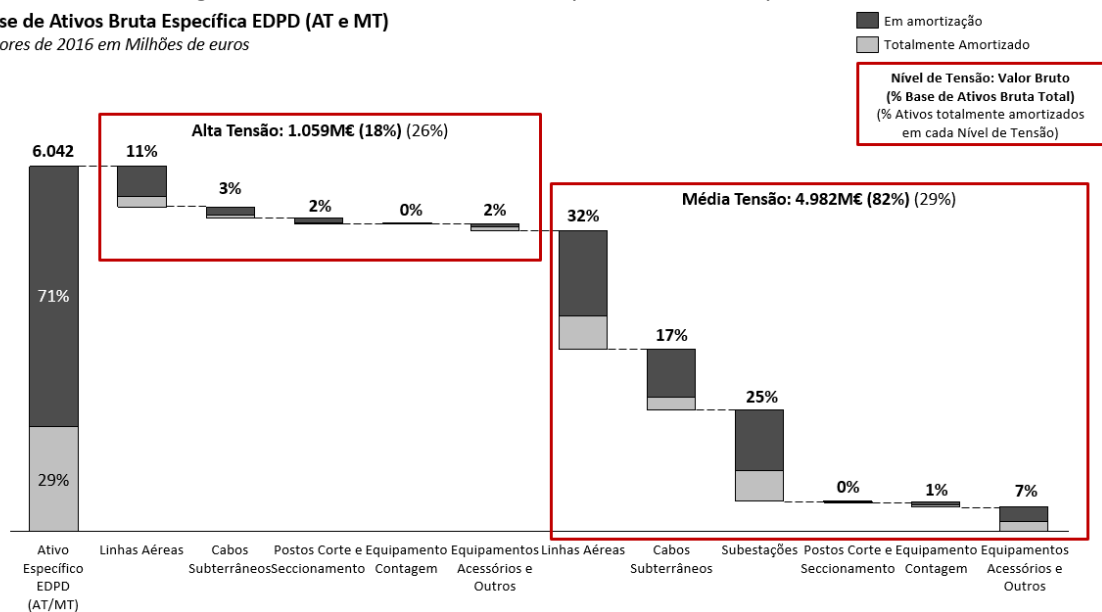


Figura 1 – Base de ativos brutos específicos da RND

A Figura 2 apresenta, para cada SSS, a percentagem de ativos totalmente amortizados e a idade média contabilística dos ativos existentes nessas classes que já se encontram totalmente amortizados.

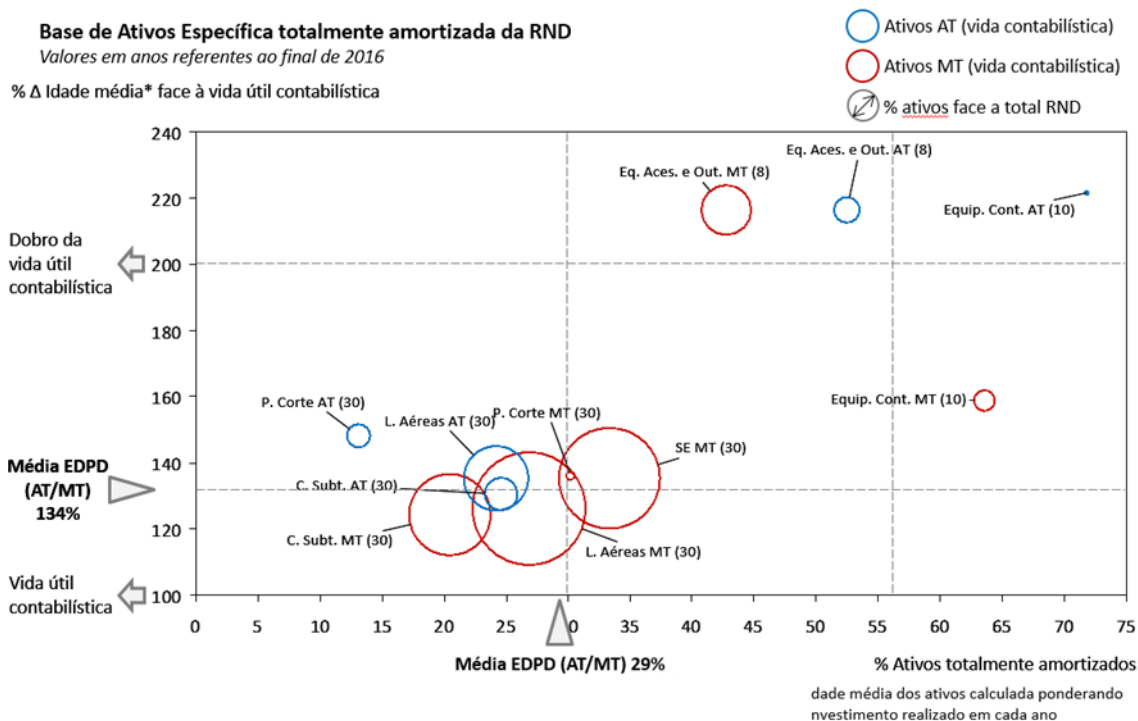


Figura 2 – Base de ativos totalmente amortizados

A Tabela 3 apresenta o tempo de vida útil contabilística e os indicadores idade média e tempo de vida restante calculados pela EDP Distribuição e pela ERSE.

Tabela 3 – Indicadores de tempo de vida por SSS.

Vida útil contabilística	Cálculo EDP				Cálculo ERSE			% Ativos totalmente amortizados	
	Ativos em Amortização		Totalmente Amortizados	TOTAL	Tempo vida útil	Idade Média	Tempo Vida Restante		
	Idade Média	Vida Média Restante	Idade Média	Idade Média					
Específico em AT									
Linhas Aéreas	30	11,9	18,1	40,6	18,8	38,5	21,4	17,1	24%
Cabos Subterrâneos	30	11,0	19,0	39,2	18,0	41,1	21,9	19,3	25%
Postos Corte e Seccionamento	30	10,1	19,9	44,4	14,6	38,1	15,8	22,2	13%
Equipamento Contagem	10	2,6	7,4	22,1	16,7	40,2	32,5	7,7	72%
Equipamentos Acessórios e Outros	8	3,6	4,4	17,3	10,8	22,3	15,9	6,4	53%
Específico em MT									
Linhas Aéreas	30	14,0	16,0	37,8	20,4	39,0	24,4	14,6	27%
Cabos Subterrâneos	30	13,8	16,2	37,3	18,6	37,1	21,8	15,4	20%
Subestações	30	15,2	14,8	40,5	23,7	45,0	29,9	15,1	33%
Postos Corte e Seccionamento	30	17,6	12,4	40,6	24,6	40,6	29,4	11,2	30%
Equipamento Contagem	10	4,5	5,5	15,9	11,7	25,8	21,2	4,6	64%
Equipamentos Acessórios e Outros	8,0	3,6	4,4	17,3	9,5	16,1	10,3	5,8	43%

3 Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação para o período 2019 – 20231

Procedeu-se à avaliação dos principais ativos da RND, com o objectivo de se identificarem necessidades de investimento associadas à respetiva renovação, tendo em conta a sua condição.

As necessidades de investimento estão suportadas nos seguintes pressupostos:

Rede AT – apresenta um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Para além das suas condições construtivas permitirem longevidades acima dos 30 anos, estes ativos são também alvo de ações de manutenção mais cuidadas, pelo que a sua condição atual pode ser considerada adequada.

Considera-se que as linhas aéreas poderão envelhecer 1 ano (cenário 1) ou 2 anos (cenários 2 e 3) até 2023 (passando para uma idade média de 26,4 anos no cenário 1, ou de 27,4 nos restantes). O envelhecimento de 1 ano da rede aérea implicará na renovação de cerca de 400 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 300 km, no período 2019-2023.

Considera-se que os cabos subterrâneos poderão envelhecer a ano (cenário 1) ou 2 anos (cenários 2 e 3) até 2023 (passando para uma idade média de 18,3 anos no cenário 1, ou de 19,3 nos restantes). O envelhecimento de 1 ano dos cabos subterrâneos implicará na renovação de cerca de 30 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 20 km, no período 2019-2023.

TP AT / MT - os TP em serviço apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Atendendo à elevada fiabilidade apresentada por estes equipamentos, o seu elevado custo de aquisição, a realização sistemática de ações de manutenção que permitem acompanhar a condição individual de cada ativo e à constituição de uma reserva de transformadores que garantirão a reserva em caso de falha de transformadores em serviço, considera-se adequada a consideração de que o parque poderá envelhecer, em média, 3 anos durante o período de vigência do PDIRD-E (conforme previsto nos cenários 2 e 3). A idade média dos TP AT/MT em serviço em 2023, para estes cenários, será de cerca de 31,7 anos. O cenário 1 apenas permitirá substituir 4 TP AT/MT por ano, o que conduzirá a um envelhecimento do parque de transformadores mais acentuado (idade média de 32,1 TP AT/MT em 2023).

Disjuntores AT – apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QST associados à RND.

Considera-se que os disjuntores AT poderão envelhecer 1 ano (cenário 1) ou 2 anos (cenários 2 e 3) até 2023 (passando para uma idade média de 23,7 anos ou 24,7 anos, respetivamente). O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de 130 disjuntores ao longo do período 2019-2023 (sendo que o envelhecimento de 2 anos implica a renovação de cerca de

100 disjuntores), sendo que essa renovação deverá incidir prioritariamente sobre disjuntores a óleo.

Disjuntores MT - apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QST associados à RND.

Considera-se que os disjuntores MT poderão envelhecer 1 ano (cenário 1) ou 2 anos (cenários 2 e 3) até 2023 (passando para uma idade média de 18,7 anos ou 19,7 anos, respetivamente. O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de 600 disjuntores ao longo do período 2019-2023 (sendo que o envelhecimento de 2 anos implica a renovação de cerca de 440 disjuntores), sendo que essa renovação deverá incidir prioritariamente sobre disjuntores a óleo, bem como sobre os disjuntores que se revelam inadequados face à evolução das potências de curto-circuito nos barramentos em que estão inseridos.

Escalões de Baterias de Condensadores – Considera-se ser necessário proceder à renovação dos escalões de baterias de condensadores, ainda que estes equipamentos apresentem um risco negligenciável de condicionarem a operação da RND.

Prevê-se a necessidade de se proceder à renovação de cerca de 64 escalões de baterias de condensadores no período 2019-2023, reduzindo a idade média destes equipamentos para 15 anos em 2023 (cenários 1 e 2). O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média (16 anos), através da renovação de 53 unidades até 2023.

Baterias e alimentadores de CC – A atual condição destes ativos, conjugada com a sua criticidade na operação de instalações em regime perturbado, justifica a previsão de investimentos que promovam o seu rejuvenescimento. Para que se assegure a redução da idade média atual para 11,3 anos será necessário proceder-se à aquisição de 71 sistemas de CC no período 2019 – 2023 associados a renovação, conforme previsto nos cenários 1 e 2. O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média (12,4 anos), através da renovação de 56 unidades até 2023.

Sistemas de Neutro - No passado recente a EDPD promoveu um programa permitindo a uniformização de regimes de neutro, que se traduziu na aquisição de um número de sistemas de neutro acima do normalmente expectável. Terminado esse programa, o número de sistemas de neutro a adquirir em cada ano será inferior ao da média dos últimos anos.

Sendo muitos dos sistemas de neutro recentes, o investimento de renovação destes equipamentos previsto para 2019 – 2023, substituindo 50 sistemas, levará a que a sua idade média aumente para 17,5 anos (cenário 1). O cenário 2 prevê a substituição de 37 sistemas, traduzindo-se num aumento da idade média para 18,5 anos. No cenário 3 seriam renovados apenas 25 sistemas, aumentando a idade média para 19,5 anos.

URT e SPCC – Alguns sistemas de URT/SPCC apresentam tempos de vida que induz já preocupação quanto ao correto desempenho dos sistemas das proteções, a que acrescem as necessidades de renovação associadas à dotação de funcionalidades adicionais (incluindo a

necessidade de se cumprirem os network codes no que diz respeito às proteções de deslastre de frequência). O cenário 1 prevê a remodelação de cerca de 110 destes sistemas no período 2019-2023, reduzido a sua idade média em 1 ano (para os 10 anos) até 2023. Os cenários 2 e 3 contemplam a renovação de cerca de 90 sistemas, mantendo a sua vida média atual.

Rede MT – As redes MT aéreas estabelecidas em condutores de secção reduzida, sendo mais antigas (estabelecidas na década de 80 ou anteriores), apresentam características mecânicas e elétricas que se traduzem num pior desempenho no que diz respeito à Qualidade de Serviço proporcionada, à Eficiência de Rede e à Eficiência Operacional.

A RND apresenta 3.100 km de rede aérea estabelecida em secções reduzidas (Al-Aço de secção inferior a 30 mm² ou cobre de secção igual ou inferior a 16 mm²). Esta extensão representa cerca de 5,4 % da extensão total de rede aérea MT da RND. A renovação das redes MT deverá incidir prioritariamente sobre a remodelação destas redes.

Considera-se que os troços aéreos poderão envelhecer 1 ano (em média) até 2023 (passando para uma idade média de 22,5 anos), para os cenários 1 e 2. Para que essa evolução ocorra, será necessário proceder-se à renovação de cerca de 3.350 km de rede MT aérea no período 2019-2023. No cenário 3 prevê-se um envelhecimento de 2 anos até 2023, implicando a renovação de cerca de 2.370 km no período 2019-2023.

Considera-se que os troços subterrâneos poderão envelhecer 1 ano (em média) até 2023 (passando para uma idade média de 22,5 anos), para o cenário 1. Para que essa evolução ocorra, será necessário proceder-se à renovação de cerca de 930 km de rede MT subterrânea no período 2019-2023. Nos cenários 2 e 3 prevê-se um envelhecimento de 2 anos até 2023, implicando a renovação de cerca de 620 km no período 2019-2023. Será necessário avaliar-se se esse envelhecimento compromete a manutenção do desempenho da rede subterrânea MT, uma vez que se verifica um aumento do número de avarias em cabos secos na AO Lisboa.

OCR – apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Prevê-se a substituição dos OCR1 explorados como normalmente fechados (63 aparelhos nessa situação). Considera-se, adicionalmente, a necessidade de se proceder à renovação dos aparelhos com mais de 15 anos e com disponibilidade inferior a 99% e eficácia inferior a 95.5% (25 aparelhos).

PST - prevê-se a necessidade de renovação de 200 URR Schneider, instaladas até 2004, e que não podem ser atualizadas por se tratar de equipamentos com “cartas de configuração DOS”, com impacte na correcta datação dos eventos.

Resumo das necessidades de renovação de ativos

Com base nos valores considerados nos diversos cenários analisados no âmbito da avaliação de necessidades de renovação e reabilitação de ativos nas redes AT e MT, chega-se aos valores

apresentados na Tabela 4. Os valores e os cenários selecionados para cada equipamento são indicados a bold, totalizando cerca de 223 M€ para o período 2017-2021.

Tabela 4 – Resumo das necessidades de renovação e modernização (M€). Nota: A preto (bold) os valores considerados no Cenário 1, a Azul os valores considerados no Cenário 2 e a vermelho os valores considerados no Cenário 3. Relativamente aos TP AT/MT, URT/SPCC e Telecomando MT considerou-se apenas o cenário apresentado a preto (bold).

Ativos	Rejuv. 2 Anos (M€)	Rejuv. 1 Ano (M€)	Man. Idade Média (M€)	Env. 1 Ano (M€)	Env. 2 Anos (M€)	Env. 3 Anos (M€)	Ren. 4 TP ano (M€)
Rede AT - Troços Aéreos			30,5	23,8	17,8 17,8	11,6	
Rede AT - Troços Subterrâneos			13,4	9,8	6,5 6,5	3,6	
TP AT/MT			27,6	22,4	17,2	12,5 12,5	10,4
Ativos de Subestação e Postos de Corte							
Disjuntores AT			26,7	21,9	16,8 16,8	11,4	
Disjuntores MT			29,8	23,9	17,7 17,7	12,6	
Escalões de Baterias		1,4 1,4	1,2				
Alimentadores CC	4,7	3,9 3,9	3,1				
Sistemas de Neutro	2,8		1,9	1,5	1,1	0,8	
URT/SPCC		39,2	31,9 31,9				
Rede MT - Troços Aéreos			139,5	107,3 107,3	75,8	50,1	
Rede MT - Troços Subterrâneos			76,2	57,8	38,6 38,6	22,4	
Telecomando MT							
OCR				1,5			
URR (PST)				1,1			

4 Impacto dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT.

Um dos drivers para a renovação das redes, o reforço da capacidade estipulada, está diretamente relacionado com a evolução da procura da energia elétrica.

Na atual conjuntura, reduzida evolução da procura, esse driver terá pouca influência na renovação de ativos no período 2019 – 2023.

Restam outros dois drivers, a modernização tecnológica (particularmente importante no que diz respeito às URT/SPCC, onde a renovação faz-se substituindo equipamentos por outros com funcionalidades acrescidas e a renovação de equipamentos em fim de vida útil.

Nesse contexto, será razoável permitir-se um ligeiro envelhecimento de ativos cuja condição não coloca preocupação e que são monitorizados com mais atenção do ponto de vista da realização de ações de manutenção – particularmente as redes AT e MT e os transformadores AT/MT.

Esse envelhecimento será realizado sem que daí resulte num risco acrescido para a operação da RND, estando prevista a constituição de uma reserva de transformadores que assegure a rápida substituição de unidades avariadas (contudo, o cenário 3 poderá conduzir a uma degradação do desempenho dos ativos da RND, devido ao envelhecimento mais acentuado dos seus ativos). As zonas A dispõem de reserva N-1 à falha de linhas AT e transformadores AT/MT, estando a ser desenvolvidas metodologias de análise de risco que resultarão numa monitorização mais próxima da condição dos ativos que se apresentem mais críticos desse ponto de vista.

A EDP – Distribuição tem em curso um programa que visa melhorar a sua capacidade de gestão de ativos, o qual visará melhorar a análise da condição dos ativos, adotando também mecanismos de análise de risco que sustentam as respetivas ações de manutenção, benefícios a nível de OPEX e CAPEX (o JUMP).

A Figura 3 mostra a evolução da idade média contabilística dos ativos em exploração considerados neste estudo para o Cenário 1 de investimento. Neste cenário, a idade média contabilística aumenta 2,2 anos entre 2019 e 2023 (de 28,2 anos para 30,4 anos). O indicador mais relevante é o tempo de vida restante, esperando-se que este aumente 0,5 anos durante o mesmo período (de 15,7 anos para 16,2 anos).

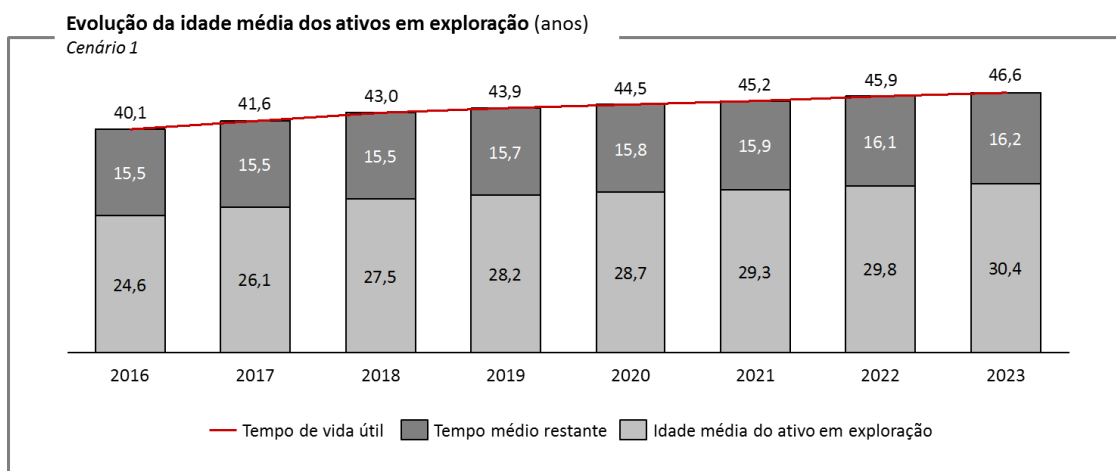


Figura 3 – Evolução prevista dos indicadores tempo de vida útil, idade média dos ativos em exploração e tempo médio de vida restante – Cenário 1

A Figura 4 mostra a evolução da idade média contabilística para o Cenário 2. Neste cenário, o aumento da idade média contabilística entre 2019 e 2023 é mais pronunciado que no cenário 1, atingindo 2,8 anos (de 28,3 anos para 31,1 anos). Por seu lado, o tempo médio de vida restante aumenta cerca de 0,4 anos ao longo do mesmo período (de 15,6 anos para 16 anos).

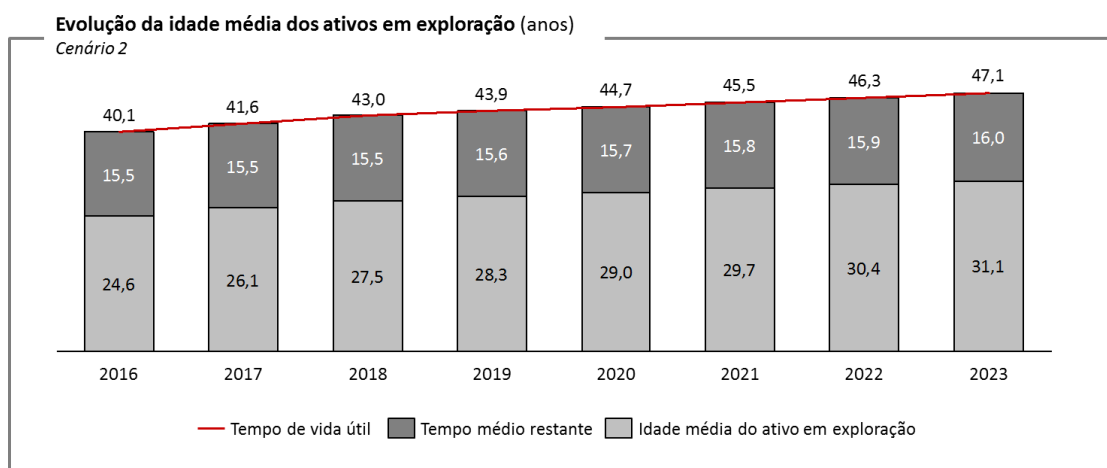


Figura 4 – Evolução prevista dos indicadores tempo de vida útil, idade média dos ativos em exploração e tempo médio de vida restante – Cenário 2

A Figura 5 mostra a evolução da idade média contabilística para o Cenário 3. Neste cenário, a idade média contabilística aumenta de 28,5 anos para 31,9 anos entre 2019 e 2023 (cerca de 3,4 anos), constituindo o aumento de idade mais elevado dos 3 cenários. Por seu lado, o tempo médio de vida restante aumenta 0,5 anos durante o mesmo período (de 15,6 anos para 16,1 anos).

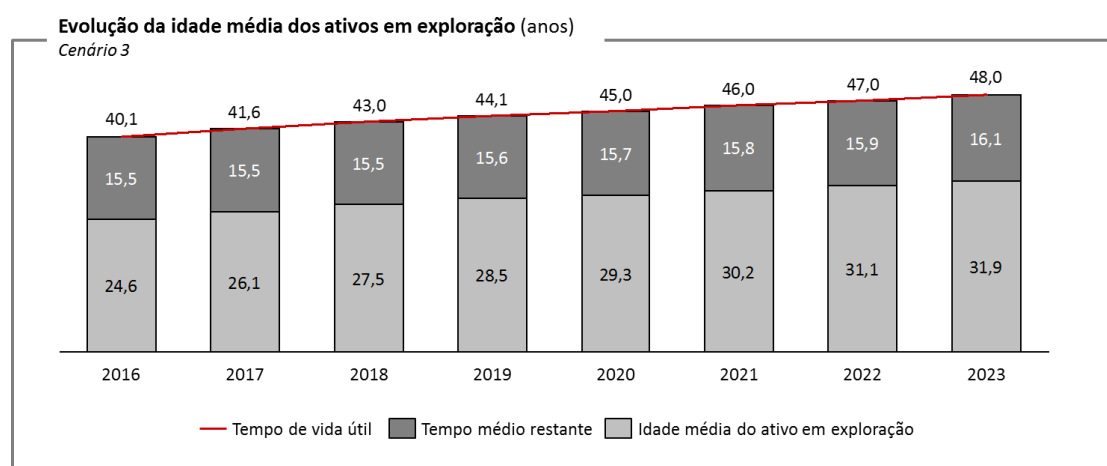


Figura 5 – Evolução prevista dos indicadores tempo de vida útil, idade média dos ativos em exploração e tempo médio de vida restante – Cenário 3

ANEXO 9.B – ESTIMAÇÃO DO IMPACTO DO INVESTIMENTO NA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO, NA QUALIDADE DE SERVIÇO, NA EFICIÊNCIA DA REDE, NA EFICIÊNCIA OPERACIONAL E NO ACESSO A NOVOS SERVIÇOS



**Estimação do impacto do investimento na
segurança de abastecimento, na qualidade de
serviço, na eficiência da rede, na eficiência
operacional e no acesso a novos serviços**

Nuno Fidalgo
João Basílio
Pedro Macedo
Manuel Matos
João Tomé Saraiva

Abril 2018

Índice

1	Introdução.....	3
2	Metodologia.....	4
2.1	Estimação dos índices propostos.....	5
2.2	Matriz de Contribuições (MC).....	6
3	Resultados.....	7
3.1	Vetor SA.....	7
3.2	Vetor QST.....	8
3.2.1	Margens de confiança.....	8
3.2.2	Monetização dos benefícios.....	9
3.3	Vetor ER.....	10
3.4	Vetor EO.....	11
3.5	Vetor ANS.....	11
4	Conclusões.....	12
5	Referências.....	13

1 Introdução

A análise de impacto dos diferentes cenários de investimento constitui uma peça fundamental para antecipação do estado da rede de distribuição a médio/longo prazo. Na mesma perspetiva, a análise de benefício/custo constitui um importante contributo para ajuda à decisão no estabelecimento dum plano de investimentos harmonizado.

A EDP Distribuição classifica os investimentos na rede de distribuição de acordo com os seus potenciais impactos segundo os seguintes vetores:

1. Segurança de Abastecimento (SA)
2. Qualidade de Serviço Técnica (QST)
3. Eficiência da Rede (ER)
4. Eficiência Operacional (EO)
5. Acesso a Novos Serviços (ANS)

Este relatório descreve a metodologia e os principais resultados dos estudos realizados para estimação do impacto dos cenários de investimento nestes vetores¹.

A caracterização dos impactos dos investimentos nestes vetores é fundamental para a tomada de decisão sobre os cenários de investimento mais adequados, de modo a evidenciar a racionalidade técnico-económica dos planos propostos. O projeto Implnv2 teve como objetivo principal o desenvolvimento de ferramentas para estimar o impacto dos diferentes cenários de investimento nestes vetores. Um segundo objetivo consiste na monetização dos benefícios em cada vetor, de modo a evidenciar a racionalidade dos investimentos.

Em termos gerais, o protocolo estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC especifica a necessidade de desenvolver uma metodologia, com uma ferramenta associada, que permita estimar o impacto nos vetores Segurança de Abastecimento (SA), Qualidade de Serviço Técnica (QST), Eficiência da Rede (ER), Eficiência Operacional (EO) e Acesso a Novos Serviços (ANS), em função de cenários de investimentos estabelecidos [1]. Os cenários são definidos pelos montantes atribuídos aos diversos programas de investimento, em cada ano, e definidos pelo ORD ao seleccionar um conjunto de projetos a realizar no horizonte temporal definido no planeamento. A relação entre os programas e os vetores de investimento é caracterizada através duma matriz de contribuições (MC), a qual permite inferir os montantes alocados a cada vetor.

Os estudos e resultados reportados neste documento dizem respeito aos níveis AT e MT, tanto em termos de montantes de investimento como em termos de benefícios técnicos e benefícios monetizados.

A especificidade de cada vetor exige que cada caso tenha uma abordagem muito própria, como se apresenta na secção seguinte.

¹ Existem outros programas e investimentos que, por não se enquadrarem em nenhum dos 5 vetores estratégicos acima referidos, são agregados em “Outros”.

2 Metodologia

Um dos pilares da metodologia proposta consiste na adoção de índices objetivos e mensuráveis para caracterização da RND, no que respeita a quantificar os impactos dos cenários de investimento, nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS.

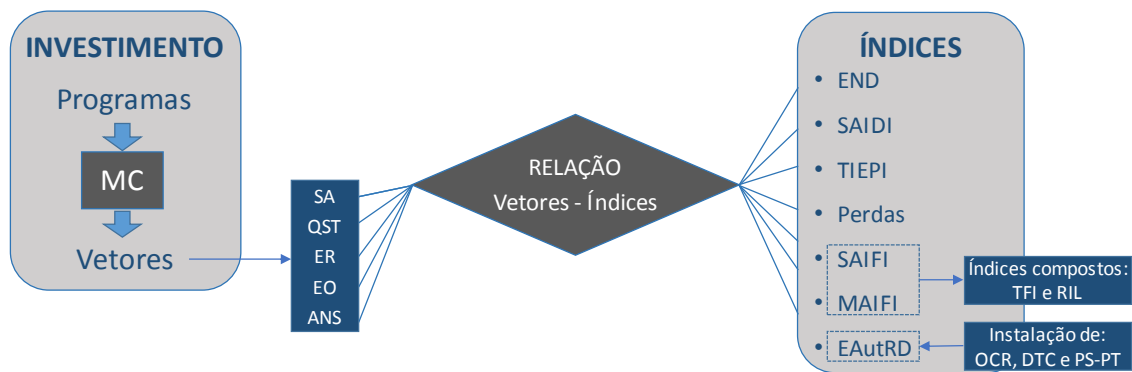


Figura 1 – Esquematização das interações previstas na metodologia proposta

A Figura 1 esquematiza as interações entre as grandezas consideradas na abordagem implementada, a qual pode ser dividida em três fases principais.

A primeira fase requer a inferência de relações entre os vetores de investimento e os objetivos estratégicos, ou seja, os índices selecionados para classificar o estado da RND. Isto permite estimar a evolução do estado da RND ao longo do plano, em função dos cenários de investimento considerados. A parte final desta fase consiste na determinação dos intervalos de confiança associados a estas previsões.

Neste estudo considerou-se que a caracterização da SA seria feita através do indicador Energia Não Distribuída (END), assumindo-se que os eventuais problemas neste vetor se traduzirão falhas na provisão da energia.

A QST será sobretudo caracterizada pelos índices SAIDI e TIEPI (indicadores oficiais do PDIRD). Os indicadores SAIFI e MAIFI são neste ponto considerados como índices complementares, que também contribuirão para caracterizar a qualidade de serviço em termos latos.

A ER será representada pelas perdas técnicas na rede de distribuição.

Os estudos relativos aos vetores EO e ANS encontram-se ainda em fase de desenvolvimento, pelo que não serão apresentadas conclusões neste estudo.

A fase seguinte consiste na implementação duma ferramenta que sintetiza os principais resultados, permitindo a estimação automática dos impactos, para um horizonte de 5 anos, em função de alterações nos investimentos e de outros parâmetros de entrada (e.g. evolução da procura, produção prevista da PRE).

Na fase final, para cada vetor, são monetizados os benefícios de longo prazo (30 anos) decorrentes dos investimentos. A comparação de custos e benefícios é frequentemente um

elemento útil para ajuda à decisão. Neste estudo a monetização caracterizada pelo Valor Atual Líquido, considerando uma taxa de atualização de 6,75% e um horizonte temporal de 30 anos.

2.1 Estimação dos índices propostos

A estratégia utilizada para construir modelos de estimação dos índices inclui os seguintes passos principais:

1. Análise da evolução histórica dos índices;
2. Identificação dos fatores potencialmente influentes.
 - a. Para o caso SA, assumiu-se que a END depende sobretudo, da capacidade da rede suprir as pontas. Neste sentido, a END depende da situação atual (relação entre a ponta e a capacidade nominal de cada transformador AT/MT e MT/MT), do crescimento anual do consumo e da forma do diagrama (adotou-se o diagrama AT previsto nos perfis divulgados pela ERSE).
 - b. Para o caso da QST, assumiu-se que os indicadores SAIDI, TIEPI, SAIFI e MAIFI² dependeriam do estado da rede (representado pelas estâncias anteriores destes indicadores), do investimento direcionado para a melhoria da QST e da energia em trânsito na rede (representada pelo consumo estimado na rede de distribuição).
 - c. Para o caso da ER, foi adotado o modelo e valores de referência apresentados em [2] e [3], nos quais se presume que as perdas técnicas dependem do consumo e da PRE. Foi também incluído um termo relacionado com o investimento em redução das perdas.
 - d. Vetor EO ainda em fase de análise.
 - e. Vetor ANS ainda em fase de análise.
3. Realização de testes de regressão (inferência de relações entre entradas e saídas). Foram testados diversos tipos de modelos e diversos tipos de transformações (exponencial, logarítmica, etc.) das variáveis de entrada, de modo a avaliar os diferentes tipos de efeitos. No final foram selecionados os modelos que melhor se adaptavam ao histórico disponível (menor erro);
4. A estimação de intervalos de confiança foi realizada com base nos registos históricos detalhados. Por exemplo, para o caso do TIEPI, foi considerado todo o conjunto de registos diários de incidências disponível. Esta análise foi também realizada ano a ano, de modo a evidenciar a tendência de redução da incerteza ao longo dos anos.

² Neste estudo, considerou-se que os índices SAIFI e MAIFI dependem não apenas do investimento na QST mas também do investimento em EO.

2.2 Matriz de Contribuições (MC)

A MC dita o contributo de cada programa de investimento nos diversos vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa (cenários de investimento). Os valores que constam na MC foram definidos com base no contributo médio histórico dos projetos afetos a cada programa de investimento em cada um dos vetores de investimento.

A Tabela 1 apresenta a MC em vigor. Note-se que esta matriz foi atualizada em 2016 para o PDIRD E-2016, pelo que alguns valores de investimento poderão não coincidir com os que constam em PDIRD anteriores.

Tabela 1 – Matriz de contribuições.

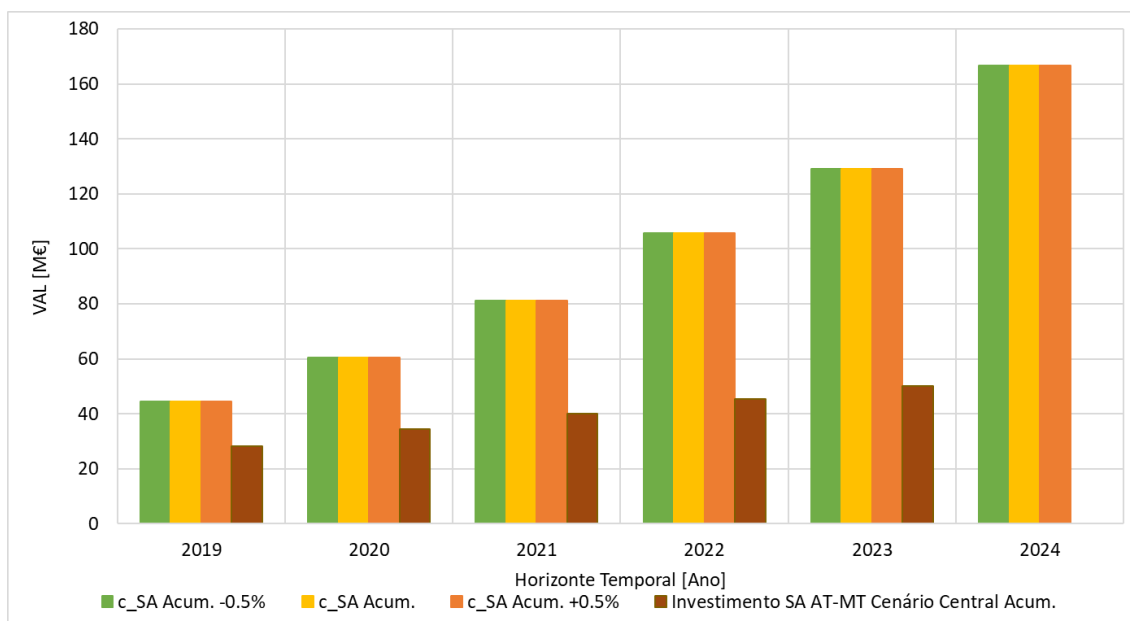
Investimento Específico	Programas de Investimento AT/MT	Contribuição por Vetor de Investimento					
		SA	QST	ER	EO	ANS	Outros
Investimento Obrigatório	Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85%	5%	5%	5%		
	Inv. Obrigatório (só contadores)						100%
Investimento Estruturante	Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
	Aquisição de Terrenos para Subestações	20%	30%	45%	5%		
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
	Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
	Promoção Ambiental						100%
	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						100%
	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
	Instalação de Telecontagem em PTD				20%	80%	
Inovgrid		10%		5%	85%		
Outros Projectos Inovadores		10%		5%	85%		
Investimento Corrente Programável	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	10%	60%	10%	20%		
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
	Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
	Instalação de Reactâncias de Neutro		95%		5%		
Investimento Corrente Urgente	Ligação de PT's	60%	10%	20%	10%		
	Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%

3 Resultados

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos ao longo do estudo e as previsões para os índices, adotados para classificar os investimentos nos vetores SA, QST e ER.

3.1 Vetor SA

Para este vetor foi estimada a END em duas situações (com e sem investimento). Foi também calculado o benefício de investir em SA, através dos custos evitados por compensação da END (valorizada regulamentarmente em 3000 €/MWh). Neste estudo foi considerada uma análise de sensibilidade ao cenário central. Para isso analisou-se o impacto de uma variação em torno do cenário central de mais 0,5% (c_SA Acum. +0,5%) e menos 0,5% (c_SA Acum. -0,5%), a partir de 2024. A Figura 2 compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada por não-investimento em SA com o valor de investimento anual acumulado em SA nos níveis AT e MT (período 2016-2050), para o Cenário Central de evolução da procura e Cenário 2 de Investimento. As barras/linhas a verde, amarelo e laranja representam os benefícios para a análise de sensibilidade referida atrás. No primeiro gráfico os benefícios são coincidentes porque os cenários de procura também são iguais até 2024.



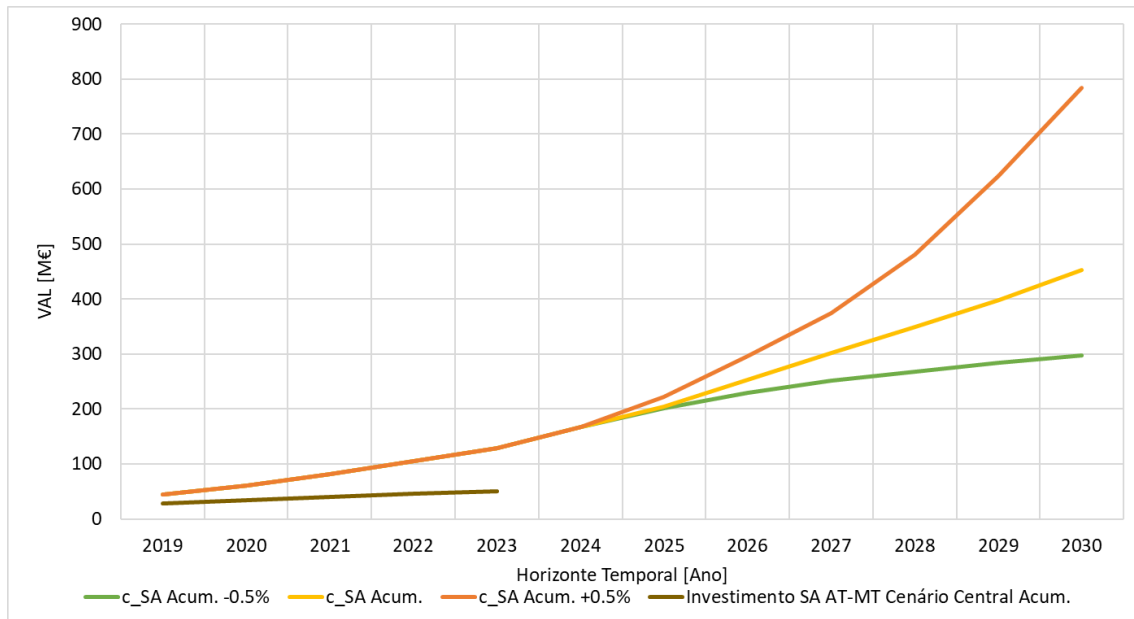


Figura 2 - Comparação entre a evolução anual acumulada do custo de potência cortada por não-investimento em SA com o valor de investimento anual acumulado em SA nos níveis AT e MT (período 2016-2030) – Cenário Central de evolução da procura e Cenário 2 de Investimento.

De acordo com a análise de sensibilidade ao cenário central verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento em SA efetuado no período (2019-2023).

3.2 Vetor QST

Esta secção sintetiza os resultados relativos aos índices SAIDI e TIEPI que caracterizam a rede em termos do vetor QST. Para além dos índices, foram também estimados os valores correspondentes às margens de confiança de 5% e de 95%, tal como se descreve na secção seguinte.

3.2.1 Margens de confiança

A estimativa das margens de confiança associadas aos índices SAIDI e TIEPI foi baseada na análise dos registos históricos dos incidentes. Isto permitiu inferir os valores dos limites para as margens de confiança de 5% e de 95%. A Figura 3 mostra a evolução histórica destes índices de 2008 a 2015, assim como as projeções obtidas para o intervalo de 2016 a 2022, para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%. Estas estimativas foram determinadas considerando os investimentos previstos no Cenário 2.

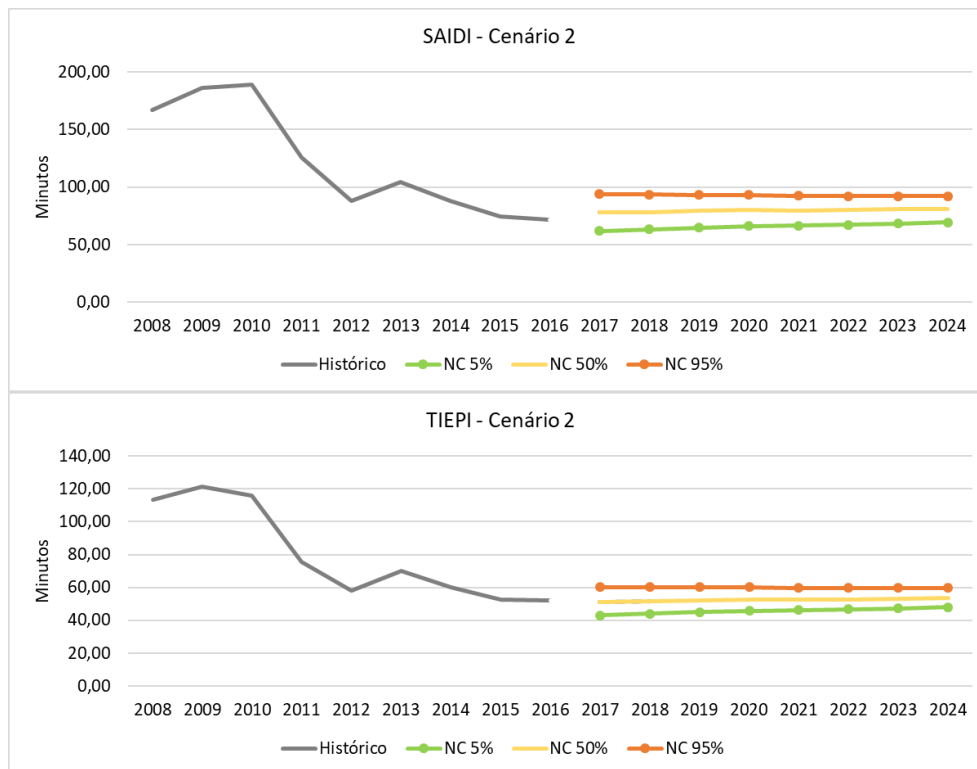


Figura 3 – Estimativa dos índices SAIDI e TIEPI para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%.

3.2.2 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios do investimento no vetor QST incluiu duas componentes. A primeira utiliza o conceito de evolução da END decorrente deste investimento em comparação à evolução da mesma, mas sem investimento neste vetor. A END é então valorizada de acordo com o previsto regulamentarmente, sendo a diferença entre as duas situações (com e sem investimento) considerada como a primeira componente do benefício.

A segunda componente considerada o impacto em termos do mecanismo incentivo à qualidade de serviço [7], baseado no indicador TIEPI. A comparação dos valores esperados de TIEPI nas situações com e sem investimento QST dá origem a um diferencial em termos de remuneração (incentivo). Este diferencial é assumido como a segunda componente do benefício.

Ambas as componentes são estimadas para um período de 30 anos, sendo os benefícios globais caracterizados em termos do Valor Atual Líquido (VAL).

Note-se ainda que esta análise não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias entre diferentes zonas do país. Embora se trate dum objetivo honorável (princípio da não-discriminação), a valorização deste aspeto em termos monetários é bastante complexa e sujeita a subjetividades.

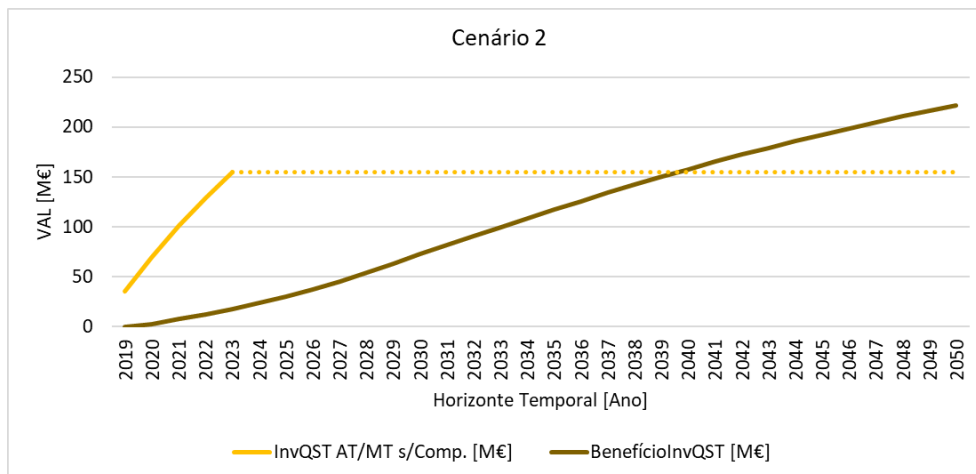


Figura 4 - Comparação entre a evolução do Benefício do investimento em QST, com o valor do investimento em QST nos níveis AT e MT, sem consideração das partições financeiras (horizonte temporal de 30 anos) – Cenário 2.

A Figura 4 sintetiza os resultados mais relevantes desta análise custo vs benefício. Verifica-se que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte de estudo- 30 anos, ultrapassam o investimento efetuado em QST no período 2019-2023.

3.3 Vetor ER

A Figura 5 apresenta a previsão da evolução das perdas técnicas na rede de distribuição, para o Cenário 2 de investimento. As projeções da evolução das perdas técnicas apontam para uma estabilização dos valores, em termos percentuais ao longo do período 2016-2022.

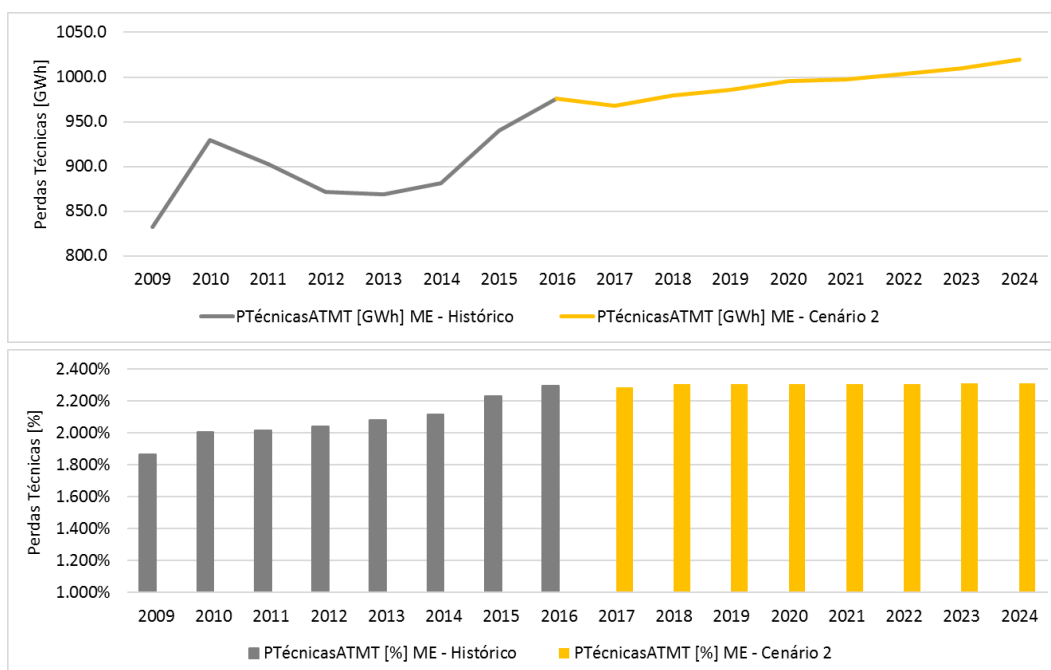


Figura 5 - Evolução das Perdas Técnicas AT/MT em GWh e em relação à Energia Distribuída [%], para o período de histórico entre 2008 e 2016, e para os três cenários de investimento entre 2017 e 2023.

A Figura 6 apresenta o benefício de longo prazo por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do PDIRD.

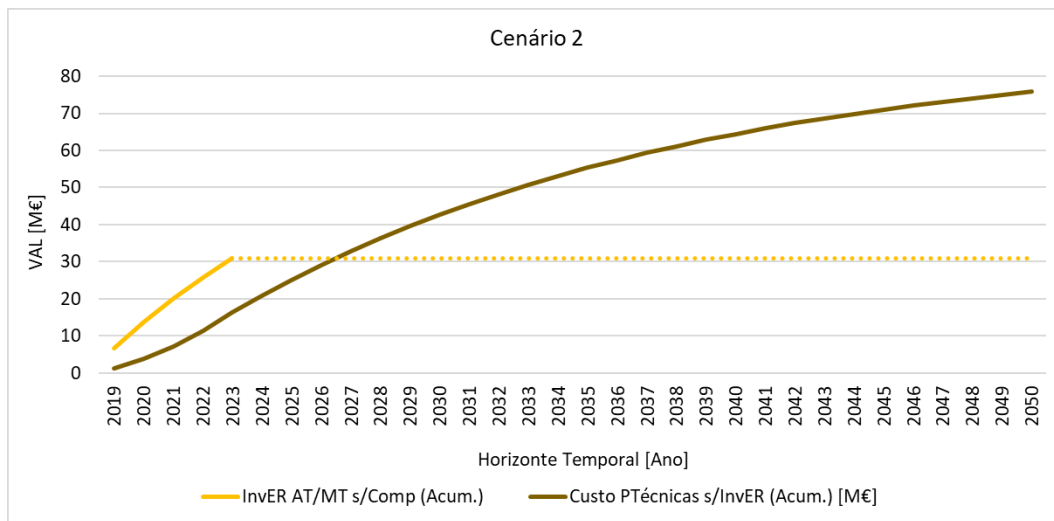


Figura 6 - Comparação entre a evolução do custo do incremento de perdas técnicas AT/MT por não investimento em ER, com o valor do investimento em ER nos níveis AT e MT (horizonte temporal de 30 anos) – Cenário 2.

3.4 Vetor EO

Os investimentos associados a este vetor visam obter benefícios efetivos na redução dos custos de operação da rede de distribuição. A construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder de forma mais rápida e adequada a eventuais incidentes tem grande impacto neste vetor, mas é de avaliação muito complexa.

O estudo de identificação e valorização de benefícios encontra-se em fase de desenvolvimento.

3.5 Vetor ANS

O vetor ANS inclui investimentos em dispositivos de monitorização e controlo de dispositivos inteligentes da rede que permitirão obter informação complementar, e também processamento e ações a nível local. Pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

O estudo de identificação e valorização de benefícios associados a este vetor encontra-se em fase de desenvolvimento.

4 Conclusões

Os modelos desenvolvidos neste estudo permitiram obter projeções para os indicadores adotados para os vetores SA, QST e ER, para o período de 2019 a 2023, tendo também sido monetizados os benefícios dos investimentos.

Os resultados da análise de monetização dos vetores SA, QST e ER mostram que os investimentos previstos são adequados. Pelo contrário, o desinvestimento (ou adiamento de investimentos) pode conduzir a consideráveis custos a longo prazo.

5 Referências

- [1] INESC TEC, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na Qualidade de Serviço, na Eficiência da Rede, na Eficiência Operacional e no Acesso a Novos Serviços”, Projeto Implnv2, Proposta de trabalho, maio 2017.
- [2] Pedro Carvalho, João Santana, Marcelino Ferreira, João Machado, Alexandre Dias, “Avaliação do comportamento da rede de distribuição face ao crescimento da produção distribuída”, INESC-ID, Lisboa, 8 de junho 2016.
- [3] João Santana, Pedro Carvalho, Alexandre Dias, “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST, 2018.
- [4] Nuno Fidalgo, Pedro Macedo, João Tomé Saraiva, Manuel Matos, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional”, Relatório Final – Síntese do Projeto *Implnv*, dezembro 2016.
- [5] João T. Saraiva, J. Nuno Fidalgo, Rúben A. Soares, Rui B. Pinto, “Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental – Análise de Benefício Custo e Planos de Implementação de Projetos Piloto”, Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC, junho de 2016.
- [6] EDP Distribuição, “Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico”, Portugal, Outubro 2013. [<https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/documentacao/Pages/RegulamentoQualidadeServico.aspx>]. [Acedido em março de 2018]
- [7] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço”, Regulamento n.º 3/2017, <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Paginas/default.aspx>. [Acedido em março 2018]

Página em branco

ANEXO 9.C – ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL



Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local

Índice

1	Introdução.....	4
2	Produtores AT/MT	5
2.1	Evolução temporal, fonte primária	5
2.2	Caracterização geográfica	7
2.2.1	Potência de ligação por concelho	7
2.2.2	Disponibilidade para novas ligações	11
2.2.3	Cobertura da potência de viabilidades face à capacidade da rede	15

1 Introdução

Analisam-se os pedidos de viabilidade de ligação na RND iniciados em 2012 até final de 2017, ao abrigo do decreto lei 215b/2015, caracterizando-se os pedidos na sua distribuição geográfica, em potência, fonte de energia e à luz da capacidade de recepção na RND bem como de potência comprometida na RND.

A potência pedida viabilizar (8.909MVA) é próxima da ordem de grandeza ponta do SEN (8.771MW em 2017, tendo que se a considerar a potência de PRE já ligada na RND, 4.890MVA e ainda 1.009MVA de potência comprometida com produtores não ligados que tomam a disponibilidade de potência para os pedidos de viabilidade., não se prevendo portanto possível a ligação da totalidade da potência requerida. A potência de viabilidades é muito concentrada geograficamente, 40% da potência distribui-se por 4 SE RNT, localizando-se a potência essencialmente no interior sul, fora dos centros urbanos. As quatro SE RNT onde se concentram 40% da potência de viabilidades (3.440MVA), são SE REN-Estremoz(1.301MVA), REN-Santarém (746MVA), REN-Évora (733MVA) e REN-F. Alentejo (660MVA). Dadas as potências, não será possível satisfazer a totalidade dos pedidos. Na RND afecta a SE RNT onde é declarada inexistência de capacidade de recepção, será possível ao Promotor ligar na RND através de PCAT em linhas AT existentes entre SE RNT e instalações de serviço particular (solução requerida por vários produtores nos últimos anos evitando a dificuldade construção de linhas), ou ligando diretamente em SE RNT, ou procedendo à adaptação da rede AT montante, ou ainda caso sejam anulados de Pontos de Recepção atribuídos de potência igual ou superior à requerida.

Para facilitar aos promotores identificar as áreas de menor concorrência com pedidos passados apresenta-se a *Tabela 2* com informação de capacidade na RND agregada por SE RNT, a potência comprometida e a potência analisada em viabilidades, bem com se apresenta graficamente a informação de capacidade de recepção combinada com a de potência analisada e informada a produtores. Os mapas sugerem que as redes a sul do rio Tejo ficarão esgotadas com as viabilidades já analisadas, a norte do rio Tejo, no interior do país tem algumas redes com reduzida disponibilidade (áreas onde foi ligada a geração eólica), a norte do rio Tejo no litoral não só há mais capacidade é maior como também existe menor concorrência de potência viabilizada.

2 Produtores AT/MT

Caracterizam-se as expectativas de ligação dos produtores nos níveis de tensão AT e MT. O período temporal considerado compreende os anos de 2012 (ano de promulgação do Decreto-Lei 215b/2012) a 31.12.2017.

2.1 Evolução temporal, fonte primária

Por forma a entender de que forma estão a evoluir as expectativas de ligação, começa-se por analisar a distribuição de pedidos por tecnologia de 2012-2017 (*Tabela 1*).

Tabela 1 Produtores AT/MT por fonte primária – Evolução de pedidos por ano

Fonte primária	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total (MVA)	
Biogás Biomassa Ondas Resíduos	0,0%	0,7%	0,4%	0,1%	2,1%	0,3%	56	1%
Hidroelétrico	0,0%	6,4%	2,6%	0,9%	0,4%	0,1%	50	1%
Cogeração	100,0%	2,8%	6,3%	3,1%	0,5%	1,1%	158	2%
Eólico	0,0%	1,5%	5,2%	0,0%	6,7%	5,2%	405	5%
Solar Fotovoltaico	0,0%	88,6%	85,5%	95,9%	90,2%	93,2%	8241	92%
Total (MVA)	10	214	478	1465	1584	5158	8909	100%

Apesar das várias tecnologias disponíveis, regista-se maior interesse na tecnologia solar fotovoltaica, sendo a tecnologia de eleição (91% da potência de ligação no período considerado).

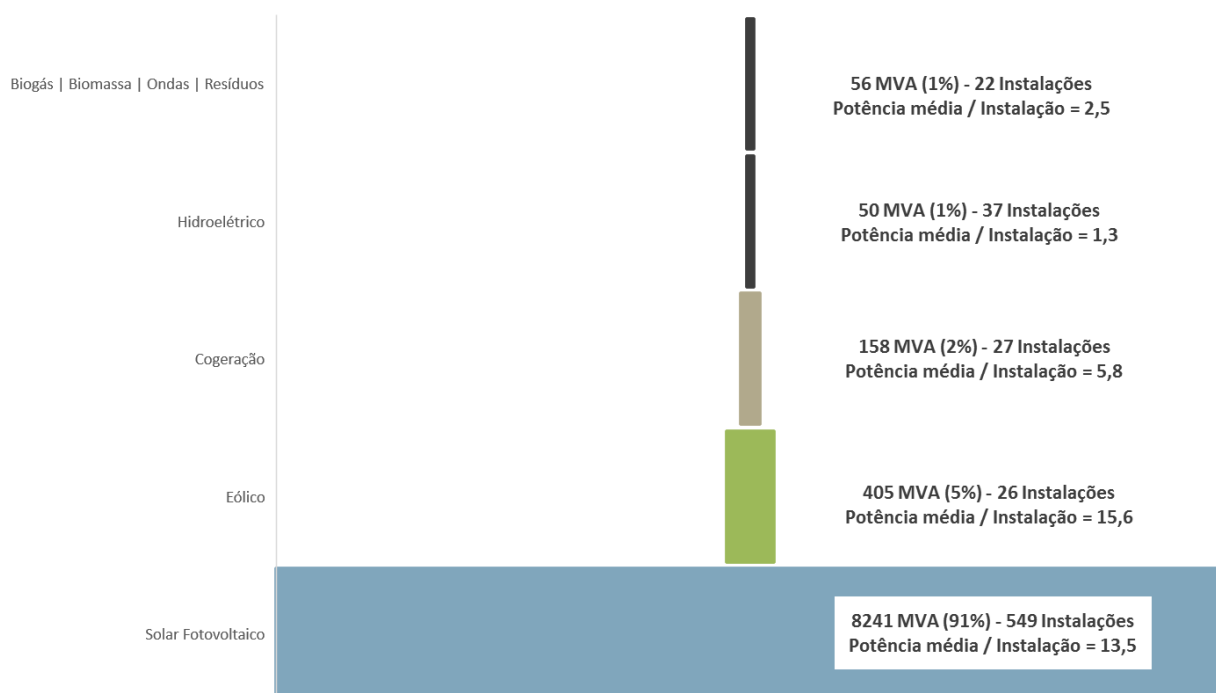


Figura 1 Pedidos de ligação de potência por ano

Pode-se perceber pela Figura 2 o crescente interesse nestas ligações, com especial enfoque nos últimos três anos.

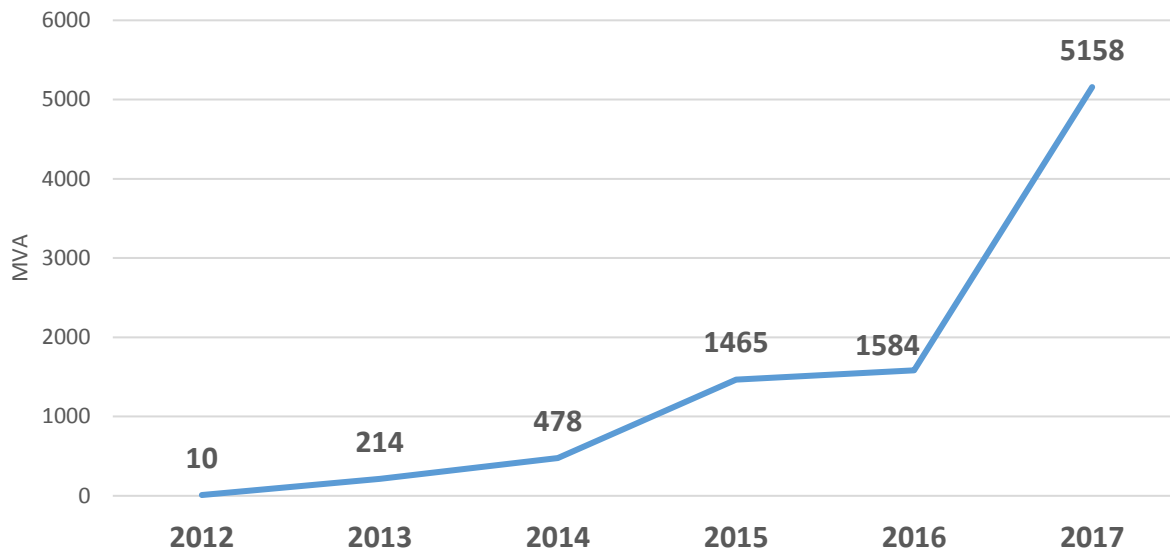


Figura 2 Viabilidades, Potência de Ligação anual

A mesma informação desagregada por concelhos permite verificar uma clara tendência de pedidos a sul do país (ponto 2.2.1 Potência de ligação por concelho). O que excetuando a zona de Lisboa, poderá não ser consentâneo com o mapa de consumo do país.

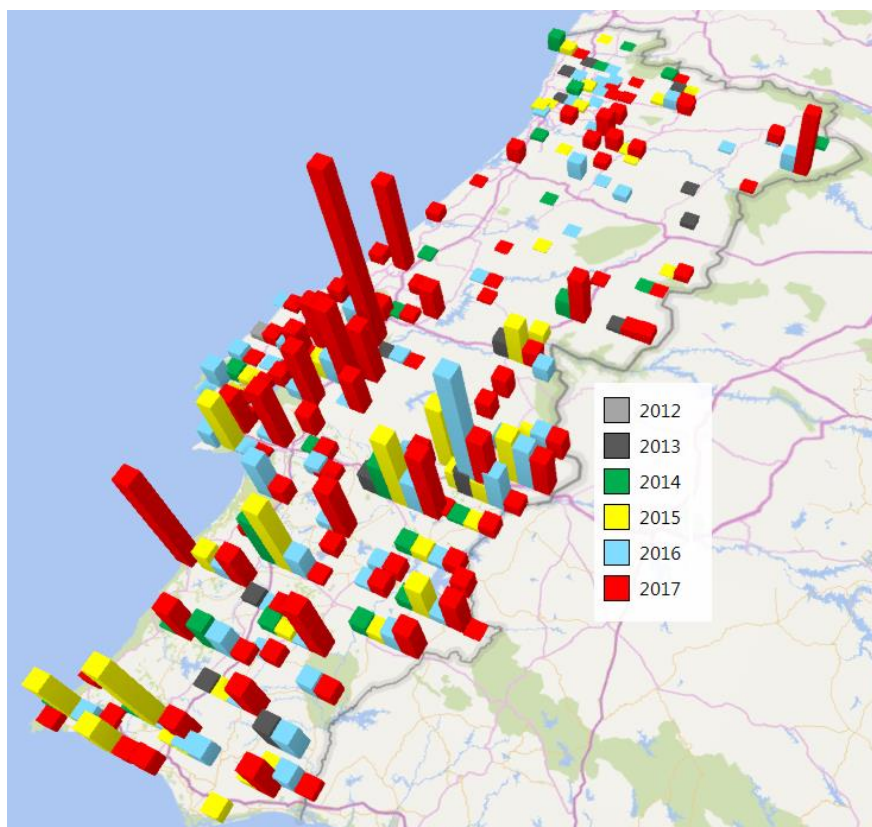


Figura 3 Viabilidades, Potência de Ligação por ano e por concelho

2.2 Caracterização geográfica

2.2.1 Potência de ligação por concelho

Caracteriza-se a distribuição geográfica dos pedidos de viabilidade nas duas figuras apresentadas em seguida. Na Figura 4 apresenta-se a distribuição dos pedidos de viabilidade pela potência no concelho de localização do Centro Eletroprodutor, observando-se que a esmagadora concentração de potência encontra-se em concelhos a sul do rio Tejo. Na Figura 5, apresenta-se a potência de viabilidades agregada pela correspondente Subestação da RNT, observando-se que a potência de pedidos de viabilidade está muito concentrada geograficamente, em quatro SE RNT concentram-se 40% da potência de viabilidades (3.440MVA), são elas as SE Estremoz (1.301MVA), Santarém (746MVA), Évora (733MVA) e F. Alentejo (660MVA).

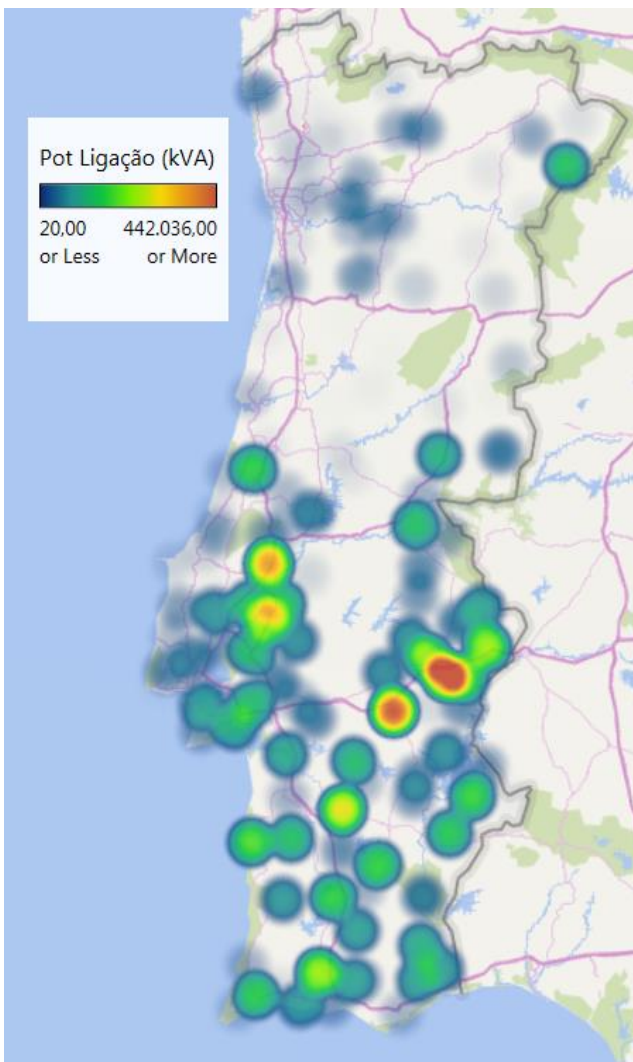


Figura 4 Potência ligação RND por Concelho

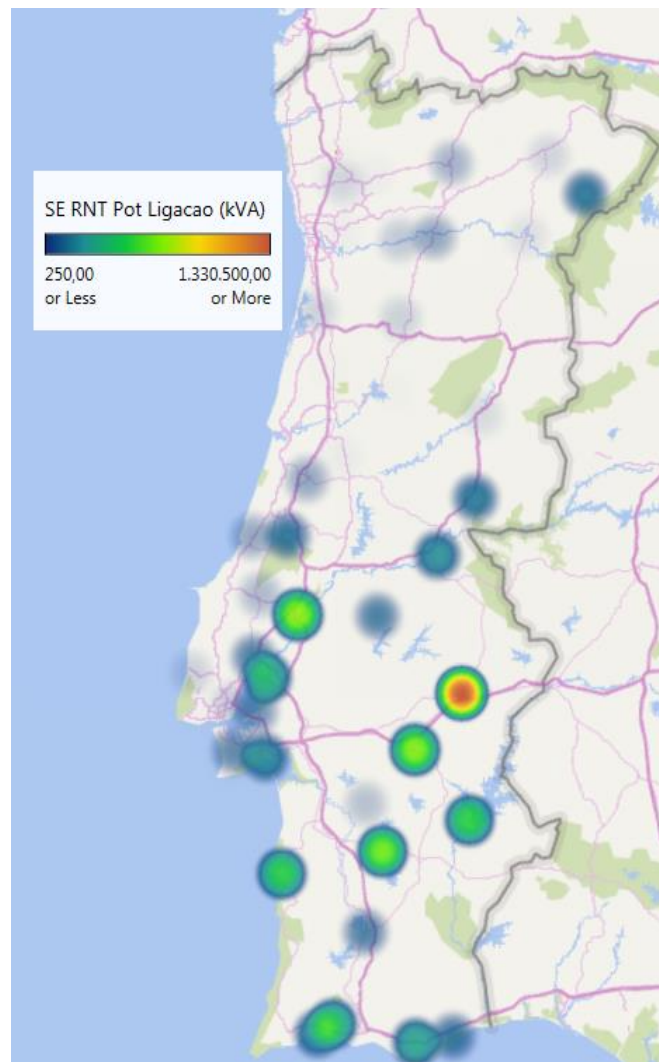


Figura 5 Potência ligação RND agregada por SE RNT

Na tabela seguinte apresenta-se a capacidade de recepção da RND agregada por cada Subestação da RNT, apresenta-se a potência comprometida para ligação de futuros Centro Electroprodutores que já possuem Licença de Produção ou Ponto de Recepção atribuído e apresenta-se a potência analisada em viabilidades de ligação de novos produtores. A informação prestada permite aos novos produtores inferir onde terão/não terão concorrência com pedidos de viabilidade já informados.

Os valores da Tabela apresentada não são comparáveis com o resumo das tabelas do Anexo 6, por dois motivos. Enquanto a primeira tabela inclui todos os Produtores com ligação na RND, a segunda inclui apenas os Produtores que ligam na RND em instalações da RND não sendo contabilizados os Produtores que ligam em instalações da RNT através de linhas de serviço público. Outro motivo que justifica a diferença entre tabelas é a repartição da capacidade de um grupo de SE afeto a uma malha entre Subestações da RNT ser um exercício que forçosamente incorre numa aproximação e consequentemente surgem diferentes repartições de capacidade entre Subestações da RNT. Por exemplo, no grupo de SE Turquel, SE Cela e SE Alcobaça, alimentadas em malha pelas Subestações R. Maior (REN) e Batalha (REN), a capacidade de 25,7MVA pode ser tomada de diferentes formas entre as SE da RND, com consequentes diferentes repartições entre as SE R.Maior (REN) e Batalha (REN).

Tabela 2 Capacidade de receção da RND, Potência Comprometida e Potência Analisada em Viabilidades

Zona de Rede	Subestação RNT	Capacidade RND 31.12.2018 [MVA]	Potência Comprometida RND [MVA]	Potência Analisada Viabilidades [MVA]
2	Feira	129	24	25
3	Valpaços	5	16	1
4	Frades	30	0	7
5	Pedralva	7	4	0
6	Oleiros	273	17	9
6	V. Fria	43	40	38
8	Recarei	161	2	5
9	Custóias	303	3	3
9	Prelada	208	1	0
9	Vermoim	166	28	6
10	Fafe	84	5	6
10	Riba de Ave	226	45	18
11	Ermesinde	290	7	0
12	Canelas	285	1	2
13	Torrão	236	3	42
14	Carrapatelo	63	5	34
15	Valdigem	97	29	66

Zona de Rede	Subestação RNT	Capacidade RND 31.12.2018 [MVA]	Potência Comprometida RND [MVA]	Potência Analisada Viabilidades [MVA]
15	Vila P. Aguiar	35	5	55
16	Macedo	18	13	24
16	Mogadouro	64	7	264
17	Pocinho	18	25	16
18	Bodiosa	106	38	20
19	Chafariz	0	5	0
19	V. Chã	34	18	49
19B	Ferro	83	15	50
20	Tábua	27	7	3
22	Paraimo	37	76	79
23	Estarreja	139	20	31
24	Mourisca	94	15	25
25	Penela	0	16	6
25	Pereiros	146	18	11
26	Lavos	89	0	12
27	Pombal	96	13	67
29	Batalha	172	40	150
30	Zêzere	59	49	133
31	C. Branco	31	25	147
32	Falagueira	8	46	260
35	Santarém	87	39	746
35A	Carregado	264	47	146
36	R. Maior	81	36	48
37	Fanhões	166	9	75
38	Carvoeira	18	17	14
39	Alto Mira	254	9	20
39	Sete Rios	195	4	2
39	Zambujal	203	0	2
40	Trajouce	276	2	1
41	Carriche	122	2	2
42	Sacavém	243	3	29
42	Alto São João	204	0	0

Zona de Rede	Subestação RNT	Capacidade RND 31.12.2018 [MVA]	Potência Comprometida RND [MVA]	Potência Analisada Viabilidades [MVA]
43	P.Alto	5	14	372
44	F. Ferro	199	15	115
44	Trafaria	147	1	1
45	Setúbal	223	3	227
46	Alcochete	183	9	133
47	Sines	93	16	616
48	Évora	37	62	733
48A	Estremoz	172	34	1301
49	Alqueva	98	1	549
51	F. Alentejo	61	16	660
52	Ourique	13	0	86
53	Estoi	272	21	289
53	Tavira	74	0	85
54	Portimão	36	6	222
54	Tunes	248	4	400
Total		7836	1051	8538

O valor considerado de capacidade de receção de potência na RND refere-se à capacidade em instalações de serviço público 60kV, Subestações AT/MT ou Postos de Corte AT, por conseguinte não considera a capacidade existente em linhas 60kV da RND ligadas entre Subestações RNT e instalações de serviço particular.

Foram excluídos desta análise os pedidos de viabilidade de ligação na RND rejeitados pelo ORT por falta de capacidade na RNT, consequentemente a potência de viabilidades declarada reduz-se de 8.909MVA (referência para a *Tabela 1*) para 8.538MVA.

Sobre os totais da tabela apresentada, observa-se que o total de potência em viabilidades (8.539MVA) é próximo da ponta do SEN, consequente e naturalmente, independentemente da capacidade da RND não será possível atender à totalidade das expectativas de ligação. A potência dos pedidos de viabilidade está muito concentrada geograficamente, em quatro SE RNT concentram-se 40% da potência de viabilidades (3.440MVA), são elas as SE Estremoz (1.301MVA), Santarém (746MVA), Évora (733MVA) e F. Alentejo (660MVA), sendo a total capacidade de receção na RND afeta a estas SE da RNT 172MVA, 87MVA, 37MVA e 61MVA respectivamente

Importante observar que a limitação de potência na RND pode ser ultrapassada pela ligação na RND através de PCAT em linhas AT da RND existentes entre SE RNT e instalações de serviço particular (solução requerida por vários produtores nos últimos anos, evita a dificuldade construção de linhas),

Importante observar que o valor dos pedidos de viabilidade é um majorante do real, pois para o mesmo promotor e mesmo local poderão existir múltiplos pedidos de viabilidade de diferentes potências, realizados simultaneamente.

2.2.2 Disponibilidade para novas ligações

Com o propósito de facilitar a ligação de novos Centros Electroprodutores, identificam-se as áreas, com informação de capacidade de receção na rede RND afectada à SE RNT representada no mapa (Figura 8 e Figura 9) e de potência de viabilidades já analisada (Figura 6 e 7).

Porque as potências são muito diferentes entre as áreas urbanas da Grande Lisboa/Grande Porto e o restante país, apresenta-se a análise separada, enriquecendo a representação gráfica das potências envolvidas.

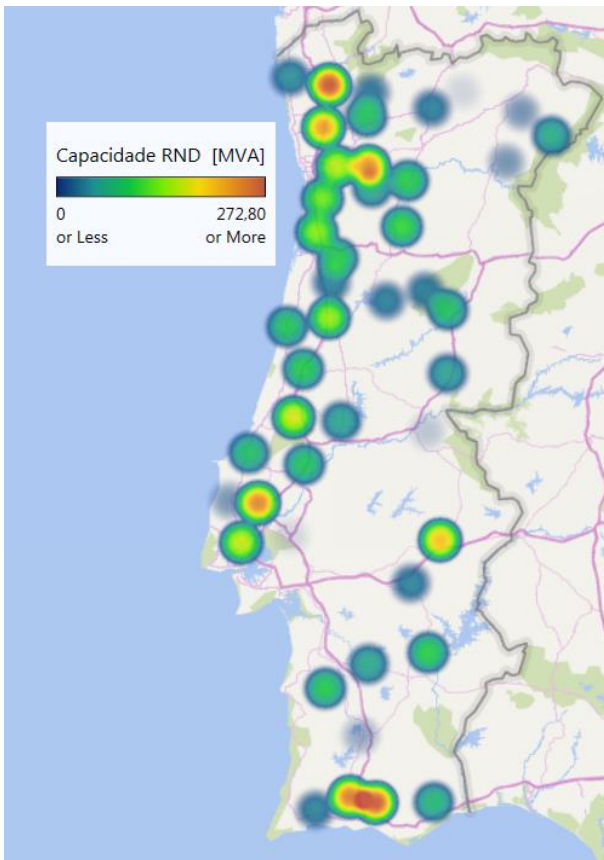


Figura 8 Capacidade RND por SE RNT

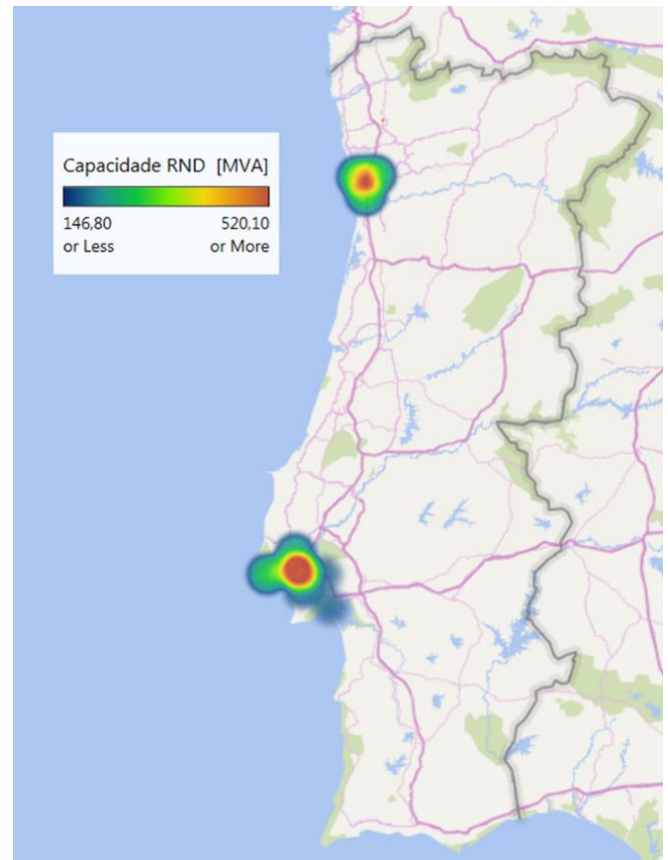


Figura 9 Capacidade RND por SE RNT (Lisboa/Porto)

2.2.3 Cobertura da potência de viabilidades face à capacidade da rede

Define-se o indicador de “cobertura de potência”, como o quociente entre a potência de viabilidades e a capacidade da rede disponível para ligar potência de geração adicional. Apresenta-se no mapa seguinte a cobertura de potência na RND afectada a cada SE da RNT. As áreas coloridas a vermelho são áreas onde a potência analisada para viabilizar é superior à capacidade da RND e por conseguinte novos pedidos terão concorrência dos pedidos já analisados. Por oposição, áreas verdes/azuis, são áreas onde a potência analisada em viabilidades é inferior à potência da RND, consequentemente uma nova viabilidade concorrendo com as passadas poderá não esgotar a capacidade da rede.

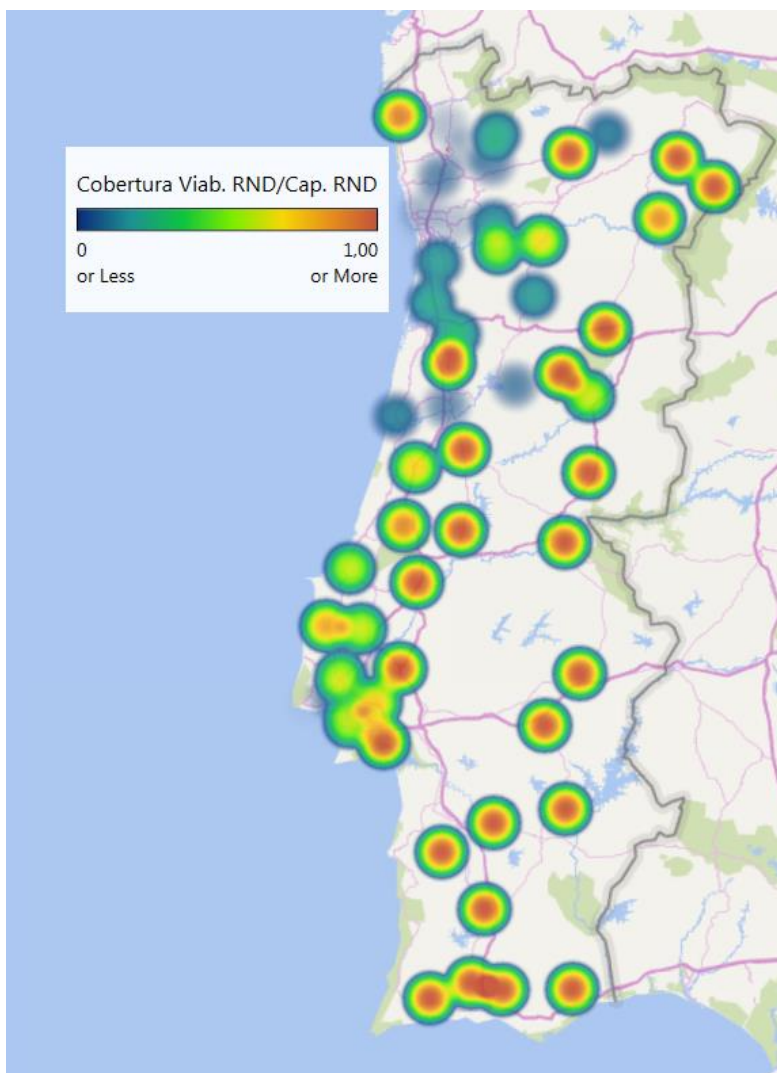
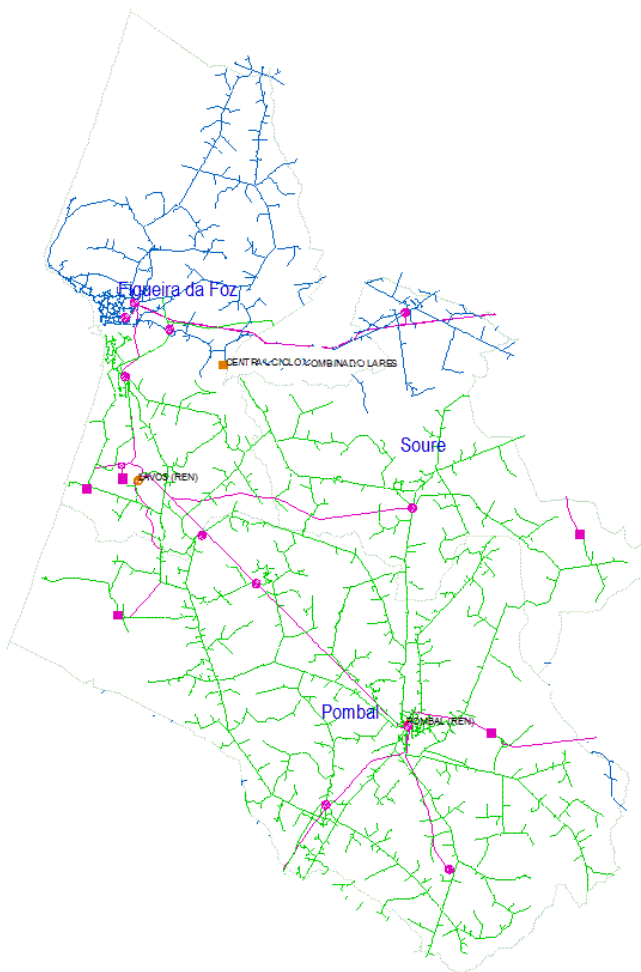


Figura 10 Cobertura Viabilidades/Capacidade RND

ANEXO 9.D – BALANÇO INTERCALAR DOS BENEFÍCIOS ESTIMADOS DECORRENTES DA IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL

PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL

SUMÁRIO EXECUTIVO RELATÓRIO DE IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS



ABRIL 2018

Sumário Executivo

A tempestade do Gong ocorrida em 2013 causou grandes estragos nas Linhas Aérea AT e MT., neste enquadramento e no âmbito de diversos estudos de avaliação de risco e mapeamento das linhas elétricas, constatou-se que havia árvores de cujo porte, implantação ou estado, mesmo que situadas fora de faixa, podem vir a danificar as linhas aéreas aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

Os referidos Estudos motivaram a criação do presente Projeto, designado por Projeto Piloto do Louriçal, que visa aumentar a resiliência da Rede Elétrica através de intervenções de reflorestação, após o corte de árvores, que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das linhas elétricas AT e MT.

O principal objetivo geral deste projeto foi o desenvolvimento de ações de “identificação e caracterização das áreas envolvidas das Faixas de Proteção, o *Buffer de Gestão de Risco* (BGR), onde o Tipo de Coberto Florestal constitua risco para as Linhas Aéreas de AT e MT, para proceder a intervenções acordadas com os Proprietários na Zona do Louriçal, de modo a antecipar, prevenir e mitigar os prováveis efeitos”.

A metodologia de implementação do “Projeto Piloto do Louriçal” assentou na definição e concretização de 6 sub projetos cuja síntese e caracterização descrevemos:

1. Plataforma SGIF.
2. Identificação do BGR.
3. Modelo de Avaliação (B/C) para o BGR.
4. Documento de suporte ao Acordo de Indemnização / Contrato
5. Delimitação das Parcelas e Identificação dos Proprietários no BGR.
6. Definição das Tarefas para a Implementação do BGR.

Os 6 subprojetos foram implementados com sucesso, definidas as metodologias partiu-se para a implementação do piloto que seguiu o processo da Fig. 1.

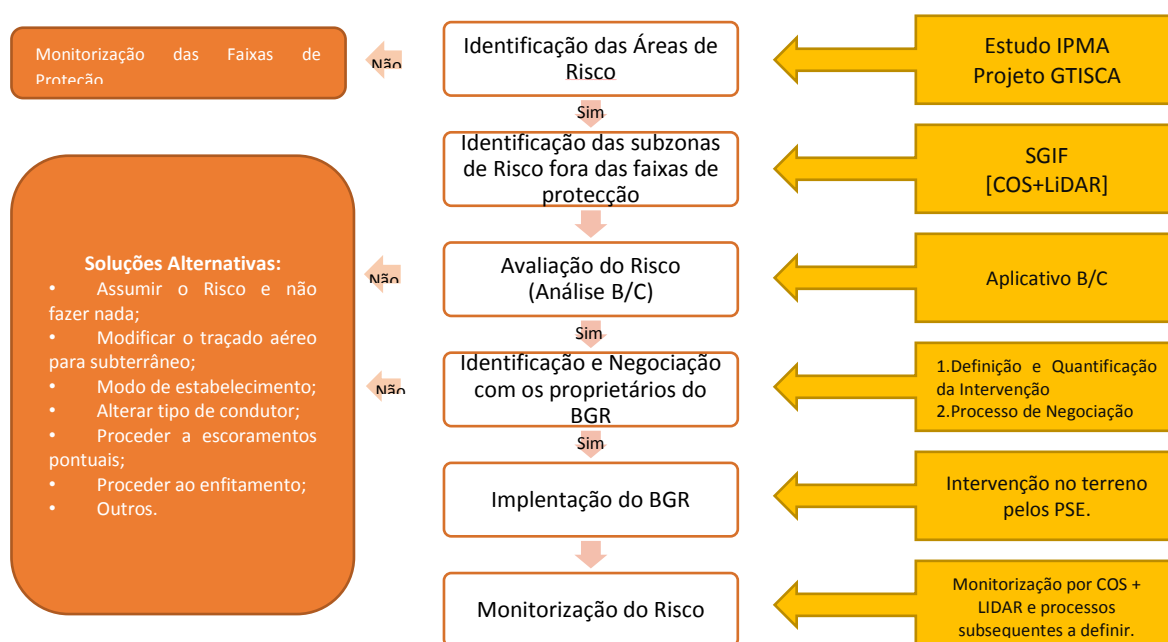


Fig. 1 Processo de Implementação

As áreas de risco vulneráveis a eventos extremos foram identificadas no estudo do IPMA considerando outras condicionantes, as subzonas de risco (BGR) fora das faixas de proteção foram identificadas utilizando a análise de dados avançada baseada na tecnologia- LiDAR e a Cartografia de Ocupação de Solo (COS). Foi realizada uma análise técnico-económica de forma a verificar se as intervenções no BGR se justificarem (nem todas se justificavam). As parcelas dos BGR a serem implementados foram identificadas, a negociação é realizada e por fim executaram-se as intervenções nessas áreas utilizando os manuais de boas práticas nas faixas de proteção.

A identificação e negociação com os proprietários foi considerada desde o início como uma das partes mais críticas neste processo. Com o envolvimento de todos os stakeholders, foi possível garantir o sucesso na disseminação do conceito com a comunidade e com os proprietários e, por conseguinte, o processo de negociação com os proprietários.

Em concreto em termos de realização de intervenções no terreno até ao fim do ano de 2017 foram as seguintes:

- Foram delimitadas 572 Parcelas, com 22,4 ha de BGR, em 3 linhas com a extensão de 91 Km.
- Foram abordados 105 proprietários, dos quais foi possível fechar 81 Acordos de intervenção, representando 69% estando 21% em negociação. 11 Proprietários não autorizaram, até esta data, a intervenção, representando 10%.
- Foram realizadas 81 intervenções efetuadas ao longo das 3 linhas numa área de 21.637 m².

Em termos de resultados face aos objetivos descritos, relativo às áreas já parcialmente intervencionadas com a implementação do “BGR- Buffer de Gestão de Risco”, poderemos apresentar como amostra significativa e credível a situação que passamos a descrever:

Nos dias 10, 11 e 12 de dezembro de 2017 ocorreu nesta região do Louriçal o temporal Ana. Decorrente deste evento extremo, as 3 ocorrências/avarias, registadas na referida linha de Torneira I foram localizadas em locais onde os BGR estão identificados, mas ainda não foram intervencionados.

- No evento extremo Gong a linha Torneira I teve um total de 5 minutos em 2011;
- No evento Steffanie em 2014 teve praticamente 0 minutos (1 ocorrência):
- No evento Ana em 2017 teve 0.019 minutos devido a três ocorrências. Destas 3 ocorrências registadas 2 delas tiveram origem em queda de árvore sobre as linhas e a outra foi devida a projeção e embate sobre a linha de uma casca de eucalipto.

Contudo e como referido, as 2 ocorrências devido a queda de árvore registaram-se em locais com o BGR identificado, mas ainda não implementado.

A ocorrência devida á projeção de uma casca de eucalipto não podemos assegurar a sua inevitabilidade com a implementação do BGR.

Ressalvando, as dificuldades de comparação detalhada dos eventos, a dimensão da amostra e em face das causas das ocorrências traduzidas em avarias poderemos concluir objetivamente por uma redução muito significativa do tempo de indisponibilidade da linha em 2017 face a 2011. Acresce ainda concluir que se os BGR tivessem já sido implementados teríamos um risco evitável em pelo menos 80% nas duas ocorrências face ao tipo da causa das avarias verificadas.

As metodologias, implementação e resultados do projeto piloto do Louriçal têm sido divulgados em diferentes fóruns europeus, nomeadamente no CIRED e na T&W Magazine.

Poderemos considerar, na decorrência dos processos que integraram este “Projeto Piloto do Louriçal”, as conclusões seguintes:

- a) Elevado nível de envolvimento e receptividade dos Stakeholders com especial relevo para as Autarquias (Câmaras Municipais e Juntas de Freguesia);
- b) A metodologia adotada e a comunicação de proximidade foram determinantes, dado que na amostra de 108 proprietários contatados, apenas 10% não aderiram às propostas, havendo já uma adesão de cerca de 70% traduzida em Acordos celebrados;
- c) Os subprojectos foram implementados com sucesso
- d) A totalidade das questões técnicas associadas á definição, caraterização e localização das intervenções (BGR), está resolvida, testada e implementada;
- e) A inexistência de cadastro rústico não constituiu impedimento á concretização do processo de identificação de limites de parcelas, dos proprietários e dos respetivos contatos. Contudo deveremos considerar como constrangimentos, os maiores, tempos de execução e recursos envolvidos, traduzidos em custos acrescidos;
- f) Está garantido através de uma Plataforma e respetiva APP, o suporte para registo, de dados e da informação relativas ao ciclo (Planeamento, execução, validação e monitorização) associado aos BGR;
- g) A definição e criação das condições prévias necessárias á implementação das intervenções no terreno, foram penalizadas em termos de tempo de elaboração, devido ao seu carater inovador e experimental;
- h) O desenvolvimento em roll-out das intervenções no terreno, foi e está sendo, fortemente condicionado por fatores exógenos, para os quais a Direção do projeto ainda não encontrou as respostas adequadas.
- i) A execução do projeto está dentro do orçamento previsto.

ANEXO 9.E – PREDICTING TRANSFORMER HEALTH (PATH)

PATH

Predicting Transformer Health

18 de Abril de 2018



Sumário Executivo

O projeto PATH teve como foco a análise de condição do transformador numa perspetiva descritiva (curto prazo) e preditiva (longo prazo) tendo por base a modelação e estimação da sua condição. Ao longo do projeto foram atingidos os seguintes objetivos:

- Caracterizar a condição dos diferentes transformadores AT/MT;
- Identificar os fatores estatisticamente significativos que afetam a fiabilidade dos transformadores AT/MT;
- Comparar a importância de cada fator;
- Estimar a condição do transformador no curto e longo prazo;
- Estabelecer relações de causa-efeito;
- Prever a fiabilidade dos sistemas considerados em função dos fatores identificados.

Para além destes objetivos, existia também a expectativa de que o trabalho realizado acrescentasse benefícios intangíveis como a divulgação dentro da equipa de trabalho das melhores práticas em engenharia da fiabilidade e a disseminação de *know-how* avançado dentro da área.

Análise de Condição de Curto Prazo

Para analisar a condição do transformador numa perspetiva de curto prazo concluiu-se que seria interessante alocar uma maior ênfase nas análises do DGA, visto que estas permitem detetar indícios de potenciais falhas internas. Com base nos dados disponibilizados e na melhoria do conhecimento sobre a análise de condição do equipamento, foram desenvolvidos métodos de controlo para os vários resultados dos testes de modo a prever defeitos e falhas. Para além disso, procurou-se identificar algumas condições e padrões registados no histórico, de forma a tornar a análise de condição do transformador mais robusta. O algoritmo desenvolvido agrega cinco ideias essenciais:

1. Determinar se o transformador apresenta ou não indícios de falhas/defeitos;
2. Diagnosticar a condição do transformador tendo por base os métodos existentes na literatura com base na análise do DGA;
3. Perceber qual o impacto de concentrações passadas no transformador;
4. Calcular a nota final do transformador tendo por base o diagnóstico, o histórico e a concentração absoluta dos gases;

5. Avaliar o grau de confiança com que é atribuído o diagnóstico ao respetivo transformador.

A condição do transformador é calculada numa escala de [0;10], sendo 0 a melhor nota possível e 10 a pior. Dos dados utilizados do DGA para alimentar o modelo, apenas seis gases são utilizados para analisar a condição do transformador dado que são os que têm mais preponderância na deteção de falhas internas:

- H₂ (Hidrogénio)
- CH₄ (Metano)
- CO (Monóxido de carbono)
- C₂H₂ (Acetileno)
- C₂H₄ (Etileno)
- C₂H₆ (Etano)

Analisando os dados do DGA disponibilizados através do algoritmo da análise de condição (os dados correspondem a um horizonte temporal até ao ano de 2014), foi possível ter uma perceção da situação atual dos transformadores em pior condição. Considerando que a nota de condição mais gravosa que um transformador pode ter é 10, podemos verificar na Tabela 1 que o transformador que se encontra em pior condição era o PEGÕES 3 com uma nota de 7,5. O nível de confiança atribuído pelo modelo também permite entender qual o grau de assertividade com que é dada a avaliação da condição do transformador. A confiança atribuída à nota é dada por três níveis distintos: “Muito Elevada”, “Elevada” e “Moderada” sendo que a última é o nível mais baixo de confiança do algoritmo. A confiança é medida de acordo com a concordância no diagnóstico de falha/defeito dos métodos existentes na literatura que são aplicados às análises de óleo recolhidos.

Tabela 1 - Top 20 transformadores AT/MT com pior classificação obtida através do algoritmo de condição

Transformador	Nota de condição	Confiança da nota
SE PEGÕES 3	7,5	Muito Elevada
SE REBORDOSA 3	7,4	Muito Elevada
SE PORTEL 1	7,3	Muito Elevada
SE LOUSÃ 1	7,2	Muito Elevada
SE CAMARATE 2	7,0	Moderada
SE MEIMOA 1	6,7	Elevada
SE POCINHO 1	6,6	Muito Elevada
SE BOAVISTA (PRT) 2	6,6	Moderada
SE ALCÁÇOVA 4	6,6	Muito Elevada
SE ALHANDRA 1	6,5	Moderada

SE GLÓRIA 1	6,5	Elevada
SE SÃO TEOTÓNIO 1	6,5	Moderada
SE CERRO CALVÁRIO 1	6,4	Moderada
SE ERMAL 2	6,3	Elevada
SE FÁTIMA 1	6,3	Muito Elevada
SE ARCO CARVALHÃO 2	6,2	Muito Elevada
SE BIRRE 2	6,1	Elevada
SE CUBA 2	6,1	Elevada
SE GRÂNDOLA 2	6,1	Elevada
SE BARREIRO 2	6,1	Moderada

Na Figura 1 que se segue é possível observar a distribuição da condição dos transformadores, sendo que apenas estão representadas no histograma as últimas notas de cada transformador. É importante referir que o algoritmo analisou 498 transformadores, uma vez que os restantes não cumpriam todas as necessidades de dados para a sua análise.

Análise de Condição de Longo Prazo

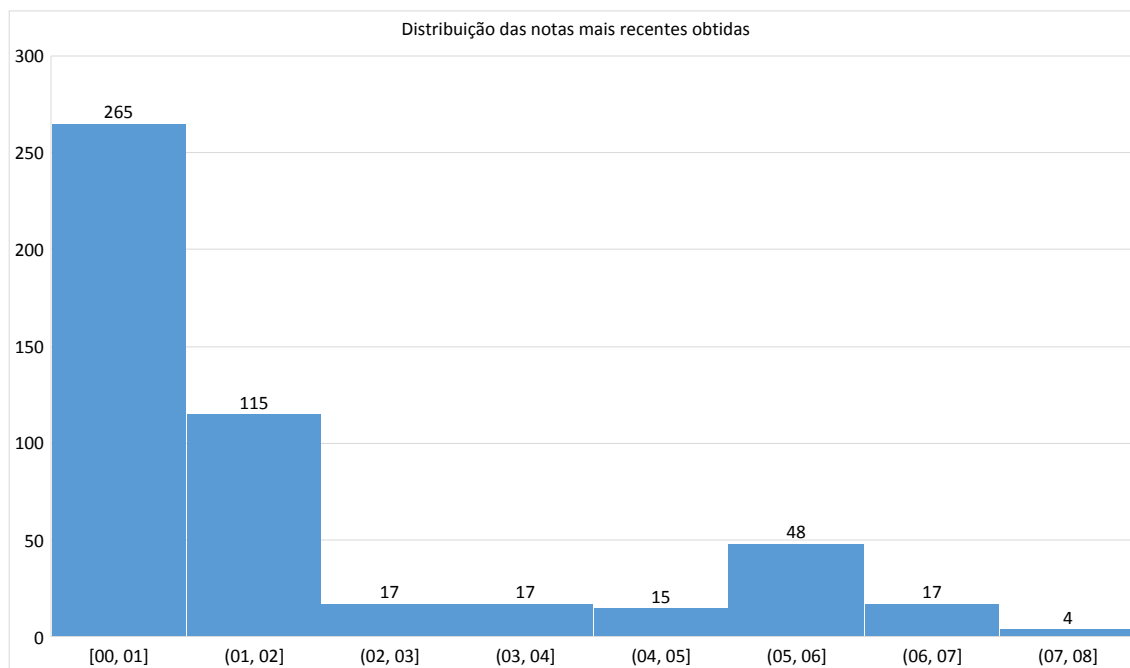


Figura 1 - Panorama atual da condição dos transformadores

No que se refere à caracterização do transformador numa perspetiva de longo prazo, optou-se pela análise da condição do papel de isolamento do transformador. Considerou-se essencial que no modelo desenvolvido estivessem incorporados os fatores que potencialmente mais afetam a condição do papel e como estes interagem entre si. Este mesmo modelo, para além dos fatores considerados na análise, é capaz de realizar uma análise preditiva da condição de papel do transformador ao longo do tempo. Deste modo, o modelo desenvolvido permite calcular a condição do papel num horizonte temporal de 5 anos, e foi designado por RUL (*Remaining Useful Life*).

No decorrer do projeto foram realizadas diversas sessões de *brainstorming* pela equipa de trabalho de modo a fazer o levantamento dos fatores que podem ter influência na condição do papel dos transformadores. Destas sessões foram identificados os seguintes fatores com potencial impacto na condição do transformador:

- Dados de carga;
- Ano de Fabrico;
- Características físicas do transformador;
- Qualidade do óleo;
- Regime de carga;
- Ensaios elétricos;

Para além destes fatores outros houve que, tendo sido equacionados, não foram considerados neste modelo devido à escassez de registos para que se possa considerar a informação representativa. Um bom exemplo disso é a que se refere aos dados das intervenções de manutenção que ocorreram nos transformadores.

O cálculo da previsão da condição do transformador é efetuado através do histórico de envelhecimento do papel (modelo teórico de degradação) conjugado com os fatores que influenciam essa mesma degradação. Fundamentalmente, o modelo desenvolvido pela equipa de projeto calcula o Δd de degradação do papel e usa k registos históricos dessa mesma degradação para fazer o *forecast* no período estabelecido t . Posteriormente o cálculo do RUL é feito tendo por base a curva teórica de *Degree of Polymerization* (DP) do papel. A fórmula de cálculo final que permite efetuar a previsão do RUL é dada pela seguinte equação:

$$RUL_{t+k} = 60 * \frac{1200 - DP_t^{teorico} * \Delta d_k(t)}{1200 - 120} \quad (1)$$

Conforme os dados vão sendo recolhidos e introduzidos na base de dados para um determinado transformador, o modelo vai ajustando dinamicamente a curva de base teórica de forma a avaliar e prever a condição do transformador.

Analisando os dados que permitem avaliar a condição do papel através do modelo desenvolvido, na Tabela 2 é possível encontrar os 20 transformadores que apresentam uma degradação expectável mais avançada do papel (RUL) num horizonte de 5 anos. O cenário mais conservador para cada um dos transformadores também é observada na Tabela 2, sendo considerado um desvio padrão para o cálculo dos cenários.

Tabela 2 - Transformadores que apresentam uma maior degradação do papel

Transformador	Ano limite de troca Cenário conservador	Ano limite de troca Cenário Expectável
SE TELHEIRO 1	2020	2023
SE VIDIGUEIRA 1	2021	2024
SE FRANCE 1	2021	2024
SE SANTA MARTA 1	2022	2025
SE MOGADOURO 1	2022	2026
SE ALCOITÃO 2	2022	2026
SE SERPA 1	2022	2026
SE JANAS 2	2022	2026
SE TERROA 1	2023	2026
SE ALHANDRA 1	2023	2026
SE SABUGO 1	2023	2026
SE PRAÇA FIGUEIRA 2	2023	2026
SE ESTREMOZ 1	2023	2026
SE ALHANDRA 3	2023	2026
SE SÃO SEBASTIÃO 2	2023	2026
SE JANAS 1	2023	2026
SE ENTRONCAMENTO 1	2023	2026
SE ABÓBODA 2	2023	2027
SE TERENA 2	2023	2027
SE ERMAL 1	2023	2027

Com os resultados obtidos é possível perceber que existe um conjunto transformadores que devem ser substituídos num horizonte de 5 anos, uma vez que se prevê atingirem um estado que se considera como o final de vida útil. Na Figura 2 é possível observar a estimativa do ano em que a condição do papel do transformador entra num estado mais crítico considerando o cenário expectável.

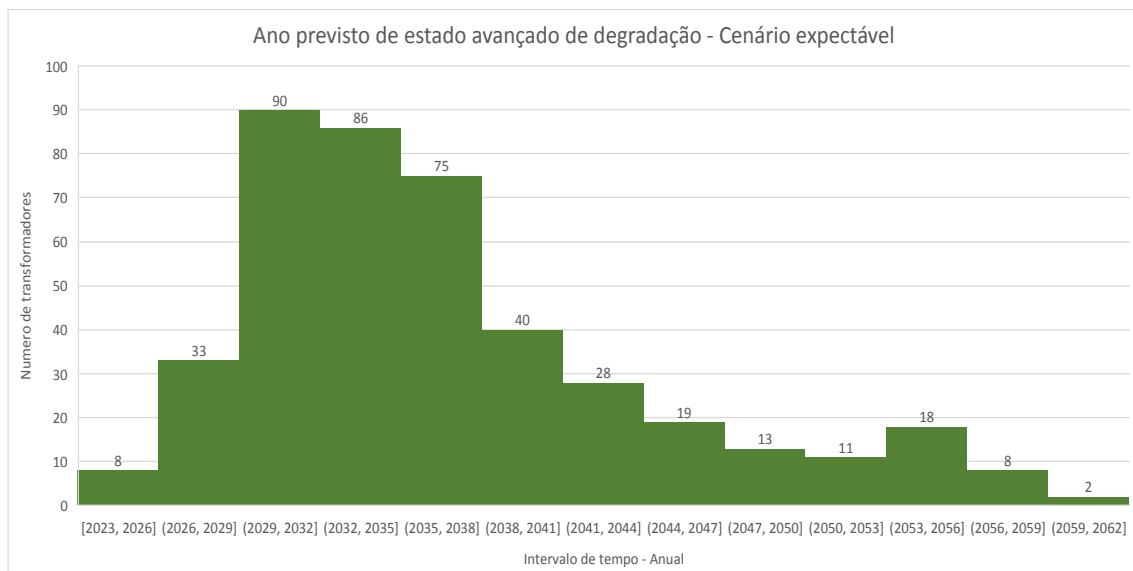


Figura 2 - Cenário expectável de degradação

É importante referir que o algoritmo desenvolvido analisou 431 transformadores pelas mesmas razões anteriormente referidas.

Próximos passos e oportunidades de melhoria

O projeto PATH teve como objetivo a conceção de indicadores de saúde que integrassem todos os ativos da EDP Distribuição tendo em vista dois grandes propósitos: (1) quantificação da condição dos transformadores no curto e longo prazo e, ainda, (2) identificação dos fatores que influenciam a condição dos mesmos. Os modelos desenvolvidos permitem assim, além de automatizar e sistematizar o processo de análise de condição do transformador, incorporar simultaneamente as técnicas já desenvolvidas na EDP Distribuição para sinalizar os transformadores com suspeitas de potenciais avarias ou de substituição num horizonte próximo. Os modelos desenvolvidos encontram-se implementados num protótipo estático no *Microsoft Excel* que permite utilizar e analisar os seus resultados.

Num futuro projeto poderá ser interessante analisar os componentes de cada subsistema do transformador para aumentar o grau de detalhe e a qualidade dos resultados. Uma segunda

iteração do projeto teria como objetivo construir uma ferramenta dinâmica que atualize as projeções à medida que novos dados históricos vão sendo disponibilizados e incorporados no modelo. Esta ferramenta deverá integrar automaticamente a nova informação disponível e ser o “motor” da tomada de decisão baseada na condição do transformador numa perspectiva de curto prazo. Por último, seria também aliciante conjugar os modelos desenvolvidos com as políticas de manutenção, de forma a compreender se é possível melhorar as mesmas.

Página em branco

ANEXO 9.F – GARANTIA DE ABASTECIMENTO A BLOCOS DE CARGA DO TIPO D



Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (>70MW)

Sumário Executivo

Índice

1	Introdução.....	4
2	Identificação dos Blocos de Carga D	4
3	Identificação dos constrangimentos dos Blocos de Carga D em N-1 Instantâneo	6
4	Propostas de Investimento para os constrangimentos identificados	8

1 Introdução

Os *Padrões de Segurança para Planeamento da Rede Nacional de Transporte*, consagrados no *Regulamento da Rede de Transporte*, admitem, em casos especiais, que as cargas monoalimentadas não tenham reserva N-1 instantânea até um limite máximo de carga de 70 MW. O ORD, em consonância com este pressuposto da RNT, estabeleceu critérios de planeamento para a alimentação de grandes blocos de carga (potência de ponta superior a 70 MW), os quais se baseiam também na norma inglesa ER P2/6 - Ofgem, que a seguir se define:

- Em N-1 instantâneo (falha de um circuito) a mínima carga alimentada deverá ser o bloco de carga, subtraído até 20 MW, deslastrados automaticamente.

Adicionalmente, introduziu-se o requisito para instalações que alimentem uma carga superior a 70 MW de que deverá existir interbarras AT e Protecção Diferencial de Barramento AT selectiva, de forma a evitar a interrupção total do bloco de carga.

2 Identificação dos Blocos de Carga D

Na tabela 1 encontram-se identificados todos os blocos de carga do grupo D (carga > 70 MW) da rede nacional, para o ano 2023, considerando o cenário de crescimento de cargas superior.

Tabela 1 – Blocos de Carga do Grupo D da rede AT

DRC	Bloco de Carga (Grupo D)	P (MW)	
		Inverno	Verão
DRCP	CANELAS (REN) - VILAR DO PARAÍSO - VERDINHO - SERRA DO PILAR - V.N. GAIA - SANTA MARINHA - PEDROSO - SANGUEDO - NOGUEIRA DA REGEDOURA - ESPINHO - SERZEDO	375	311
DRCL	TRAJOUCE (REN) - TRAJOUCE - PAREDE - ABÓBODA - ALCOITÃO - CASCAIS - ESTORIL - BIRRE - CAPA ROTA - RANHOLAS - FIGUEIRINHA - LEIÃO - SÃO MARCOS - BARCARENA	286	232
DRCL	CARRICHE (REN) - CARRICHE - VALE ESCURO - SENHOR ROUBADO - ARROJA - QUINTA DA CALDEIRA - ALAMEDA - ALTO DO LUMIAR - ENTRECAMPOS - COLOMBO - LUZ - NORTE - TELHEIRAS	209	194
DRCL	SETE RIOS (REN) - PALHAVÃ - SANTA MARTA - PARQUE - LUZ - PRAÇA DA FIGUEIRA - COLOMBO - ENTRECAMPOS - AMOREIRAS - METRO - ARCO CARVALHÃO	204	204
DRCL	SETÚBAL (REN) - S.SEBASTIÃO - BRASIL - QUINTA DO ANJO - COINA - MOITA - CARRASCAS - PEGÕES - VENDAS NOVAS - SADO - MOITA	178	166
DRCL	SACAVÉM (REN) - MOSCAVIDE - MARVILA - EXPO SUL - EXPO NORTE - AEROPORTO - GAGO COUTINHO - CAMARATE - ANAIA	176	181

DRC	Bloco de Carga (Grupo D)	P (MW)	
		Inverno	Verão
DRCT	ZÊZERE (REN)-OLHO DE BOI-ENTRONCAMENTO-SANTA CITA-ALMOUROL-SERRADA GRANDE-VILA MOREIRA-BELVER-PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	171	162
DRCP	ESTARREJA (REN) - AVANCA - OVAR - ARADA - VISTA ALEGRE - ALBERGARIA - SEVER DO VOUGA - VALE CAMBRA - OLIVEIRA DE AZEMÉIS	164	138
DRCP	MOURISCA (REN) - ESGUEIRA - ÍLHAVO - GAFANHA - AVEIRO	155	142
DRCT	BATALHA (REN) - AZÓIA - PARCEIROS - MARINHA GRANDE - CASAL DA LEBRE - S. JORGE - CASAL DA AREIA - ALCOBAÇA	150	132
DRCL	FANHÕES (REN) - FANHÕES - MERCADO - PÓVOA - CANEÇAS - LOURES - VENDA DO PINHEIRO - GRADIL - MAFRA	153	135
DRCT	BATALHA (REN) - AZÓIA - PARCEIROS - MARINHA GRANDE - CASAL DA LEBRE - S. JORGE - CASAL DA AREIA - ALCOBAÇA	150	132
DRCL	ZAMBUJAL (REN) - ZAMBUJAL - BOAVISTA - MIRAFLORES - REBOLEIRA - VENDA NOVA - SÃO CIRO - CENTRAL TEJO	141	124
DRCP	PRELADA (REN) - MONTE DOS BURGOS - CAMPO ALEGRE - BOAVISTA- LAPA - VITÓRIA - CAMPO 24 AGOSTO - PARANHOS	137	111
DRCL	FERNÃO FERRO (REN) - SEIXAL - FOGUETEIRO - COINA - VILA CHÃ - QUINTA DO CONDE - SANTANA	133	109
DRCN	RECAREI (REN) - LORDELO - PAÇOS DE FERREIRA - REBORDOSA - SANTIAGO DE SUBARRIFANA	132	116
DRCS	ESTÓI (REN) - ALMANCIL - QUARTEIRA - BRACIAIS - FARO - TORRE NATAL - OLHÃO - TAVIRA - ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	124	153
DRCL	CARREGADO (REN) - VALE TEJO - AREIAS - SOBRALINHO – ALHANDRA - CIMPOR	124	131
DRCS	TUNES (REN) - SILVES - ARMAÇÃO DE PERA - ALBUFEIRA - MONTECHORO - VILAMOURA - VILAMOURA B	111	156
DRCM	PEREIROS (REN)-CORRENTE-ALTO S.JOÃO-ANTANHOL-RELVINHA	109	91
DRCT	CARVOEIRA (REN)-MATAÇÃES-TORRES VEDRAS SUL-CASALINHO DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA-TELHEIRO-MERCEANA-LOURINHÃ	107	90
DRCM	CASTELO BRANCO (REN) - TALAGUEIRA - SENHORA DA GRAÇA - CASTELO BRANCO - VILA VELHA DE RÓDÃO	107	99
DRCP	VERMOIM (REN) - MOSTEIRÔ - MAIA - MINDELO	102	89
DRCM	LAVOS (REN) - CARVALHAIS - GALA - VILA ROBIM - S.JULIÃO	101	90
DRCL	TRAFARIA (REN) - PIEDADE - MUTELA - PORTAGEM - SOBREDA - LARANJEIRO	100	84

DRC	Bloco de Carga (Grupo D)	P (MW)	
		Inverno	Verão
DRCS	ÉVORA (REN) - CAEIRA - VIANA DO ALENTEJO - ÉVORA - TERENA - MONTEMOR - VENDAS NOVAS	99	96
DRCL	ALTO MIRA (REN) - SABUGO - PERO PINHEIRO - GODIGANA - JANAS - MEM MARTINS	99	77
DRCT	SANTARÉM (REN) - FONTAINHAS - SÃO BENTO - ALMEIRIM - GLÓRIA - VALE FIGUEIRA - ALCANEDE - CARTAXO NORTE	96	101
DRCL	ALTO DE SÃO JOÃO (REN) - ALTO DE SÃO JOÃO - MARVILA - VALE ESCURO - SANTA MARTA - ARCO CARVALHÃO - PENA	96	89
DRCS	PORTIMÃO (REN) - LAGOS - VILA DO BISPO - PORTO DE LAGOS - PORTIMÃO	83	102
DRCT	RIO MAIOR (REN) - RIO MAIOR - CADAVAL - SANCHEIRA - SANTO ONOFRE - ATOUGUIA DA BALEIA	81	85
DRCP	FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA-CARREGOSA-DEVESA VELHA	80	72
DRCN	VILA FRIA (REN) - SANTA MARTA DE PORTUZELO - ORBACÉM - VALENÇA - FRANCE	80	70
DRCN	OLEIROS (REN)-LIJÓ-PENIDE-ALVELOS	79	76
DRCL	ALCOCHETE (REN) - SÃO FRANCISCO - MONTIJO - MOITA - PINHAL NOVO	76	69
DRCP	ERMESINDE (REN) - ANTAS - CAMPO 24 AGOSTO - VITÓRIA - LAPA	74	58
DRCM	BODIOSA (REN) - ORGENS - VISO - SÁTÃO - VISEU	71	61
DRCP	ERMESINDE (REN) - FÂNZERES - JOVIM	71	55

3 Identificação dos constrangimentos dos Blocos de Carga D em N-1 Instantâneo

Para os blocos de carga identificados, foi analisado o cumprimento dos critérios de planeamento estabelecidos.

Concluiu-se que as seguintes linhas atingem sobrecarga, em regime N-1 Instantâneo, após deslastre de 20 MW de carga, violando o primeiro critério estabelecido:

Cenário de evolução de cargas central:

- Anel formado pelas linhas AT **LN60 1469 Lavos (REN)-Gala**, **LN60 1372 PC Carvalhais-Gala** e **LN60 1371 Lavos (REN)-PC Carvalhais** (Em regime N-1, as linhas entram em sobrecarga existindo o disparo pelos sistemas de proteção).

Cenário de evolução de cargas superior:

Os anteriores e mais o seguinte

- **LN60 1075 Ermesinde (REN)-Fânzeres** (a existência de um único circuito, provoca o deslastre de toda a carga em regime N-1).

Concluiu-se que a ocorrência de defeito de barramento nas seguintes instalações, provoca o deslastre de carga superior a 70MW, violando o segundo critério estabelecido:

Cenário de evolução de cargas central:

- **SE Talagueira;**
- **SE Alcoitão;**
- **SE Fontainhas;**
- **PS Sobralinho;**
- **SE Sancheira;**
- **SE S. M. Portuzelo.**

Cenário de evolução de cargas superior:

Os anteriores e mais os seguintes

- **SE Lordelo;**
- **SE Fânzeres.**

4 Propostas de Investimento para os constrangimentos identificados

Nas tabelas 2 e 3 encontram-se sumarizados os investimentos a realizar de forma a resolver os constrangimentos identificados, assim como os respetivos custos totais.

Tabela 2 – Propostas de Investimento nas linhas AT

Linha	Tipo de Investimento	Custo Total Estimado (M€)
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	Reforço da Linha com condutores de alta temperatura	1,14
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	Reforço da Linha com condutores de alta temperatura	0,49
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	Reforço da Linha com condutores de alta temperatura	0,1
LN60 1075 Ermesinde (REN)-Fânzeres	Separação dos ternos da linha e instalação de painel de linha AT na SE Fânzeres	0,41

Tabela 3 – Propostas de Investimento nas instalações

Instalação	Tipo de Investimento	Custo Total Estimado (M€)
SE Talagueira	Protecção Diferencial de Barramento e Painel de interbarras AT	0,27
SE Alcoitão	Protecção Diferencial de Barramento e Painel de interbarras AT	0,27
SE Fontainhas	Protecção Diferencial de Barramento	0,14
PS Sobralinho	Protecção Diferencial de Barramento	0,14
SE Lordelo	Protecção Diferencial de Barramento e Painel de interbarras AT	0,27
SE Fânzeres	Protecção Diferencial de Barramento	0,14
SE Sancheira	Protecção Diferencial de Barramento e Painel de interbarras AT	0,27
SE S. M. Portuzelo	Protecção Diferencial de Barramento	0,14

Página em branco

ANEXO 9.G – REDE SUBTERRÂNEA A 10 KV DAS AOLSB E AOLRS

Sumário Executivo

O presente estudo fundamenta o estabelecimento de um Programa de Investimento plurianual capaz de resolver o problema da elevada e crescente degradação dos cabos subterrâneos de média tensão das AOLSB e AOLRS, responsáveis pelos elevados valores de taxas de avarias anuais registadas e com particular incidência na cidade de Lisboa onde existem zonas de elevada densidade freática.

A taxa de avarias na rede subterrânea do conjunto das AOLSB e AOLRS, apresenta valor demasiado elevado e muito acima do desejável, i.e., 11,4 avr./100 km em 2016. Ainda mais elevada é a taxa de avarias na rede subterrânea da AOLSB com o valor de 12,7 avr./100 km em 2016 e com tendência para aumentar.

Estes valores excedem em muito algumas das nossas congéneres Europeias como a Sibelga, Eandis, Enexis, EDF e Ores, com valores da ordem das 0,7 a 1,7 avr./ 100 km em 2013, tendo a EDP distribuição nesta data o valor de 5,8 avr./100 km.

Verifica-se serem os cabos secos com a bainha exterior em PVC (i.e., tipos *LEHIV* e *LXHIOV*) que representam a maior fragilidade na rede subterrânea e em flagrante desvantagem técnica com os cabos a óleo de qualquer idade. Os cabos secos instalados na rede subterrânea de média tensão das AOLSB e AOLRS são praticamente todos do tipo *LXHIOV*, cuja bainha exterior em PVC veio a revelar-se tecnologicamente vulnerável quer à abrasão mecânica com formação de rasgos e entalhes, quer à absorção de água, o que associado à inexistência de barreiras de estanquidade permite a fragilização da sua isolamento em XLPE e potencia a total disrupção do dielétrico.

Os maiores comprimentos da rede subterrânea a cabo *LXHIOV* em zonas inundáveis situam-se no concelho de Lisboa / cidade de Lisboa (254 km; representando 29% do comprimento total no concelho) e concelho de Sintra (73 km; representando 13% do comprimento total no concelho). Na AOLSB (304 km; representando 16% do comprimento total na AO) e na AOLRS (159 km; representando 13% do comprimento total na AO) e no conjunto das AOLSB e AOLR (463 km; representando 15% do comprimento total nas AO).

Uma vez diagnosticado o problema pela evidenciação da falta de robustez do cabo seco *LXHIOV* que representa cerca de 67% do comprimento total da rede subterrânea das AOLSB e AOLRS e se encontra instalado em amplas zonas inundáveis e sujeito a ser manipulado em ambiente de elevado número de intervenções no solo por diversas entidades concessionárias, com impacto na perda da sua vida útil, torna-se racional a razão de tão elevados e preocupantemente crescentes valores de taxas de avaria registadas.

A rede de distribuição subterrânea em média tensão é constituída por diferentes tipos constitutivos de cabos elétricos de acordo com a evolução tecnológica associada à sua instalação desde há mais de 50 anos. Dado que as linhas subterrâneas de média tensão estão sempre sujeitas a alteração de traçados e remodelações quer por efeito de ligação, construção/ampliação de Subestações AT/MT ou retirada de PST que acompanham a evolução das cargas dos clientes, quer por ocorrência de avarias por degradação do isolamento dos cabos ou do seu rompimento devido a intervenção de terceiros no subsolo, é vulgar encontrar sequências de troços compostos por diferentes tipos construtivos e diversas secções dos condutores.

Os cabos secos *LXHIOV* mais antigos, com gama de idades de instalação de 22 a 32 anos (1985 a 1995) representam cerca de 27% do seu comprimento total nas AOLSB e AOLRS, os quais foram considerados no presente estudo como objeto de 1.ª prioridade na aplicação de investimento estruturante para a sua substituição. O seu potencial comprimento degradado corresponde a considerar-se a situação majorante de se encontrarem todos em fase de degradação da sua isolação, i.e., 713 km. Naturalmente que nem todo este comprimento da rede subterrânea estará degradada, pelo que se considera uma aproximação estatística do comprimento da rede de 1.ª prioridade que a Análise de Weibull seria capaz de comprovar como degradada, referente a 60,7% ao comprimento da rede subterrânea existente, i.e., 433 km. Esta aproximação baseou-se em representatividade da amostra de 40 troços de cabos subterrâneos em situação de “Desgaste” comprovada por análises laboratoriais na Labelec, cujos dados de falhas estudados por Análise de Weibull conduziu a concordância de diagnóstico na referida percentagem do comprimento total da amostra.

Tendo em vista colmatar as crescentes situações de falha de troços nos fusos da rede subterrânea em estudo, prevê-se estabelecer um programa de Investimento plurianual a incluir no PDIRD 2019-2023, com o investimento de 2,7M€/(AOLSB+AOLRS)/Ano repartido em 1,35 M€/AOLSB/Ano e 1,35 M€/AOLRS/Ano.

Dado que a gama de idades de instalação dos cabos de 21 a 15 anos (2.ª Prioridade) atinge as condições da gama de idades consideradas (1.ª Prioridade) num prazo de cerca de 11 anos, correspondente a dois PDIRD (i.e., dois períodos de 5 anos), considera-se adequado prever a substituição de metade do valor da aproximação estatística do comprimento da rede considerada no Período 2019-2023.

Considera-se mais adequada à rede subterrânea em estudo, a utilização do cabo *LXHIOZ1 (cbe)* com duas barreiras de estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (situação idêntica aos cabos utilizados em alta tensão), razão pela qual se propõe o desenvolvimento das diligências necessárias à sua normalização na Empresa.

Os cabos subterrâneos a instalar na rede a 10 kV das AOLSB e AOLRS deverão ter tensão nominal de fabrico não inferior a 15 kV, tendo em vista garantir um melhor nível de isolamento e de desempenho (face aos menores valores que apresentam de capacidade e de potência reativa por unidade de comprimento, i.e., 348 nF/km relativamente a 442 nF/km e 10,94 kvar/km relativamente a 13,89 kvar/km), além de facilitarem a normalização da gama tensões de ativos adquiridos pela Empresa.

Face aos estimados grandes comprimentos de cabos *LXHIOV* atualmente instalados na rede a 10 kV das AOLSB e AOLRS, em estado de degradação da sua isolação, deve ser ponderada a utilização de nível de tensão de exploração inferior ao seu valor nominal de 10 kV, permitindo atrasar a formação de árvores elétricas na isolação dos cabos por redução do valor do campo elétrico aplicado ao dielétrico.

Consideram-se duas alternativas de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV, i.e. na *Alternativa 1* propõe-se a utilização do cabo *LXHIOZ1 (cbe)* com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na *Alternativa 2* propõe-se a utilização do cabo *LXHIOZ1 (cbe)* com duas barreiras de estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (situação idêntica aos cabos utilizados em alta tensão).

O investimento de 2,7 M€/ (AOLSB+AOLRS)/Ano correspondente ao investimento total de 13,5 M€ em 2019-2023, permitirá na *Alternativa 1* substituir 43,4 km de rede subterrânea/Ano [i.e., total de 217 km (50,1 %)] e na *Alternativa 2* substituir 40,3 km de rede subterrânea MT/Ano [i.e., total de 202 km (46,6 %)].

Verifica-se a necessidade de introduzir em SITRD, ferramenta de visualização em tempo real do estado de saúde dos cabos subterrâneos de média tensão, com base em análise estatística dos histogramas de incidentes anuais (caso de gráficos de Weibull), no âmbito da gestão da condição dos ativos em JUMP.

Propõe-se o integral estabelecimento de cabos subterrâneos (cbe, frt) entre os painéis de saída de média tensão das subestações e os PST correspondentes [não considerando o limite da fronteira do parque exterior da subestação, atualmente utilizado para junção de cabos (cbe, frt) e (cbe)], permitindo melhorar a robustez da ligação de média tensão.

Página em branco

ANEXO 10 – PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2018-2024

PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2018-2024

Fevereiro de 2018

Índice

1.	Consumo de eletricidade.....	3
2.	Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade	3
2.1.	Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos.....	4
2.2.	Efeitos de temperatura	8
2.3.	Efeitos de calendário	9
2.4.	Medidas de eficiência energética.....	10
2.5.	Veículos Eléctricos.....	12
2.6.	Autoconsumo	13
3.	Previsão da procura de eletricidade.....	15
3.1.	Cenários Macroeconómicos	15
3.2.	Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição	17
3.3.	Perdas reportadas para a rede de Distribuição.....	17
4.	Comparação das projeções da procura de eletricidade para os anos de 2015 a 2017 com os dados reais observados.....	19
5.	Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição	22
Cenário Central.....	22	
Cenário Inferior	23	
Cenário Superior.....	24	
6.	Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema eléctrico nacional	25
7.	Ponta máxima na RND.....	28
7.1.	Evolução histórica e projeções.....	28
Cenário Central.....	29	
Cenário Inferior	29	
Cenário Superior.....	30	

1. Consumo de eletricidade

A previsão do consumo de eletricidade baseou-se em modelos matemáticos utilizando como base o histórico de consumo disponível do período compreendido entre janeiro de 2012 e dezembro de 2017, com uma resolução diária, recorrendo a um modelo híbrido que incorpora modelos de regressão linear múltipla juntamente com modelos de redes neuronais. A seleção de variáveis associadas a cada modelo teve por base um critério de seleção automático.

Para o tratamento das variáveis a estimar foi assumida uma resolução diária de forma a diminuir o erro de previsão anual.

Numa análise exploratória inicial, aplicando modelos de séries temporais de forma a decompor os dados nas suas componentes principais (tendência, ciclo e sazonalidade) é perceptível que o comportamento dos diferentes níveis de tensão em estudo é bastante distinto entre si, essencialmente no que diz respeito à tendência.

Nos modelos de regressão linear múltipla foram integradas variáveis que se mostraram estatisticamente significativas na associação com o consumo de eletricidade nos diversos níveis de tensão.

2. Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade

Foram incluídas na análise da previsão diversas variáveis que condicionam o consumo de eletricidade (variáveis explicativas):

- Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos (retrata a perspetiva de crescimento ou decréscimo do nível de tensão em estudo)
- Efeitos de temperatura
- Efeitos de calendário
- Inércia de consumo (comportamental e térmica)
- Medidas de eficiência energética
- Consumo de veículos elétricos

2.1. Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos

Relativamente à análise das tendências de evolução foram elaborados modelos econométricos de forma a ser criada uma variável de tendência por nível de tensão que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o comportamento do consumo da eletricidade para os níveis de tensão Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) se revelou sensível à atividade económica, medida através do Produto Interno Bruto (PIB). Por outro lado, a Baixa Tensão Normal (BTN) apresentou significância estatística quando se relacionou com o consumo privado. Dados anuais ao longo do período de 1994 a 2016 permitem avaliar esta relação.

Para avaliação das taxas de variação anuais a utilizar, foram analisadas as projeções macroeconómicas mais atuais, à data de elaboração do documento, de diversas entidades, que se encontram sumariadas nas tabelas que se seguem (Tabela 2.1.1 e Tabela 2.1.2).

Projeções da taxa de variação do PIB por fonte

Taxa variação PIB (%)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2024
MFAP - Ministério das Finanças	2,6	2,2	2,0	2,1	2,2	-	-
BdP - Banco de Portugal	2,6	2,3	1,9	1,7	-	-	-
CE - Comissão Europeia	2,6	2,1	1,8	-	-	-	-
OCDE	2,6	2,3	2,3	-	-	-	-
FMI	2,6	2,2	1,7	1,5	1,2	1,2	-

Tabela 2.1.1

Projeções da taxa de variação do Consumo Privado por fonte

Taxa variação Consumo Privado (%)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2024
MFAP - Ministério das Finanças	2,2	1,9	1,6	1,6	1,6	-	-
BdP - Banco de Portugal	2,2	2,1	1,8	1,7	-	-	-
CE - Comissão Europeia	1,9	1,6	1,6	-	-	-	-
OCDE	1,8	1,7	2,1	-	-	-	-
FMI	2,1	2,0	1,4	1,4	1,1	0,8	-

Tabela 2.1.2

Fontes:

MFPA – Programa de Estabilidade 2017-2021, abril 2017
 MFAP – Relatório OE2018, outubro 2017
 BdP – Boletim Económico, dezembro 2017
 CE – European Economic Forecast – Autumn 2017, novembro 2017
 OCDE – Economic Outlook No. 102, novembro 2017
 FMI - Country Report No. 17/278, setembro 2017
 FMI WEO – World Economic Outlook, outubro 2017
 FMI 6th PPM – Portugal: Staff Concluding Statement of the Fifth Post-Program Monitoring Mission, dezembro 2017

Da análise das projeções efetuadas pelas diversas fontes, optou-se por utilizar no cenário central uma média dos valores apresentados, mantendo-se constante o valor da projeção para os anos relativamente aos quais não se dispõe de informação.

Evolução prevista para as variáveis que determinam a tendência
Taxas de crescimento previstas (%)

Anos	PIB	Consumo Privado
2017	2,6	2,0
2018	2,2	1,9
2019	1,9	1,7
2020	1,8	1,6
2021	1,7	1,4
2022	1,2	0,8
2023	1,2	0,8
2024	1,2	0,8

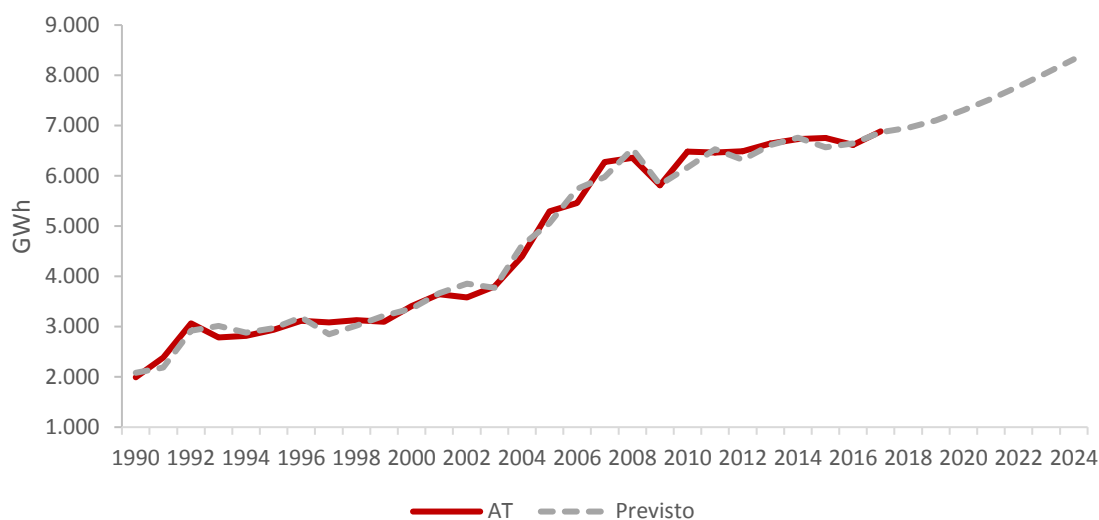
Tabela 2.1.3

Os modelos apresentados abaixo permitem observar o comportamento dos níveis de tensão AT, MT e BTE afetados pela evolução anual do PIB. Nos gráficos são expostos os valores reais do consumo em cada um dos níveis de tensão, assim como a previsão dos modelos apresentados, onde se torna visível o impacto desta variável. A inclusão de variáveis artificiais nos modelos foi necessária sempre que o consumo de eletricidade se apresentava com valores muito díspares ao que seria expectável com base na estrutura estimada.

Modelo AT

$$\widehat{AT} = -2656,73 + 0,027 PIB + 0,676 AT_{a-1} - 621,49 D_1 + 324,85 D_2$$

$$R^2 \approx 0,991$$



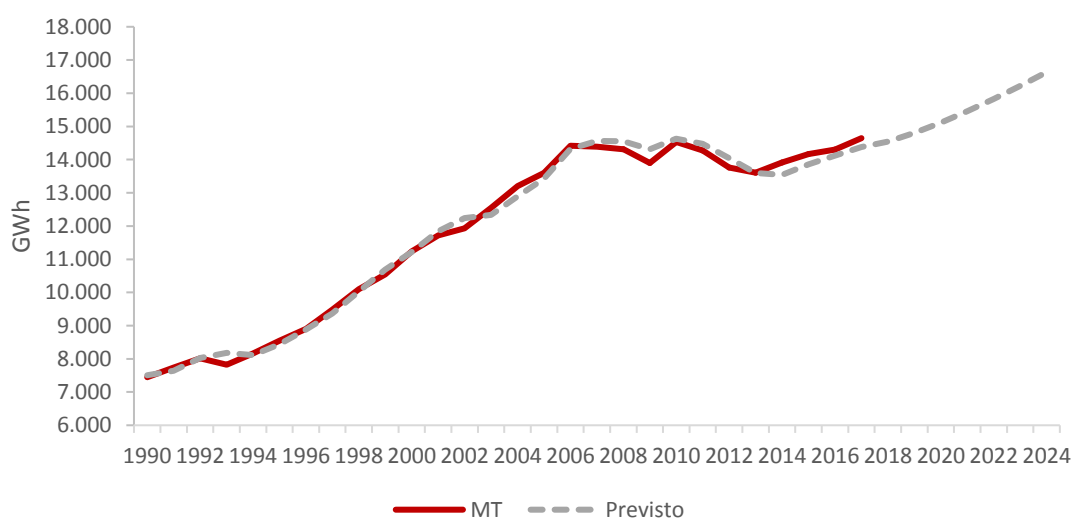
onde

- AT_{a-1} - consumo AT referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$ se $a = \{1997; 1998; \dots; 2002; 2003; 2009\}$; 0, caso contrário
- $D_2 = 1$ se $a = \{1992; 2013; 2014; \dots; 2017\}$; 0, caso contrário

Modelo MT

$$\widehat{MT} = -2197,32 + 0,034 PIB + 0,734 MT_{a-1} + 514,88 D_1$$

$$R^2 \approx 0,993$$



onde

- MT_{a-1} - consumo MT referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$ se $a = \{2006; 2010\}$; 0, caso contrário

Modelo BTE

$$\widehat{BTE} = -1072,78 + 0,009 PIB + 0,845 BTE_{a-1} + 1115,17 D_1$$

$$R^2 \approx 0,996$$



onde

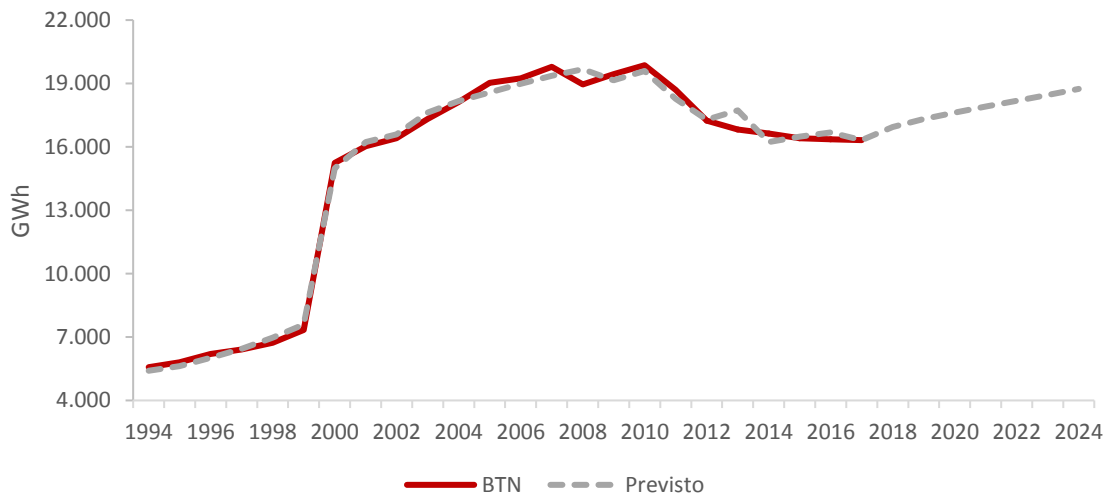
- BTE_{a-1} - consumo BTE referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$ se $a = \{2000\}$; 0, caso contrário

No gráfico que se segue é apresentado o modelo relativo à Baixa Tensão Normal. Relembra-se que foi considerada como variável explicativa o Consumo Privado (CP).

Modelo BTN

$$\widehat{BTN} = 1698,96 + 0,106 CP + 0,267 BTN_{a-1} - 1647,85 D_1 - 2274,74 D_2 - 6873,87 D_3 - 966,95 D_4$$

$$R^2 \approx 0,995$$



onde

- BTN_{a-1} - consumo BTN referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$ se $a = \{2014; 2015; 2016\}$; 0, caso contrário
- $D_2 = 1$ se $a = \{2017\}$; 0, caso contrário
- $D_3 = 1$ se $a = \{1994; 1995; \dots; 1998; 1999\}$; 0, caso contrário
- $D_4 = 1$ se $a = \{2001; 2002; 2011; 2012\}$; 0, caso contrário

2.2. Efeitos de temperatura

Para estabelecer a relação da temperatura com os consumos dos diferentes níveis de tensão optou-se por expurgar os consumos de fatores externos (PIB, Consumo Privado) e normalizar os dados diários de consumo de forma a serem comparáveis entre si.

Os níveis de tensão MAT e AT não se mostraram sensíveis à temperatura, sendo que os diagramas de dispersão destes níveis de tensão se apresentaram sem qualquer associação com a variável em estudo.

Diagramas de dispersão representativos da associação das variáveis temperatura e consumo de eletricidade diários

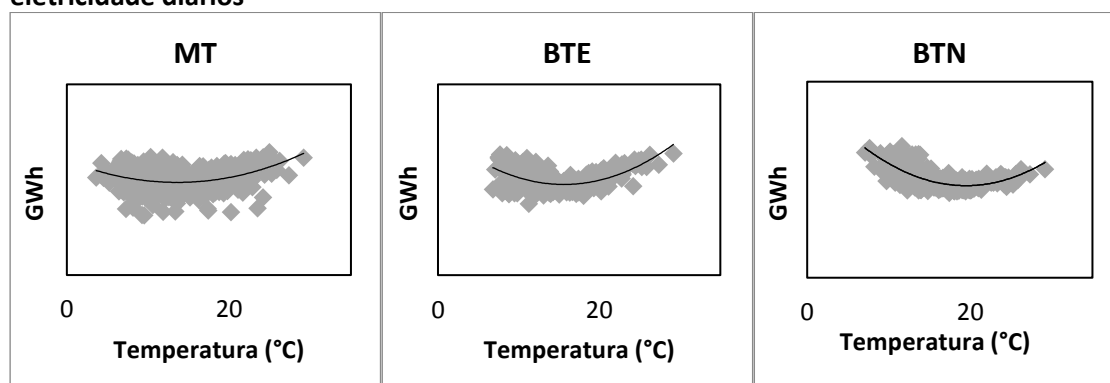


Figura 2.2.1

Pode verificar-se que os níveis de tensão que se mostraram sensíveis à temperatura (MT, BTE, BTN) apresentam comportamentos (quadráticos) diferentes quando cruzados com esta variável. Os consumos da MT mostram-se mais dispersos e com uma variabilidade maior. Por outro lado, os consumos da BTN apresentam valores com menor variabilidade e mais sensíveis a temperaturas inferiores e a BTE mostra-se mais sensível a temperaturas mais elevadas. Tendo isto em consideração, foram incorporadas variáveis quadráticas distintas para cada um dos três níveis de tensão.

Para efeitos de previsão foram calculados valores diários de temperatura normal (temperatura que seria expectável para um determinado dia) assumindo a média das temperaturas médias de um histórico de 40 anos de dados diários de 6 cidades portuguesas distribuídas geograficamente (Beja, Bragança, Castelo Branco, Faro, Lisboa, Porto).

2.3. Efeitos de calendário

Como se pode verificar nos gráficos seguintes, os efeitos de calendário afetam o consumo de eletricidade. Para avaliar esses mesmos efeitos integraram-se no modelo variáveis binárias (variáveis dummy) que representam:

- Dias em que ocorrem feriados
- Dias após os feriados
- Pontes (podendo ocorrer numa 6ªf ou 2ªf)
- Dias especiais como o Natal, o Domingo de Páscoa ou o dia de Ano Novo.

No que diz respeito ao ciclo semanal foram incluídas no modelo variáveis binárias que representam os dias úteis:

- 2ª feira útil
- 3ª feira útil
- 4ª feira útil
- 5ª feira útil
- 6ª feira útil
- sábado
- domingo

Relativamente ao ciclo anual assumiram-se variáveis binárias que retratam os meses do ano que afetavam o consumo de energia elétrica.

Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um ano

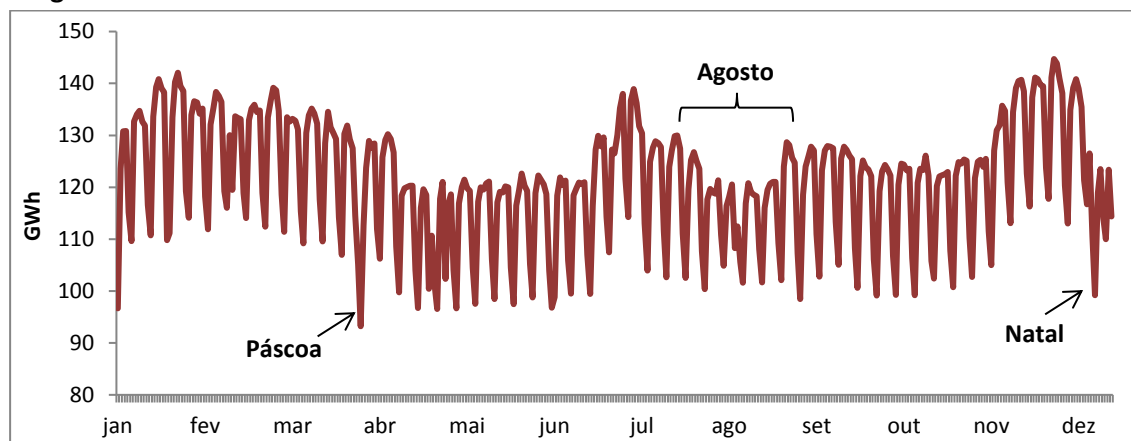


Gráfico 2.3.1

Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um mês

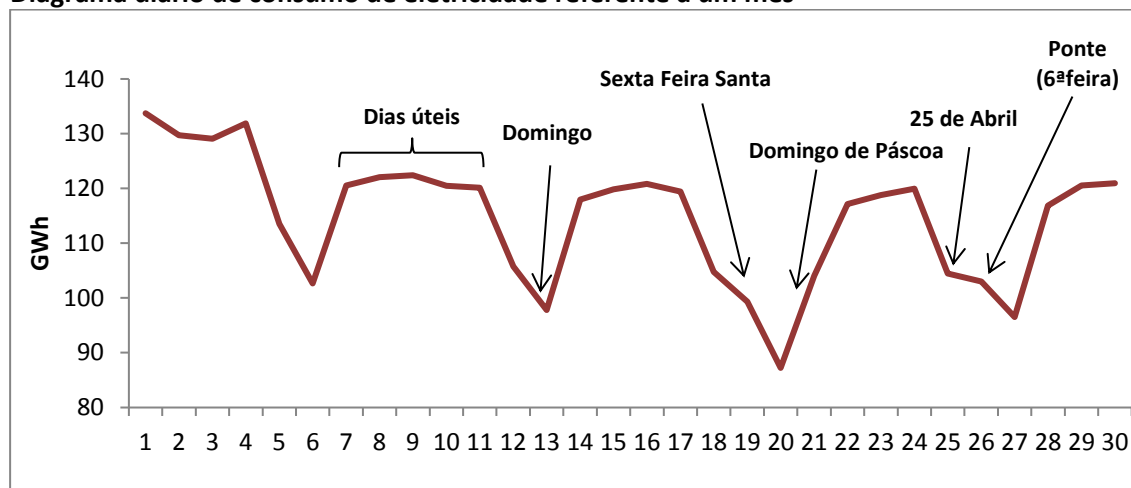


Gráfico 2.3.2

2.4. Medidas de eficiência energética

O aquecimento global, a escassez dos combustíveis fósseis e o aumento da procura impõem uma mudança na forma como utilizamos a nossa energia. A comissão europeia estabeleceu metas de eficiência energética para 2020 que foram preconizadas pela diretiva 2012/27/EU (que revoga a diretiva 2006/32/CE). O Decreto Lei 68-A/2015 transpõe esta diretiva para a Lei Portuguesa, enquadrando estes objetivos num conjunto de medidas anteriormente aprovadas, incluindo o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2008 -2015, as medidas tangíveis e intangíveis decorrentes da execução dos Planos de

Promoção da Eficiência Energética (PPEC) e as medidas previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013 -2016 (PNAEE 2016).

Adicionalmente, estão em processo de decisão metas europeias de eficiência energética para 2030, estas necessariamente mais ambiciosas do que as estabelecidas para 2020. A Comissão Europeia, na sua comunicação COM(2016) 761, de 30 de novembro de 2016, propôs um objetivo de eficiência energética de 30% para 2030. Mais recentemente, em 17 de janeiro de 2018, o Parlamento Europeu adotou uma proposta para aumentar este objetivo para 35%.

A previsão do consumo de eletricidade dos setores residencial, serviços e indústria teve em conta a poupança prevista da aplicação das medidas de promoção de eficiência. A partir de 2020 foram tidos em conta os impactos de eficiência energética previstos no *impact assessment* da Comissão Europeia para a sua proposta de revisão da Diretiva de Eficiência Energética, nomeadamente o cenário EUCO30, que analisa o impacto de um objetivo de 30% de eficiência energética em 2030.

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas, incorporaram-se aos valores previsionais do cenário inferior os valores acumulados de poupança, em GWh, apresentados no RMSA-E 2016 (Tabela 2.4.1).

Poupanças associadas às medidas de eficiência energética

GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RMSA-E 2016	-	-	800	387	405	421	523	438	438	438	438

Fontes: Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e DGEG

Tabela 2.4.1

2.5. Veículos Elétricos

No cálculo das previsões de consumo foi incluído o consumo resultante de veículos elétricos (VE). A obtenção dos primeiros dados efetivos sobre consumos energéticos diretamente relacionados com a gradual integração do veículo elétrico no parque automóvel, permitiu o ajuste das previsões constantes no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional.

Efetivamente, por razões de diversa ordem, a adoção do veículo elétrico não ocorreu com a intensidade expectável, obrigando a uma revisão em baixa.

Os valores agora apresentados decorrem da necessária revisão às previsões iniciais tendo sido obtidos por ajuste proporcional com base nos consumos efetivos dos anos de 2013 a 2017.

Na tabela que se segue são apresentados os valores utilizados na análise do consumo de veículos elétricos, que foram incorporados no cenário superior. Utilizaram-se os dados (reais, de 2013 a 2017) da EDP MOP e foram analisadas as estimativas (de 2017 a 2024) efetuadas pela DGEG e as efetuadas com base num cenário da *Eurelectric*, assumindo que um veículo elétrico puro ou híbrido efetua, em média, 50 km por dia. Optou-se por incorporar no cenário superior as estimativas constantes no RMSA (DGEG), na medida em que tem em consideração orientações de política energética nacional e se apresenta mais realista, tendo em conta o valor real registado nos últimos anos.

Consumo de veículos elétricos verificado e respetiva previsão

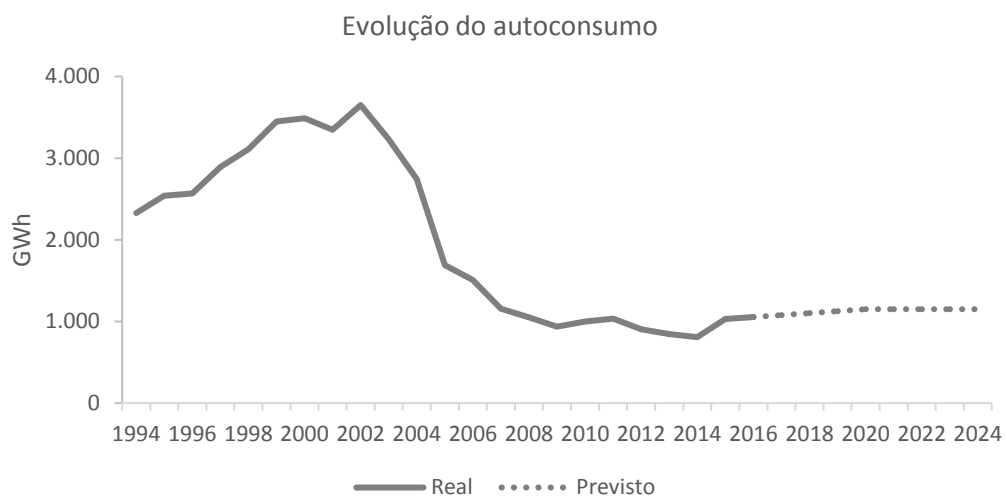
Anos		Consumo VE na rede pública piloto (GWh) (1)	Consumo VE (GWh) (2)
2013	Verificado	0,12	-
2014		0,17	-
2015		0,29	-
2016		0,59	-
2017		0,80	-
Anos		Consumo VE (GWh) (3)	Consumo VE (GWh) (2)
2017	Previsão	-	9
2018		19,2	14
2019		26,3	21
2020		34,9	28
2021		46,2	41
2022		61,1	54
2023		80,9	67
2024		106,9	79

Fonte: (1) Dados reais EDP MOP, fevereiro de 2018, (2) Dados e estimativas DGEG 16-09-2016 constantes no RMSA-E 2016, (3) *Euroelectric Cenário Transition*

Tabela 2.5.1
2.6. Autoconsumo

A figura seguinte ilustra a evolução do autoconsumo entre 1994 e 2024, permitindo observar uma alteração significativa na evolução desta energia a partir de 2002. De facto, após a saturação do número adicional de cogeneradores em condições de aderir à Portaria nº 399/2002, o autoconsumo apresenta uma queda considerável, e de 2010 em diante uma estabilização.

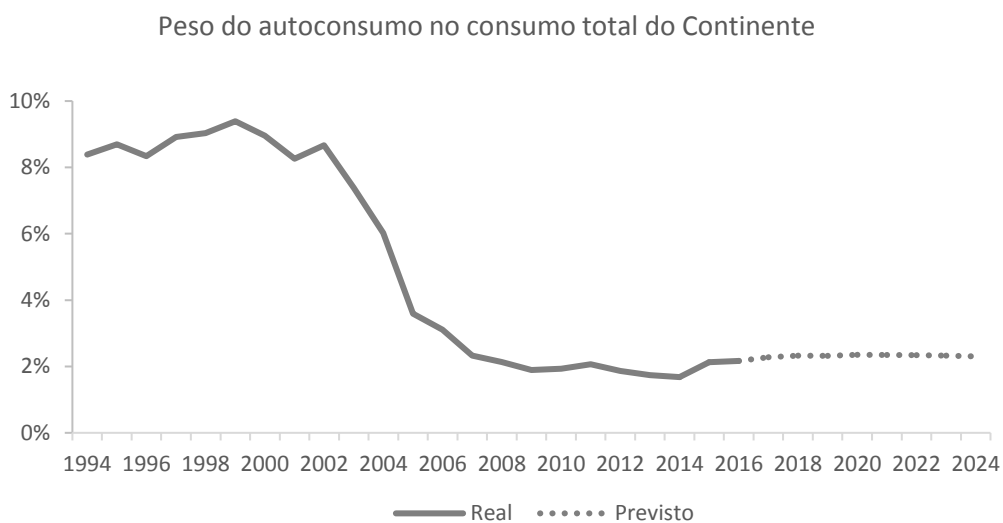
Adicionalmente, no âmbito do decreto de lei nº 153/2014, é estabelecido o regime jurídico para o aparecimento de pequenas unidades produtoras, com ou sem ligação à rede elétrica pública destinadas ao autoconsumo na instalação de utilização (UPAC – unidades de produção para autoconsumo).



Fonte: Dados reais e projeções DGEG/DSPEE, setembro de 2016

Figura 2.6.1

Estima-se que o peso do autoconsumo no consumo total do Continente se situe em 2,3% no horizonte 2024.



Fonte: Dados reais e projeções DGEG/DSPEE, setembro de 2016

Figura 2.6.2

Os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito do autoconsumo para o período de previsão. Em particular, para o autoconsumo em Alta Tensão, assumiu-se que este impacto apresentaria um comportamento semelhante ao longo do período de previsão,

tendo em consideração que os valores registados nos dois últimos anos se mostraram análogos.

3. Previsão da procura de eletricidade

3.1. Cenários Macroeconómicos

Após a estimação da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se 3 cenários possíveis. Para determinar os cenários central, superior e inferior serviram de base diferentes cenários macroeconómicos, que resultaram nas seguintes taxas de projeção do PIB e Consumo Privado:

Valores reais (2013-2016) e projeções (2017-2024) da taxa de variação do PIB

Taxa variação PIB (%)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2024
Cenário Inferior					2,6	2,1	1,7	1,5	1,2	1,2
Cenário Central	-1,6	0,9	1,5	1,4	2,6	2,2	1,9	1,8	1,7	1,2
Cenário Superior					2,6	2,3	2,3	2,1	2,2	1,2

Tabela 3.1.1

Valores reais (2013-2016) e projeções (2017-2024) da taxa de variação do Consumo Privado

Taxa variação Consumo Privado (%)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2024
Cenário Inferior					1,8	1,6	1,4	1,4	1,1	0,8
Cenário Central	-5,5	2,2	2,6	2,3	2,0	1,9	1,7	1,6	1,4	0,8
Cenário Superior					2,2	2,1	2,1	1,7	1,6	0,8

Tabela 3.1.2

Fonte valores 2013-2016: INE - Contas Nacionais Trimestrais, Inquérito ao Emprego e IPC

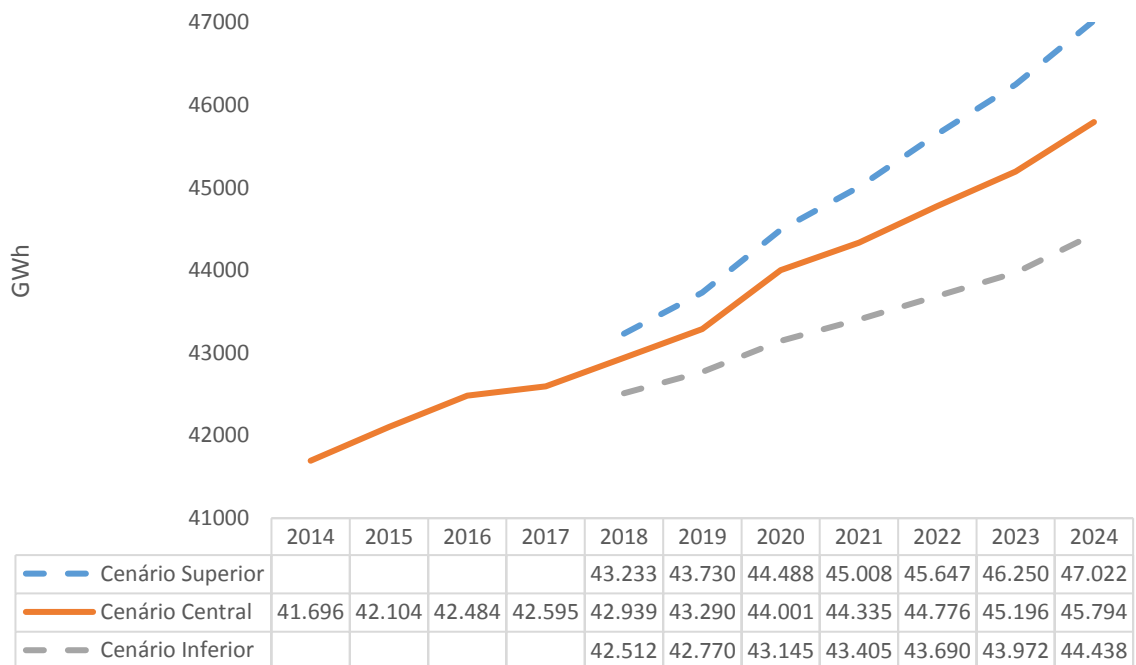
Os cenários macroeconómicos utilizados tiveram por base as projeções fornecidas por diversas fontes, que se encontram sumariadas nas tabelas 2.1.1 e 2.1.2, tendo-se assumido como Cenário Central o correspondente à média das projeções mais atuais e como cenários superior e inferior o correspondente ao máximo e mínimo, respetivamente, das projeções efetuadas para cada ano. Tal como referido anteriormente, para os anos relativamente aos

quais não se dispõe de informação, manteve-se constante o valor da projeção referente ao ano anterior.

3.2 Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição

O gráfico que se segue retrata o valor da energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com os cenários acima mencionados. Estes valores consideram os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui consumo dos veículos elétricos no cenário superior.

Energia distribuída na rede nacional de distribuição (sem considerar consumo MAT)



*Dados de 2012 a 2017 reais, 2018-2024: Estimativas da EDP Distribuição

Gráfico 3.1

3.3 Perdas reportadas para a rede de Distribuição

A partir de 2012 verificou-se uma subida significativa do valor das perdas reportadas para a rede de Distribuição, com o registo do valor máximo histórico de 11,22% em 2013.

Por forma a mitigar esta tendência foram reforçadas as medidas de combate à fraude, o que resultou numa inversão da evolução de crescimento, com um registo em 2014 de perdas

0,9pp inferiores a 2013. O ano de 2015 continuou a apresentar uma diminuição do valor de perdas em 0,55pp relativamente ao ano anterior, fruto do grande esforço no combate à fraude e da implementação de um conjunto de iniciativas com especial impacto no segmento telecontado, ainda que menos acentuada. Adicionalmente, com a entrada em produtivo de uma nova ferramenta de *revenue assurance* implementada no 2º semestre de 2015, verificou-se uma nova redução do valor de perdas em 2016, desta vez mais atenuada (0,29pp). Em 2017 o valor de perdas foi de 9,98%, o que inclui a diferença evidenciada no fecho do ciclo de leituras do ano 2016. Excluindo a sobrestimativa de consumo em 2016, as perdas de 2017 situam-se nos 9,52%, o que evidencia o compromisso da EDP na redução contínua das perdas.

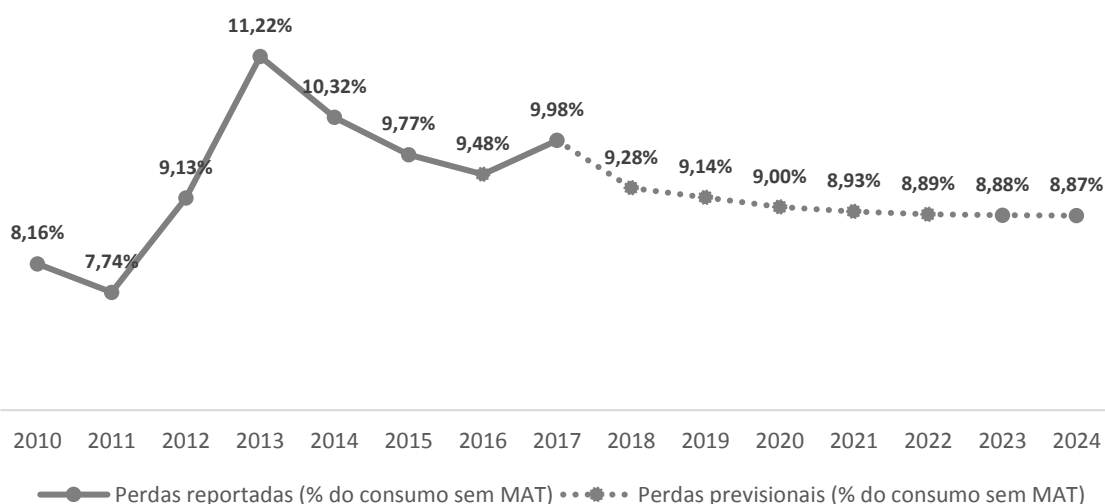


Gráfico 3.1.1

4. Comparação das projeções da procura de eletricidade para os anos de 2015 a 2017 com os dados reais observados

	Previsão 2017*	Real 2017 Energia (GWh)	Desvio	Real Corrigido** Energia (GWh)	Desvio
Consumo Total	44.429	44.753	0,7%	44.660	0,5%
Muito Alta Tensão	2.115	2.158	2,0%	2.159	2,1%
Alta Tensão	6.547	6.885	5,2%	6.889	5,2%
Média Tensão	14.465	14.835	2,6%	14.652	1,3%
MAT/AT/MT	23.127	23.878	3,2%	23.701	2,5%
Baixa Tensão Especial	3.263	3.327	2,0%	3.286	0,7%
Baixa Tensão Normal	16.695	16.197	-3,0%	16.324	-2,2%
Iluminação Pública	1.343	1.352	0,6%	1.349	0,5%
BT	21.301	20.875	-2,0%	20.959	-1,6%

Tabela 4.1

	Previsão 2016*	Real 2016 Energia (GWh)	Desvio	Real Corrigido*** Energia (GWh)	Desvio
Consumo Total	44.391	44.599	0,5%	44.294	-0,2%
Muito Alta Tensão	2.189	2.115	-3,4%	2.115	-3,4%
Alta Tensão	6.772	6.615	-2,3%	6.910	2,0%
Média Tensão	14.298	14.411	0,8%	14.284	-0,1%
MAT/AT/MT	23.259	23.142	-0,5%	23.309	0,2%
Baixa Tensão Especial	3.247	3.289	1,3%	3.243	-0,1%
Baixa Tensão Normal	16.511	16.824	1,9%	16.388	-0,7%
Iluminação Pública	1.374	1.345	-2,1%	1.354	-1,5%
BT	21.132	21.458	1,5%	20.984	-0,7%

Tabela 4.2

	Previsão 2015	Real 2015		Real Corrigido***	
		Energia (GWh)	Desvio	Energia (GWh)	Desvio
Consumo Total	44.099	44.277	0,4%	44.028	-0,2%
Muito Alta Tensão	2.138	2.174	1,7%	2.174	1,7%
Alta Tensão	6.920	6.753	-2,4%	6.754	-2,4%
Média Tensão	14.003	14.281	2,0%	14.151	1,1%
MAT/AT/MT	23.062	23.208	0,6%	23.078	0,1%
Baixa Tensão Especial	3.150	3.278	4,1%	3.233	2,6%
Baixa Tensão Normal	16.664	16.434	-1,4%	16.346	-1,9%
Iluminação Pública	1.223	1.357	11,0%	1.370	12,0%
BT	21.037	21.069	0,2%	20.950	-0,4%

Tabela 4.3

*Valor de 2016 de previsão do cenário central do PDIRD 2015-2021 e de 2017 da revisão efetuada em fevereiro de 2017.

**Valores reais corrigidos de efeitos de desvios de estimativas, temperatura e calendário.

***Valores reais corrigidos de efeitos de desvios de estimativas, temperatura, calendário e autoconsumo.

De forma a interpretar a fiabilidade dos modelos desenvolvidos, efetuou-se uma análise comparativa dos dados reais de consumo em cada um dos níveis de tensão com os dados projetados nos modelos de previsão no início dos anos de 2015, 2016 e 2017. É de notar que não foi considerado qualquer valor real das variáveis explicativas referentes ao ano em questão (apenas dados de calendário), sendo que os dados de temperatura registados e a inércia do consumo real não entraram nos modelos, na medida em que eram desconhecidos aquando da aplicação dos mesmos. Como se pode verificar nas tabelas 4.1 a 4.3, a metodologia aplicada é bastante confiável dado que o desvio acumulado da previsão do consumo total é de 0,4%, 0,5% e 0,7% para os anos de 2015, 2016 e 2017, respetivamente, sendo que para 2015 e 2016 corrigido de efeitos de desvios de estimativas, temperatura, calendário e autoconsumo, o valor da previsão aproxima-se ainda mais do valor real, assumindo um desvio ainda mais imaterial (-0,2% para ambos os anos) e 0,5% para 2017. Para

o último ano, o valor do autoconsumo não teve o impacto esperado no valor de consumo de Alta Tensão, resultando numa sobrestimativa para este nível de tensão.

5. Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição

Os quadros seguintes apresentam os cenários projetados para o consumo total de eletricidade, nos diferentes níveis de tensão, no horizonte 2024.

Cenário Central

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
E. Entrada RND	48.110	48.392	48.629	49.004	49.099	49.439	50.170	50.519	50.991	51.456	52.117	
- variação anual	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	0,2%	0,7%	1,5%	0,7%	0,9%	0,9%	1,3%	
Consumo	43.808	44.277	44.599	44.753	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054	
- variação anual	-0,1%	1,1%	0,7%	0,3%	0,8%	0,8%	1,6%	0,8%	1,0%	0,9%	1,3%	
MAT	2.113	2.174	2.115	2.158	2.177	2.192	2.210	2.224	2.236	2.247	2.260	
- variação anual	0,8%	2,9%	-2,7%	2,0%	0,9%	0,7%	0,8%	0,7%	0,5%	0,5%	0,6%	
AT	6.795	6.753	6.615	6.885	6.943	6.986	7.063	7.091	7.140	7.190	7.255	
- variação anual	2,2%	-0,6%	-2,0%	4,1%	0,8%	0,6%	1,1%	0,4%	0,7%	0,7%	0,9%	
MT	13.935	14.281	14.411	14.835	14.918	15.165	15.525	15.785	16.078	16.376	16.754	
- variação anual	1,0%	2,5%	0,9%	2,9%	0,6%	1,7%	2,4%	1,7%	1,9%	1,9%	2,3%	
MAT/AT/MT	22.843	23.208	23.142	23.878	24.037	24.343	24.797	25.100	25.454	25.813	26.269	
- variação anual	1,4%	3,0%	-0,3%	3,2%	0,7%	1,3%	1,9%	1,2%	1,4%	1,4%	1,8%	
BTE	3.208	3.278	3.289	3.327	3.277	3.301	3.332	3.348	3.370	3.393	3.430	
- variação anual	-1,8%	2,2%	0,3%	1,1%	-1,5% *	0,7%	1,0%	0,5%	0,7%	0,7%	1,1%	
BTN	16.400	16.434	16.824	16.197	16.453	16.490	16.728	16.762	16.838	16.888	17.003	
- variação anual	-1,8%	0,2%	2,4%	-3,7%	1,6%	0,2%	1,4%	0,2%	0,5%	0,3%	0,7%	
IP	1.357	1.357	1.345	1.352	1.349	1.349	1.353	1.349	1.349	1.349	1.353	
- variação anual	0,8%	0,0%	-0,9%	0,5%	-0,2%	0,0%	0,3%	-0,3%	0,0%	0,0%	0,3%	
BT	20.965	21.069	21.458	20.875	21.079	21.140	21.413	21.459	21.558	21.630	21.786	
- variação anual	-1,7%	-1,2%	1,8%	-2,7%	1,0%	0,3%	1,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,7%	
Perdas RND	4.302	4.114	4.029	4.251	3.983	3.957	3.959	3.959	3.979	4.013	4.063	
- variação anual	10,32%	9,77%	9,48%	9,98%	9,28%	9,14%	9,00%	8,93%	8,89%	8,88%	8,87%	
	-0,91pp	-0,55pp	-0,29pp	+0,50pp	-0,71pp	-0,13pp	-0,14pp	-0,07pp	-0,05pp	-0,01pp	-0,01pp	
AT **				0,97%	0,97%	0,98%	0,98%	0,99%	0,99%	1,00%	1,01%	
MT **				3,41%	3,13%	2,99%	2,69%	2,38%	2,07%	1,92%	1,93%	
BT **				11,20%	11,27%	11,29%	11,57%	12,04%	12,57%	12,90%	12,92%	

Tabela 5.1

*Variação corrigida dos efeitos de temperatura e calendário é de +0,1%.

**Cálculo das perdas por nível de tensão efetuado tendo por base a perda total para cada nível de tensão a dividir pela energia saída para esse nível.

Cenário Inferior

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
E. Entrada RND	48.110	48.392	48.629	49.004	48.574	48.807	49.162	49.443	49.752	50.066	50.579	
- variação anual	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	-0,9%	0,5%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	1,0%	
Consumo	43.808	44.277	44.599	44.753	44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671	
- variação anual	-0,1%	1,1%	0,7%	0,3%	-0,2%	0,6%	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%	1,0%	
MAT	2.113	2.174	2.115	2.158	2.151	2.166	2.183	2.199	2.210	2.222	2.234	
- variação anual	0,8%	2,9%	-2,7%	2,0%	-0,3%	0,7%	0,8%	0,7%	0,5%	0,5%	0,5%	
AT	6.795	6.753	6.615	6.885	6.841	6.867	6.919	6.923	6.952	6.986	7.030	
- variação anual	2,2%	-0,6%	-2,0%	4,1%	-0,6%	0,4%	0,8%	0,0%	0,4%	0,5%	0,6%	
MT	13.935	14.281	14.411	14.835	14.914	15.102	15.347	15.490	15.662	15.846	16.117	
- variação anual	1,0%	2,5%	0,9%	2,9%	0,5%	1,3%	1,6%	0,9%	1,1%	1,2%	1,7%	
MAT/AT/MT	22.843	23.208	23.142	23.878	23.906	24.135	24.450	24.611	24.824	25.054	25.381	
- variação anual	1,4%	3,0%	-0,3%	3,2%	0,1%	1,0%	1,3%	0,7%	0,9%	0,9%	1,3%	
BTE	3.208	3.278	3.289	3.327	3.212	3.233	3.247	3.274	3.297	3.318	3.355	
- variação anual	-1,8%	2,2%	0,3%	1,1%	-3,5%	0,7%	0,4%	0,8%	0,7%	0,7%	1,1%	
BTN	16.400	16.434	16.824	16.197	16.221	16.246	16.312	16.397	16.459	16.502	16.610	
- variação anual	-1,8%	0,2%	2,4%	-3,7%	0,2%	0,2%	0,4%	0,5%	0,4%	0,3%	0,7%	
IP	1.357	1.357	1.345	1.352	1.323	1.322	1.319	1.321	1.321	1.321	1.325	
- variação anual	0,8%	0,0%	-0,9%	0,5%	-2,1%	-0,1%	-0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,3%	
BT	20.965	21.069	21.458	20.875	20.756	20.801	20.878	20.992	21.076	21.140	21.290	
- variação anual	-1,7%	-1,2%	1,8%	-2,7%	-0,6%	0,2%	0,4%	0,5%	0,4%	0,3%	0,7%	
Perdas RND	4.302	4.114	4.029	4.251	3.911	3.871	3.834	3.839	3.852	3.872	3.908	
- variação anual	10,32%	9,77%	9,48%	9,98%	9,20%	9,05%	8,89%	8,85%	8,82%	8,80%	8,79%	
	-0,91pp	-0,55pp	-0,29pp	+0,50pp	-0,78pp	-0,15pp	-0,16pp	-0,04pp	-0,03pp	-0,01pp	-0,01pp	

Tabela 5.2

Cenário Superior

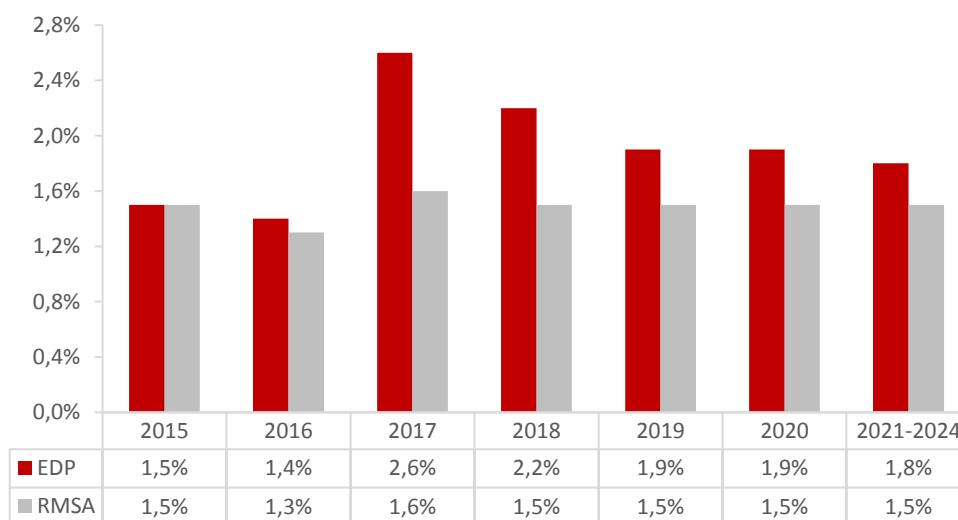
Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
E. Entrada RND	48.110	48.392	48.629	49.004	49.457	49.963	50.747	51.297	51.991	52.651	53.503	
- variação anual	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	0,9%	1,0%	1,6%	1,1%	1,4%	1,3%	1,6%	
Consumo	43.808	44.277	44.599	44.753	45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336	
- variação anual	-0,1%	1,1%	0,7%	0,3%	1,5%	1,1%	1,7%	1,1%	1,4%	1,3%	1,6%	
MAT	2.113	2.174	2.115	2.158	2.206	2.222	2.242	2.259	2.276	2.292	2.313	
- variação anual	0,8%	2,9%	-2,7%	2,0%	2,3%	0,7%	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,9%	
AT	6.795	6.753	6.615	6.885	7.044	7.088	7.173	7.209	7.272	7.342	7.425	
- variação anual	2,2%	-0,6%	-2,0%	4,1%	2,3%	0,6%	1,2%	0,5%	0,9%	1,0%	1,1%	
MT	13.935	14.281	14.411	14.835	14.978	15.304	15.730	16.111	16.535	16.943	17.423	
- variação anual	1,0%	2,5%	0,9%	2,9%	1,0%	2,2%	2,8%	2,4%	2,6%	2,5%	2,8%	
MAT/AT/MT	22.843	23.208	23.142	23.878	24.228	24.613	25.145	25.580	26.084	26.578	27.161	
- variação anual	1,4%	3,0%	-0,3%	3,2%	1,5%	1,6%	2,2%	1,7%	2,0%	1,9%	2,2%	
BTE	3.208	3.278	3.289	3.327	3.277	3.313	3.371	3.419	3.477	3.533	3.604	
- variação anual	-1,8%	2,2%	0,3%	1,1%	-1,5%	1,1%	1,7%	1,4%	1,7%	1,6%	2,0%	
BTN	16.400	16.434	16.824	16.197	16.575	16.666	16.851	16.910	17.004	17.071	17.207	
- variação anual	-1,8%	0,2%	2,4%	-3,7%	2,3%	0,5%	1,1%	0,3%	0,6%	0,4%	0,8%	
IP	1.357	1.357	1.345	1.352	1.359	1.359	1.363	1.359	1.359	1.359	1.363	
- variação anual	0,8%	0,0%	-0,9%	0,5%	0,6%	0,0%	0,3%	-0,3%	0,0%	0,0%	0,3%	
BT	20.965	21.069	21.458	20.875	21.211	21.338	21.586	21.688	21.840	21.964	22.175	
- variação anual	-1,7%	-1,2%	1,8%	-2,7%	1,6%	0,6%	1,2%	0,5%	0,7%	0,6%	1,0%	
Perdas RND	4.302	4.114	4.029	4.251	4.018	4.012	4.017	4.030	4.067	4.109	4.168	
- variação anual	10,32%	9,77%	9,48%	9,98%	9,29%	9,17%	9,03%	8,96%	8,93%	8,91%	8,90%	
	-0,91pp	-0,55pp	-0,29pp	+0,50pp	-0,69pp	-0,12pp	-0,14pp	-0,07pp	-0,03pp	-0,02pp	-0,01pp	

Tabela 5.3

6. Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2016) apresenta uma taxa de variação anual menos elevada quando comparado com as do cenário adotado no presente estudo. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 1,4% no ano de 2016 e uma projeção de 2,6% para 2017 efetuada no final do ano por diversas entidades, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas, mencionadas na secção 3.1, são mais otimistas que as consideradas no RMSA E-2016. Este fator é motivado, essencialmente, pelo facto de o RMSA ter uma data de elaboração muito anterior à recuperação macroeconómica verificada.

Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto Real e Comparação de Estimativas EDP e RMSA



* Fonte Valores de 2015 e 2016: Banco de Portugal

Gráfico 6.1

À semelhança do presente estudo, o RMSA-E 2016 apresenta três cenários possíveis (central, inferior e superior) para o consumo de energia elétrica. O gráfico 6.2 apresenta os três cenários projetados nos dois relatórios para o período de 2016-2024.

Quando se comparam os cenários dos dois estudos, verifica-se que o adotado no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional assume-se menos otimista que o das atuais projeções, explicado, em grande parte, pelo facto de o consumo observado nos anos de 2016 e 2017 ser o consumo efetivamente real e este assumir um valor superior ao estimado no RMSA E-2016. As projeções dos três cenários projetados no presente relatório apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA.

Comparação das previsões de consumo (GWh) pelas estimativas da EDPD e RMSA

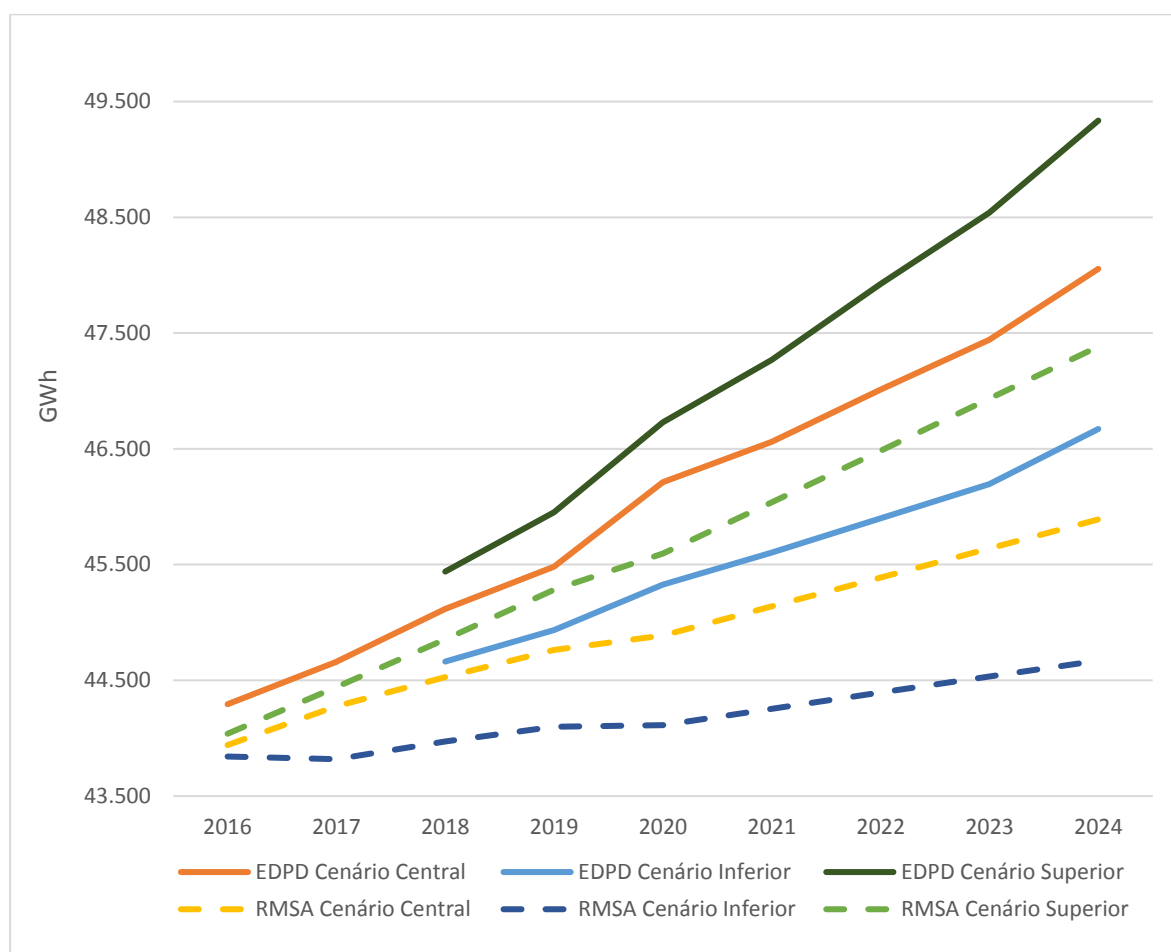


Gráfico 6.2

Observações:

- 1) Valores de 2016 e 2017 da EDPD com correção de impactos de temperatura, calendário e estimativas do ciclo de leitura
- 2) Valor de 2016 do RMSA real até julho com correção de impactos de temperatura e calendário

Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP e RMSA

Consumo (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EDPD Cenário Inferior			44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671
EDPD Cenário Central ⁽¹⁾	44.599*	44.753*	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054
EDPD Cenário Superior			45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336
RMSA Cenário Inferior	43.853	43.882	44.070	44.234	44.297	44.474	44.651	44.826	45.001
RMSA Cenário Central ⁽²⁾	43.941	44.291	44.567	44.830	44.993	45.270	45.547	45.826	46.104
RMSA Cenário Superior	44.029	44.439	44.862	45.298	45.631	46.081	46.535	46.993	47.453

*Valores de 2016 e 2017 do Cenário Central EDPD real, não considerando correções de impactos de temperatura e calendário.

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

⁽¹⁾ Consumo Final EDPD = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

⁽²⁾ Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição

Tabela 6.1

7. Ponta máxima na RND

7.1. Evolução histórica e projeções

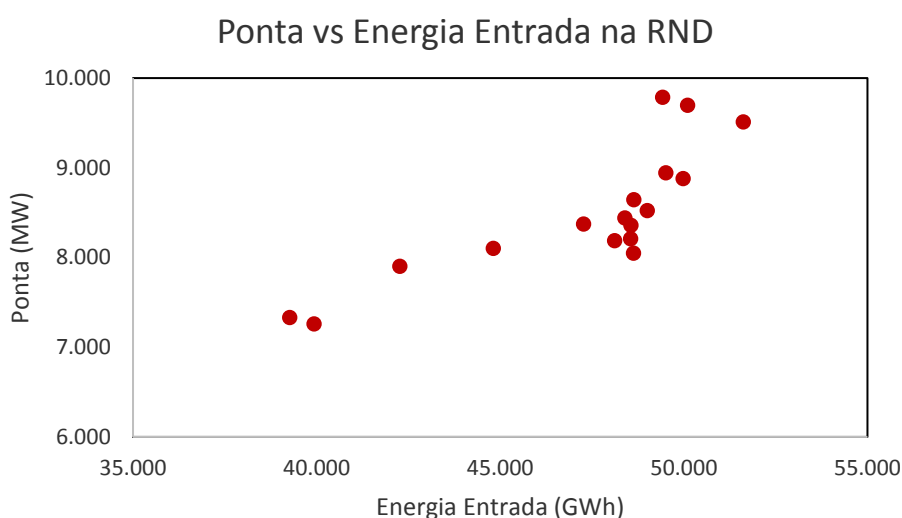
Com o objetivo de estimar a ponta síncrona anual da EDP Distribuição para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), foi estudada a relação entre esta variável e a evolução da procura de eletricidade (Energia Entrada na RND). Para além disso, foi incluído na análise o peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total do continente, na medida em que a ponta máxima se tem vindo a registar no período de inverno e ao fim da tarde.

O gráfico seguinte ilustra a relação entre a ponta e a energia entrada, bem como o resultado do modelo de regressão linear múltipla, para o período 2001-2017.

Ponta vs. Energia Entrada na RND

$$\widehat{P_{Máx}} = -6138,875 + 0,208 EE + 117,213 P_{eso_{BTN e IP}}$$

$$R^2 \approx 0,85$$



Fonte: EDP Distribuição e estimativas da EDPD com base em dados REN

Gráfico 7.1

De acordo com o modelo estimado, uma variação de 1000 GWh na energia entrada implica uma variação no mesmo sentido de 208 MW na ponta máxima da RND. Para além disso, por cada acréscimo percentual do peso do consumo BTN e IP no Consumo total, tem-se um aumento de cerca de 117 MW na ponta máxima.

Os quadros seguintes apresentam os valores projetados para a energia entrada e ponta síncrona anual da EDP Distribuição para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), no horizonte 2024, com base no modelo referido. As projeções foram aplicadas em função dos três cenários de evolução da procura de eletricidade apresentados anteriormente.

Energia Entrada e Ponta síncrona anual na RND

Cenário Central

Anos	Verificado						Previsão						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energia Entrada RND (GWh)	48.559	48.545	48.110	48.392	48.629	49.004	49.099	49.439	50.170	50.519	50.991	51.456	52.117
Varição (%)	-2,8%	0,0%	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	0,2%	0,7%	1,5%	0,7%	0,9%	0,9%	1,3%
Ponta Síncrona (MW)	8360	8210	8188	8443	8049	8526	8359	8413	8542	8594	8675	8753	8874
Varição (%)	-5,9%	-1,8%	-0,3%	3,1%	-4,7%	5,9%	-2,0%	0,6%	1,5%	0,6%	0,9%	0,9%	1,4%

Tabela 7.1

Cenário Inferior

Anos	Verificado						Previsão						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energia Entrada RND (GWh)	48.559	48.545	48.110	48.392	48.629	49.004	48.574	48.807	49.162	49.443	49.752	50.066	50.579
Varição (%)	-2,8%	0,0%	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	-0,9%	0,5%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	1,0%
Ponta Síncrona (MW)	8360	8210	8188	8443	8049	8526	8213	8247	8305	8360	8413	8462	8553
Varição (%)	-5,9%	-1,8%	-0,3%	3,1%	-4,7%	5,9%	-3,7%	0,4%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	1,1%

Tabela 7.2

Cenário Superior

Anos	Verificado						Previsão						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energia Entrada RND (GWh)	48.559	48.545	48.110	48.392	48.629	49.004	49.457	49.963	50.747	51.297	51.991	52.651	53.503
Variação (%)	-2,8%	0,0%	-0,9%	0,6%	0,5%	0,8%	0,9%	1,0%	1,6%	1,1%	1,4%	1,3%	1,6%
Ponta Síncrona (MW)	8360	8210	8188	8443	8049	8526	8413	8497	8641	8727	8847	8961	9118
Variação (%)	-5,9%	-1,8%	-0,3%	3,1%	-4,7%	5,9%	-1,3%	1,0%	1,7%	1,0%	1,4%	1,3%	1,7%

Tabela 7.3

A figura seguinte retrata a evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2024, com base no modelo referido.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2017 (dados reais). Para os anos de 2018 a 2024 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada, sendo que para o período de 2008-2017 os cenários apresentam os mesmos valores de ponta máxima, na medida em que estes assumem o valor real de energia entrada, tendo por base o modelo de regressão apresentado anteriormente.

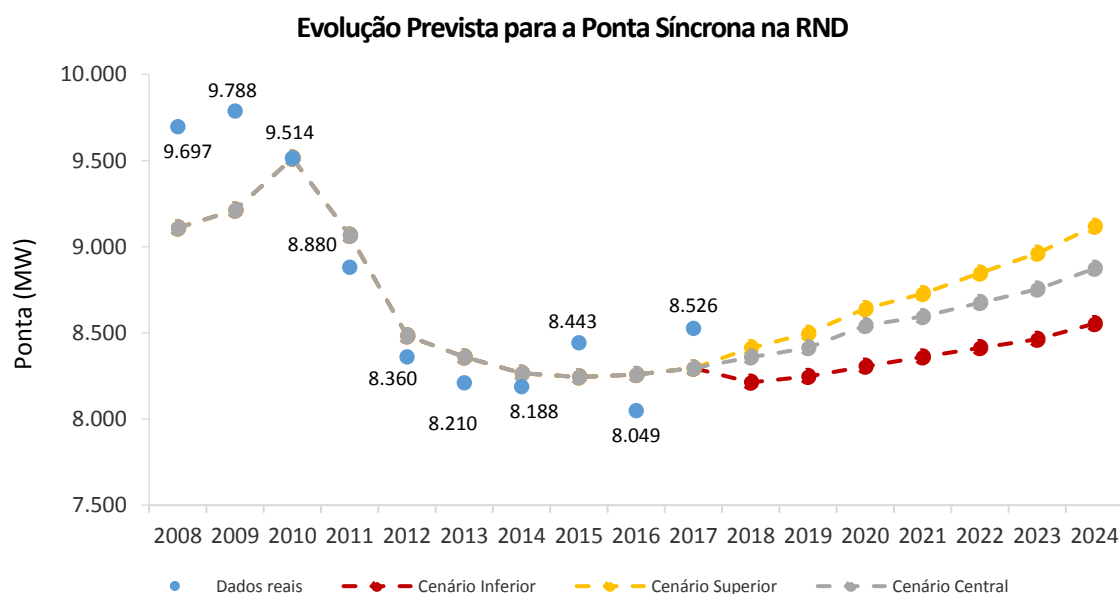


Gráfico 7.4

ANEXO 11 – LISTA ORDENADA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL (POR ORDEM DE PRIORIDADE NOS VETORES DE INVESTIMENTO)

**Anexo 11.A – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e
Programação Anual – Cenário 1**

**Anexo 11.B – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e
Programação Anual – Cenário 2**

**Anexo 11.C – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e
Programação Anual – Cenário 1**

ANEXO 11.A – LISTA ORDENADA DE INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL – CENÁRIO 1

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	70.874.749 €	- €	13.475.047 €	14.323.025 €	14.143.324 €	14.525.380 €	14.407.973 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			4.078.571 €	10.601.778 €	- €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	2.376.755 €	815.714 €	595.026 €	220.688 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.346.100 €	475.351 €	405.351 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.042.926 €	469.220 €	402.334 €	66.886 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.639.400 €	408.585 €	256.531 €	152.054 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	1.057.557 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.400.000 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.744.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.082.500 €	348.800 €	149.506 €	199.294 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	561.025 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	1.018.001 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.963.000 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	772.000 €	392.600 €	79.220 €	72.090 €	241.200 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	647.090 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	552.730 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	525.300 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	2.734.200 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	506.850 €	546.840 €	- €	44.380 €	176.869 €	325.591 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	2.402.720 €	101.370 €	- €	101.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	423.500 €	480.544 €	- €	253.235 €	227.309 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	2.445.000 €	29.645 €	- €	8.894 €	20.752 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	838.656 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	2.621.250 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.207.200 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.323.533 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	242.000 €	464.700 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN) São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	1.253.000 €	48.400 €	- €	- €	48.400 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	2.312.496 €	250.600 €	- €	- €	105.610 €	144.990 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.060.000 €	462.499 €	- €	- €	277.500 €	185.000 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	800.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	1.145.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	725.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	1.969.960 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	2.478.875 €	393.992 €	- €	- €	118.198 €	275.794 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	1.950.300 €	495.775 €	- €	- €	- €	182.982 €	312.793 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	2.760.713 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.904 €	40.956 €	68.261 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	1.000.000 €	193.250 €	- €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	540.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	880.000 €	54.000 €	- €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjero	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	695.000 €	88.000 €	- €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	497.605 €	69.500 €	- €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	590.000 €	49.761 €	- €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	550.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	1.974.000 €	55.000 €	- €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	560.000 €	197.400 €	- €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	3.570.116 €	56.000 €	- €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	1.382.650 €	714.023 €	- €	- €	- €	- €	142.805 €	571.219 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.060.000 €	276.530 €	- €	- €	- €	- €	117.478 €	159.052 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.270.000 €	212.000 €	- €	- €	- €	- €	77.129 €	134.871 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Egueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	815.000 €	127.000 €	- €	- €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	700.000 €	81.500 €	- €	- €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seival	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	660.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	781.200 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	700.000 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	1.000.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	900.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €
Renovação andar 60kV SE Maedocavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	1.400.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.000.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €
Renovação do andar 30 KV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	950.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €
Renovação andar 10 KV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	1.700.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €
Renovação andar 60 e 30 KV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	500.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação do andar 15 KV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	17.669.629 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			780.000 €	279.125 €	- €	60.004 €	71.023 €	25.240 €	40.000 €	82.859 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	1.395.626 €	156.000 €	- €	- €	52.000 €	18.000 €	34.000 €	52.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	600.000 €	- €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	5.000.000 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	380.411 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.704 €	103.199 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	7.480.177 €	2.620.077 €	- €	472.756 €	598.713 €	519.777 €	430.290 €	598.540 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			37.429.667 €	230.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	35.000 €	35.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	3.288.106 €	250.000 €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	2.500.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	1.700.000 €	2.109.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	1.789.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e ADLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e ADLRS	Ficha n.º 11	21.090.000 €	1.350.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	1.030.000 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			13.500.000 €	1.268.290 €	- €	524.374 €	172.764 €	202.583 €	208.919 €	159.650 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			12.682.903 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Total				328.473.386 €	106.896.833 €	2.325.227 €	19.640.937 €	20.448.916 €	20.169.215 €	20.451.271 €	20.333.863 €	3.527.403 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			17.500.000 €	5.250.000 €	- €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	1.223.571 €	892.539 €	331.032 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 78	8.300 €	7.470 €	7.470 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	713.027 €	608.027 €	105.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	703.830 €	603.501 €	100.329 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	612.878 €	384.797 €	228.081 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 102	147.000 €	132.300 €	63.504 €	68.796 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	2.111.520 €	800.000 €	1.311.520 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase 1	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	10.000.000 €	7.000.000 €	700.000 €	1.750.000 €	2.450.000 €	2.100.000 €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pier QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	846.046 €	633.686 €	212.360 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 67	24.500 €	22.050 €	15.525 €	6.525 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	840.000 €	480.600 €	359.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	523.200 €	224.260 €	298.940 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	648.500 €	431.100 €	218.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 95	940.000 €	658.000 €	394.800 €	263.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	336.615 €	322.220 €	14.395 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	877.800 €	373.800 €	504.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	610.801 €	275.464 €	335.336 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz - Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	588.900 €	118.830 €	108.135 €	361.935 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	463.200 €	231.600 €	231.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pier QST	Ficha nº 83	647.090 €	517.672 €	155.302 €	362.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	552.730 €	442.184 €	50.063 €	392.121 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 60	18.000 €	16.200 €	14.580 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pier QST	Ficha nº 59	525.300 €	420.240 €	42.024 €	378.216 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 59	90.000 €	81.000 €	8.100 €	72.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	820.260 €	- €	66.570 €	265.303 €	488.387 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; Sinha Talagueira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	152.055 €	- €	152.055 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Carreira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	720.816 €	- €	379.853 €	340.964 €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Carreira	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 30	81.000 €	81.000 €	- €	24.300 €	56.700 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	423.500 €	328.800 €	- €	101.640 €	237.160 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	1.467.000 €	- €	306.000 €	1.161.000 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	503.194 €	- €	50.320 €	181.150 €	271.724 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 68	19.750 €	17.775 €	- €	- €	- €	17.775 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	1.572.750 €	- €	715.940 €	856.810 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	1.324.320 €	- €	442.365 €	881.955 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 53	560.000 €	392.000 €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 54	765.000 €	535.500 €	- €	160.650 €	374.850 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 55	537.600 €	376.320 €	- €	112.896 €	263.424 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 42	504.000 €	352.800 €	- €	246.960 €	105.840 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalho	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 96	875.000 €	612.500 €	- €	428.750 €	183.750 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 52	675.000 €	472.500 €	- €	283.500 €	189.000 €	- €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	980.000 €	- €	980.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Extremos (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	464.707 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	22.785.644 €	2.278.564 €	- €	342.242 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	1.139.612 €	113.961 €	- €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de terrenos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	72.600 €	- €	72.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	375.900 €	- €	- €	158.415 €	217.485 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	693.749 €	- €	- €	416.249 €	277.500 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 57	78.000 €	70.200 €	- €	- €	42.120 €	28.080 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	1.648.000 €	- €	- €	329.600 €	494.400 €	824.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	480.000 €	- €	- €	144.000 €	336.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	687.000 €	- €	- €	169.500 €	517.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	435.000 €	- €	- €	174.000 €	261.000 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 97	840.000 €	588.000 €	- €	- €	176.400 €	411.600 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 98	500.000 €	350.000 €	- €	- €	122.500 €	227.500 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 99	560.000 €	392.000 €	- €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alparça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	590.988 €	- €	- €	177.296 €	413.692 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	743.663 €	- €	- €	274.472 €	469.190 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 31	18.000 €	16.200 €	- €	- €	2.700 €	13.500 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.560.240 €	- €	- €	- €	312.048 €	468.072 €	780.120 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pier QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	2.208.570 €	- €	- €	- €	883.428 €	1.325.142 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 105	126.500 €	113.850 €	- €	- €	- €	45.540 €	68.310 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	360.000 €	240.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	324.000 €	- €	- €	97.200 €	226.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	528.000 €	- €	- €	- €	132.000 €	396.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	417.000 €	- €	- €	- €	104.250 €	312.750 €	- €	- €

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação do andar AT e MT da SE Sobredo Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	298.563 €	- €	- €	- €	119.425 €	179.138 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	330.000 €	- €	- €	- €	82.500 €	247.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	1.184.400 €	- €	- €	- €	669.900 €	514.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	336.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	252.000 €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 64	500.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	245.000 €	105.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	1.071.035 €	- €	- €	- €	- €	214.207 €	856.828 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	47.000 €	42.300 €	- €	- €	- €	- €	25.380 €	16.920 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	414.795 €	- €	- €	- €	- €	176.218 €	238.577 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	60.000 €	54.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	54.000 €	- €
Reforço Laves (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	318.000 €	- €	- €	- €	- €	115.694 €	202.306 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Egueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	762.000 €	- €	- €	- €	- €	190.500 €	317.500 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	489.000 €	- €	- €	- €	- €	146.700 €	342.300 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Sebal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Galo - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	396.000 €	- €	- €	- €	- €	35.600 €	118.800 €	237.600 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Farilhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 100	950.000 €	665.000 €	- €	- €	- €	- €	598.500 €	66.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaranite	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	360.000 €	240.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	360.000 €	540.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	540.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	256.500 €	283.500 €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	840.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	588.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragaça	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	330.000 €	270.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	570.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	150.000 €	420.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	306.000 €	714.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 101	830.000 €	581.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	174.300 €	406.700 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	418.688 €	- €	90.006 €	106.534 €	37.860 €	60.000 €	124.289 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 3	780.000 €	234.000 €	- €	- €	78.000 €	27.000 €	51.000 €	78.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	900.000 €	- €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 6	380.411 €	304.329 €	- €	304.329 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das Linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha nº 5	7.480.177 €	5.984.142 €	- €	- €	1.132.323 €	1.132.323 €	1.265.187 €	1.179.422 €	1.274.886 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 7	37.429.667 €	29.943.734 €	- €	5.402.927 €	6.842.437 €	5.940.313 €	4.917.599 €	6.840.458 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			3.288.106 €	2.630.485 €	- €	734.517 €	658.480 €	437.488 €	400.000 €	400.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 9	20.379.860 €	18.341.874 €	- €	6.112.899 €	3.051.180 €	3.055.905 €	3.042.810 €	3.079.080 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha nº 12	2.500.000 €	1.500.000 €	- €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha nº 13	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha nº 10	21.090.000 €	12.654.000 €	- €	- €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	10.734.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha nº 11	13.500.000 €	8.100.000 €	- €	- €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	6.180.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			12.682.903 €	7.609.742 €	- €	3.146.243 €	1.036.586 €	1.215.500 €	1.253.512 €	957.900 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 14	8.508.400 €	5.955.880 €	- €	836.444 €	502.236 €	1.081.500 €	1.536.500 €	1.999.200 €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha nº 14	1.400.000 €	980.000 €	- €	840.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			2.480.000 €	1.736.000 €	- €	1.106.000 €	- €	216.000 €	216.000 €	216.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			5.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha nº 16	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha nº 18	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha nº 15	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha nº 17	1.000.000 €	700.000 €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			625.000 €	62.500 €	- €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	- €
Total				432.709.552 €	182.781.962 €	7.818.832 €	36.364.647 €	30.616.367 €	30.055.796 €	27.878.270 €	27.871.364 €	22.176.686 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência da Rede					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	3.533.926 €	- €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	1.835.357 €	1.338.409 €	496.548 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	1.069.540 €	912.040 €	157.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	1.055.745 €	905.252 €	150.494 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	919.317 €	577.196 €	342.121 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Bovista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	158.364 €	60.000 €	98.364 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	63.453 €	47.526 €	15.927 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	784.800 €	336.389 €	448.411 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	883.350 €	178.245 €	162.203 €	542.903 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.090 €	38.825 €	11.648 €	27.178 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceção	Ficha nº 60	552.730 €	33.164 €	3.755 €	29.409 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	31.518 €	3.152 €	28.366 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	1.230.390 €	- €	99.855 €	397.955 €	732.580 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PDE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	228.083 €	- €	228.083 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	1.081.224 €	- €	569.779 €	511.445 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceção	Ficha nº 32	423.500 €	25.410 €	- €	7.623 €	17.787 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	1.277.943 €	- €	140.004 €	383.383 €	754.556 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	108.900 €	- €	- €	108.900 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	563.850 €	- €	- €	237.623 €	326.228 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	1.040.623 €	- €	- €	624.374 €	416.249 €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Expô Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	123.600 €	- €	- €	24.720 €	37.080 €	61.800 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobredra-Fase 1	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alparça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	886.482 €	- €	- €	265.945 €	620.537 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	1.115.494 €	- €	- €	- €	411.709 €	703.785 €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	117.018 €	- €	- €	- €	23.404 €	35.105 €	58.509 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	165.643 €	- €	- €	- €	66.257 €	99.386 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE S80 Julião	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	54.000 €	- €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	88.000 €	- €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Moita	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	69.500 €	- €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobredra-Fase 2	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	49.761 €	- €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	55.000 €	- €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhal	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	197.400 €	- €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	56.000 €	- €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	1.606.552 €	- €	- €	- €	- €	321.310 €	1.285.242 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	622.193 €	- €	- €	- €	- €	264.326 €	357.866 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhois_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	477.000 €	- €	- €	- €	- €	173.541 €	303.459 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Egueira	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	127.000 €	- €	- €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	81.500 €	- €	- €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amaranje	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	429.660 €	- €	- €	- €	- €	44.418 €	385.242 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Realização de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €

Investimento no Vetor Eficiência da Rede					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	628.032 €	- €	135.008 €	159.801 €	56.790 €	90.000 €	186.433 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	351.000 €	- €	- €	117.000 €	40.500 €	76.500 €	117.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	1.350.000 €	- €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	380.411 €	22.825 €	- €	22.825 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	448.811 €	- €	- €	84.924 €	84.924 €	94.889 €	88.457 €	95.616 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 7	37.429.667 €	2.245.780 €	- €	405.220 €	513.183 €	445.523 €	368.820 €	513.034 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			3.288.106 €	197.286 €	- €	55.089 €	49.386 €	32.812 €	30.000 €	30.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	2.500.000 €	250.000 €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	2.109.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	1.789.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AQLSB e AQLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AQLSB e AQLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	1.350.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	1.030.000 €
Renovação e Realização de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Realização de Ativos AT/MT			12.682.903 €	1.268.290 €	- €	524.374 €	172.764 €	202.583 €	208.919 €	159.650 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			5.000.000 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	1.317.397 €	- €	409.996 €	166.617 €	70.444 €	505.582 €	164.758 €	- €
Total				328.473.386 €	44.346.347 €	4.664.175 €	7.479.970 €	7.439.851 €	7.254.281 €	7.001.755 €	6.994.848 €	3.511.466 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência Operacional						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Novas subestações AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	203.929 €	148.757 €	55.172 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas subestações AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 78	8.300 €	830 €	830 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	118.838 €	101.338 €	17.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas subestações AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	117.305 €	100.584 €	16.722 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas subestações AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	102.146 €	64.133 €	38.013 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas subestações AT/MT Conceição	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 102	147.000 €	14.700 €	7.056 €	7.644 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falta de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase 1	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	10.000.000 €	2.000.000 €	200.000 €	500.000 €	700.000 €	600.000 €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 67	24.500 €	2.450 €	1.725 €	725 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	280.000 €	160.200 €	119.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	87.200 €	37.377 €	49.823 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	216.500 €	143.700 €	72.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 95	940.000 €	282.000 €	169.200 €	112.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	112.205 €	107.407 €	4.798 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	376.200 €	160.200 €	216.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	203.600 €	91.821 €	111.779 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linhas AT Turiz - Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	98.150 €	19.805 €	18.023 €	60.323 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	154.400 €	77.200 €	77.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.090 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas saídas MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	552.730 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas saídas MT da subestação de Candosa	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 60	18.000 €	1.800 €	180 €	1.620 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 59	90.000 €	9.000 €	900 €	8.100 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	136.710 €	- €	11.095 €	44.217 €	81.398 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	25.343 €	- €	25.343 €	- €	- €	- €	- €	- €
Novas Subestações AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	120.136 €	- €	63.309 €	56.827 €	- €	- €	- €	- €
Novas Subestações AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 30	90.000 €	9.000 €	- €	2.700 €	6.300 €	- €	- €	- €	- €
Novas Saídas 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	423.500 €	29.645 €	- €	8.894 €	20.752 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	489.000 €	- €	102.000 €	387.000 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	167.731 €	- €	16.773 €	60.383 €	90.575 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 68	19.750 €	1.975 €	- €	- €	1.975 €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	524.250 €	- €	238.647 €	285.603 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	441.440 €	- €	147.455 €	293.985 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 53	560.000 €	168.000 €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 54	765.000 €	229.500 €	- €	68.850 €	160.650 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 55	537.600 €	161.280 €	- €	48.384 €	112.896 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 42	504.000 €	151.200 €	- €	105.840 €	45.360 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 96	875.000 €	262.500 €	- €	183.750 €	78.750 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 52	675.000 €	202.500 €	- €	121.500 €	81.000 €	- €	- €	- €	- €
Modernização e Reocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	280.000 €	- €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linhas AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	116.177 €	- €	12.728 €	34.853 €	68.596 €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	22.785.644 €	1.139.282 €	- €	171.121 €	242.040 €	242.040 €	242.040 €	242.040 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	1.139.612 €	56.981 €	- €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	- €
Linhas AT Vila Fria (REN) São Romão de Neiva Separação de tenões	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	12.100 €	- €	- €	12.100 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	62.650 €	- €	- €	26.403 €	36.248 €	- €	- €	- €
Novas SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	115.625 €	- €	- €	69.375 €	46.250 €	- €	- €	- €
Novas SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 57	78.000 €	7.800 €	- €	- €	4.680 €	3.120 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falta de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	160.000 €	- €	- €	48.000 €	112.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	229.000 €	- €	- €	56.500 €	172.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	145.000 €	- €	- €	58.000 €	87.000 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 97	840.000 €	252.000 €	- €	- €	75.600 €	176.400 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 98	500.000 €	150.000 €	- €	- €	52.500 €	97.500 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscardide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 99	560.000 €	168.000 €	- €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €
Novas SE 60/30kV Zona Industrial Alpiçara	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	98.498 €	- €	- €	- €	29.549 €	68.949 €	- €	- €
Novas SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	123.944 €	- €	- €	- €	45.745 €	78.198 €	- €	- €
Novas SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 31	18.000 €	1.800 €	- €	- €	- €	300 €	1.500 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falta de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.304 €	40.956 €	68.263 €	- €
Novas SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	193.250 €	- €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €
Novas SE 60/30 kV em Grândola	Automação e Telemando da Rede MT		Ficha nº 105	126.500 €	12.650 €	- €	- €	- €	5.060 €	7.590 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	120.000 €	80.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	108.000 €	- €	- €	- €	32.400 €	75.600 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	176.000 €	- €	- €	- €	44.000 €	132.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	139.000 €	- €	- €	- €	34.750 €	104.250 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	99.521 €	- €	- €	- €	39.808 €	59.713 €	- €	- €

Investimento no Vetor Eficiência Operacional				Investimento no vetor								
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custúrias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	110.000 €	- €	- €	- €	27.500 €	82.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	394.800 €	- €	- €	- €	223.300 €	171.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	112.000 €	- €	- €	- €	28.000 €	84.000 €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 64	500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	105.000 €	45.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	178.506 €	- €	- €	- €	- €	35.701 €	142.805 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	47.000 €	4.700 €	- €	- €	- €	- €	2.820 €	1.880 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	69.133 €	- €	- €	- €	- €	29.370 €	39.763 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	60.000 €	6.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	6.000 €	- €
Reforço Laves (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	53.000 €	- €	- €	- €	- €	19.282 €	33.718 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esigueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	254.000 €	- €	- €	- €	- €	63.500 €	190.500 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	163.000 €	- €	- €	- €	- €	48.900 €	114.100 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Sesal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	705.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gato - Alcégar	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	132.000 €	- €	- €	- €	- €	13.200 €	39.600 €	79.200 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Farilhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 100	950.000 €	285.000 €	- €	- €	- €	- €	216.500 €	28.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaranje	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	39.060 €	- €	- €	- €	- €	4.038 €	35.022 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	80.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	180.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	180.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	85.500 €	94.500 €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	196.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	110.000 €	90.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	190.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	50.000 €	140.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	102.000 €	238.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 101	830.000 €	249.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	74.700 €	174.300 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	11.210.705 €	- €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	69.781 €	- €	15.001 €	17.756 €	6.310 €	10.000 €	29.715 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	39.000 €	- €	- €	13.000 €	4.500 €	8.500 €	13.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	150.000 €	- €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de conceelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceelho	Ficha n.º 6	380.411 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das Linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.704 €	103.199 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	37.429.667 €	2.620.077 €	- €	472.756 €	598.713 €	519.777 €	430.290 €	598.540 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			3.288.106 €	230.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	35.000 €	35.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 9	20.379.860 €	2.037.986 €	- €	679.211 €	339.020 €	339.545 €	338.090 €	342.120 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	2.500.000 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	412.000 €	- €	- €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	3.578.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	2.700.000 €	- €	- €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	2.060.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			12.682.903 €	2.536.581 €	- €	1.048.748 €	345.529 €	405.167 €	417.837 €	319.300 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha n.º 14	8.508.400 €	2.552.520 €	- €	358.476 €	215.244 €	463.500 €	658.500 €	854.800 €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha n.º 14	1.400.000 €	420.000 €	- €	360.000 €	60.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			2.480.000 €	744.000 €	- €	474.000 €	- €	90.000 €	90.000 €	90.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			5.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 16	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 18	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	1.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	119.763 €	- €	37.272 €	15.147 €	6.404 €	45.962 €	14.978 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			625.000 €	31.250 €	- €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	- €
Total				415.209.552 €	57.121.341 €	1.739.505 €	11.071.950 €	9.702.751 €	9.567.180 €	8.964.654 €	8.957.748 €	7.117.553 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vektor Acesso a Novos Serviços					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	10.000.000 €	1.000.000 €	100.000 €	250.000 €	350.000 €	300.000 €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	140.000 €	- €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	22.785.644 €	19.367.797 €	- €	2.909.054 €	4.114.686 €	4.114.686 €	4.114.686 €	4.114.686 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	1.139.612 €	968.670 €	- €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 16	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 18	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	1.000.000 €	100.000 €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			625.000 €	531.250 €	- €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	- €
Total				42.950.255 €	22.707.717 €	100.000 €	3.739.038 €	4.904.670 €	4.854.670 €	4.554.670 €	4.554.670 €	- €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Outros					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			17.500.000 €	12.250.000 €	- €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	- €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Fixação Anti-Sísmica de TP	Ficha n.º 2	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT	Ficha n.º 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			5.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental			6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 19	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Total				68.236.442 €	36.565.032 €	- €	8.913.006 €	6.913.006 €	6.913.006 €	6.913.006 €	6.913.006 €	- €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

ANEXO 11.B – LISTA ORDENADA DE INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL – CENÁRIO 2

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			Lote 1	83.382.058 €	70.874.749 €	- €	13.475.047 €	14.323.025 €	14.143.324 €	14.525.380 €	14.407.973 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			Lote 1	17.669.629 €	10.601.778 €	- €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	Lote 1	4.078.571 €	815.714 €	595.026 €	220.688 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha nº 4	Lote 1	2.376.755 €	475.351 €	405.351 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	Lote 1	2.346.100 €	469.220 €	402.334 €	66.886 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	Lote 1	2.042.926 €	408.585 €	256.531 €	152.054 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	Lote 1	2.639.400 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	Lote 1	1.057.557 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	Lote 1	1.400.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao Pde - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	Lote 1	1.744.000 €	348.800 €	149.506 €	199.294 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	Lote 1	1.082.500 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	Lote 1	561.025 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	Lote 1	1.018.001 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	Lote 1	1.963.000 €	392.600 €	79.220 €	72.090 €	241.290 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	Lote 1	772.000 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	Lote 1	647.090 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candoa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	Lote 1	552.730 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	Lote 1	525.300 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao Pde - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	546.840 €	- €	44.380 €	176.869 €	325.591 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao Pde REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	101.370 €	- €	101.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Carveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	Lote 1	2.402.720 €	480.544 €	- €	253.235 €	227.309 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	Lote 1	423.500 €	29.645 €	- €	8.894 €	20.752 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	Lote 1	2.445.000 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	Lote 1	838.656 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	Lote 1	2.621.250 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	Lote 1	2.207.200 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	464.707 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	48.400 €	- €	- €	48.400 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao Pde REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	250.600 €	- €	- €	105.610 €	144.990 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	Lote 1	2.312.496 €	462.499 €	- €	- €	277.500 €	185.000 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	Lote 1	2.060.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	Lote 1	800.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	Lote 1	1.145.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 1	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	Lote 1	725.000 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	Lote 1	540.000 €	54.000 €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	Lote 1	880.000 €	88.000 €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	Lote 1	695.000 €	69.500 €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	Lote 1	1.969.960 €	393.992 €	- €	- €	- €	118.198 €	275.794 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	Lote 1	2.478.875 €	495.775 €	- €	- €	- €	182.982 €	312.793 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	Lote 1	1.950.300 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.304 €	40.956 €	68.261 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	Lote 1	2.760.713 €	193.250 €	- €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 2	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	Lote 1	497.605 €	49.761 €	- €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entrocamento	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	Lote 1	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	Lote 1	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	Lote 1	550.000 €	55.000 €	- €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	Lote 1	1.974.000 €	197.400 €	- €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	Lote 1	1.270.000 €	127.000 €	- €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	Lote 1	560.000 €	56.000 €	- €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	Lote 1	815.000 €	81.500 €	- €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	Lote 1	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	Lote 1	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	Lote 1	3.570.116 €	714.023 €	- €	- €	- €	- €	142.805 €	571.219 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	Lote 1	1.382.650 €	276.530 €	- €	- €	- €	- €	117.478 €	159.052 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	Lote 1	1.060.000 €	212.000 €	- €	- €	- €	- €	77.129 €	134.871 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	Lote 1	1.500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €	- €

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação andar 60KV SE MacedoCavaleiros	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	Lote 1	900.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	Lote 1	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Alegria	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	Lote 2	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	- €	- €	39.000 €	91.000 €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Fonte Boa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação andar 15KV SE Vila Nova Gaia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação do andar 30 KV da SE Bragança	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €	- €
Renovação andar 10 KV da SE Vale Escuro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	Lote 1	950.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	Lote 1	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	Lote 1	781.200 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação andar 60KV SE São MartinhoDume	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	21.000 €	49.000 €
Renovação do andar 10 KV da SE Reboleira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €
Renovação andar 60 e 30 KV da SE Belver	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	Lote 1	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação andar 10KV da SE Torres Vedras	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	Lote 2	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	20.000 €	30.000 €
Renovação do andar 60 KV da SE Maranhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação do andar 15 KV da SE Terena	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	Lote 1	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60KV da SE Cruz do Campo	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 KV da SE Vale de Gaio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	Lote 2	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60 KV da SE Monte Feio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			Lote 1	28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			Lote 1	1.995.626 €	279.125 €	- €	60.004 €	71.023 €	25.240 €	40.000 €	82.859 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	Lote 1	780.000 €	156.000 €	- €	- €	52.000 €	18.000 €	34.000 €	52.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			Lote 1	3.000.000 €	600.000 €	- €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	Lote 1	380.411 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	Lote 1	7.480.177 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.704 €	103.199 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	Lote 1	37.429.667 €	2.620.077 €	- €	472.756 €	598.713 €	519.777 €	430.290 €	598.540 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			Lote 1	3.288.106 €	230.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	35.000 €	35.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 1	2.500.000 €	250.000 €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 2	2.000.000 €	200.000 €	- €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	Lote 1	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 1	3.200.000 €	320.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 2	17.890.000 €	1.789.000 €	- €	- €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	1.109.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 1	3.200.000 €	320.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 2	10.300.000 €	1.030.000 €	- €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	470.000 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Lote 1	12.682.903 €	1.268.290 €	- €	524.374 €	172.764 €	202.583 €	208.919 €	159.650 €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Lote 2	5.757.500 €	575.750 €	- €	- €	254.425 €	89.450 €	87.075 €	144.800 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			Lote 1	5.000.000 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			Lote 1	2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Total					344.330.886 €	108.482.583 €	2.325.227 €	19.640.937 €	21.178.916 €	20.899.215 €	21.181.271 €	21.063.863 €	2.193.153 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			Lote 1	83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			Lote 1	17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			Lote 1	17.500.000 €	5.250.000 €	- €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 78	Lote 1	4.078.571 €	1.223.571 €	892.539 €	331.032 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 78	Lote 1	8.300 €	7.470 €	7.470 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT		Ficha nº 4	Lote 1	2.376.755 €	713.027 €	608.027 €	105.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 65	Lote 1	2.346.100 €	703.830 €	603.501 €	100.329 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Concelho	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 102	Lote 1	2.042.926 €	612.878 €	384.797 €	228.081 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Concelho	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 102	Lote 1	147.000 €	132.300 €	63.504 €	68.796 €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa		Ficha nº 80	Lote 1	2.639.400 €	2.111.520 €	800.000 €	1.311.520 €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase 1	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			Ficha nº 22	Lote 1	10.000.000 €	7.000.000 €	700.000 €	1.750.000 €	2.450.000 €	2.100.000 €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST		Ficha nº 67	Lote 1	1.057.557 €	846.046 €	633.686 €	212.360 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 67	Lote 1	24.500 €	22.050 €	15.525 €	6.525 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 107	Lote 1	1.400.000 €	840.000 €	480.600 €	359.400 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 27	Lote 1	1.744.000 €	523.200 €	224.260 €	298.940 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 45	Lote 1	1.082.500 €	649.500 €	431.100 €	218.400 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 95	Lote 1	940.000 €	658.000 €	394.800 €	263.200 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 33	Lote 1	561.025 €	336.615 €	322.220 €	14.395 €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos		Ficha nº 20	Lote 1	1.254.000 €	877.800 €	373.800 €	504.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 69	Lote 1	1.018.001 €	610.801 €	275.464 €	335.336 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz - Amares	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 28	Lote 1	1.963.000 €	588.900 €	118.830 €	108.135 €	361.935 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 84	Lote 1	772.000 €	463.200 €	231.600 €	231.600 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST		Ficha nº 83	Lote 1	647.090 €	517.672 €	155.302 €	362.370 €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho		Ficha nº 60	Lote 1	552.730 €	442.184 €	50.063 €	392.121 €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 60	Lote 1	18.000 €	16.200 €	1.620 €	14.580 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST		Ficha nº 59	Lote 1	525.300 €	420.240 €	42.024 €	378.216 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 59	Lote 1	90.000 €	81.000 €	8.100 €	72.900 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	820.260 €	- €	66.570 €	265.303 €	488.387 €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	152.055 €	- €	152.055 €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Ceveira	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 30	Lote 1	2.402.720 €	720.816 €	- €	379.853 €	340.964 €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Ceveira	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 30	Lote 1	90.000 €	81.000 €	- €	24.300 €	56.700 €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho		Ficha nº 32	Lote 1	423.500 €	338.800 €	- €	101.640 €	237.160 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 34	Lote 1	2.445.000 €	1.467.000 €	- €	306.000 €	1.161.000 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 68	Lote 1	838.656 €	503.194 €	- €	50.320 €	181.150 €	271.724 €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 68	Lote 1	19.750 €	17.775 €	- €	- €	- €	17.775 €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 46	Lote 1	2.621.250 €	1.572.750 €	- €	715.940 €	856.810 €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 47	Lote 1	2.207.200 €	1.324.320 €	- €	442.365 €	881.955 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 53	Lote 1	560.000 €	392.000 €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 54	Lote 1	765.000 €	535.500 €	- €	160.650 €	374.850 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 55	Lote 1	537.600 €	376.320 €	- €	112.896 €	263.424 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 42	Lote 1	504.000 €	352.800 €	- €	246.960 €	105.840 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalho	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 96	Lote 1	875.000 €	612.500 €	- €	428.750 €	183.750 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 52	Lote 1	675.000 €	472.500 €	- €	283.500 €	189.000 €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			Ficha nº 21	Lote 1	1.400.000 €	980.000 €	- €	980.000 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	464.707 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador			Ficha nº 24	Lote 1	22.785.644 €	2.278.564 €	- €	342.242 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador			Ficha nº 26	Lote 1	1.139.612 €	113.961 €	- €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	72.600 €	- €	72.600 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	375.900 €	- €	- €	158.415 €	217.485 €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede			Ficha nº 57	Lote 1	2.312.496 €	693.749 €	- €	416.249 €	275.500 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT			Ficha nº 57	Lote 1	78.000 €	70.200 €	- €	- €	42.120 €	28.080 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa		Ficha nº 81	Lote 1	2.060.000 €	1.648.000 €	- €	- €	329.600 €	494.400 €	824.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 85	Lote 1	800.000 €	480.000 €	- €	- €	144.000 €	336.000 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 48	Lote 1	1.145.000 €	687.000 €	- €	- €	169.500 €	517.500 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda Fase 1	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 86	Lote 1	1.145.000 €	725.000 €	- €	- €	174.000 €	261.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 61	Lote 1	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	360.000 €	240.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 88	Lote 1	540.000 €	324.000 €	- €	- €	97.200 €	226.800 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 89	Lote 1	880.000 €	528.000 €	- €	- €	132.000 €	396.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Ficha nº 90	Lote 1	695.000 €	417.000 €	- €	- €	104.250 €	312.750 €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 97	Lote 1	840.000 €	588.000 €	- €	- €	176.400 €	411.600 €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 98	Lote 1	500.000 €	350.000 €	- €	- €	122.500 €	227.500 €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC		Ficha nº 99	Lote 1	560.000 €	392.000 €	- €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 25	Lote 2	500.000 €	50.000 €	- €	- €	50.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	Lote 1	1.969.960 €	590.988 €	- €	- €	177.296 €	413.692 €	413.692 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	Lote 1	2.478.875 €	743.663 €	- €	- €	- €	274.472 €	469.190 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 31	Lote 1	18.000 €	16.200 €	- €	- €	- €	2.700 €	13.500 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	Lote 1	1.950.300 €	1.560.240 €	- €	- €	- €	312.048 €	468.072 €	780.120 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	Lote 1	2.760.713 €	2.208.570 €	- €	- €	- €	883.428 €	1.325.142 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 105	Lote 1	126.500 €	113.850 €	- €	- €	- €	45.540 €	68.310 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	Lote 1	497.605 €	298.563 €	- €	- €	- €	119.425 €	179.138 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	Lote 1	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	Lote 1	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	Lote 1	550.000 €	330.000 €	- €	- €	- €	82.500 €	247.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	Lote 1	1.974.000 €	1.184.400 €	- €	- €	- €	669.900 €	514.500 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esigueira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	Lote 1	1.270.000 €	762.000 €	- €	- €	- €	190.500 €	571.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	Lote 1	560.000 €	336.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	252.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	Lote 1	815.000 €	489.000 €	- €	- €	- €	146.700 €	342.300 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	Lote 1	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	Lote 1	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	Lote 1	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	360.000 €	240.000 €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 64	Lote 1	500.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	245.000 €	105.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	Lote 1	3.570.116 €	1.071.035 €	- €	- €	- €	- €	214.207 €	856.828 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	Lote 1	47.000 €	42.300 €	- €	- €	- €	- €	25.380 €	16.920 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	Lote 1	1.382.650 €	414.795 €	- €	- €	- €	- €	176.218 €	238.577 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	Lote 1	60.000 €	54.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	54.000 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	Lote 1	1.060.000 €	318.000 €	- €	- €	- €	- €	115.694 €	202.306 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	Lote 1	1.500.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	360.000 €	540.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	Lote 1	900.000 €	540.000 €	- €	- €	- €	- €	256.500 €	283.500 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	Lote 1	1.400.000 €	840.000 €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alagria	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	Lote 2	1.300.000 €	780.000 €	- €	- €	- €	- €	234.000 €	546.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	Lote 2	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	Lote 2	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	Lote 1	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	330.000 €	270.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	Lote 1	950.000 €	570.000 €	- €	- €	- €	- €	150.000 €	420.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Aticócer	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	Lote 1	660.000 €	396.000 €	- €	- €	- €	- €	39.600 €	118.800 €	237.600 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 100	Lote 1	950.000 €	665.000 €	- €	- €	- €	- €	465.500 €	199.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaranite	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	Lote 1	781.200 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	Lote 2	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	126.000 €	294.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	Lote 2	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Beiver	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	Lote 1	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	306.000 €	714.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	Lote 2	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	180.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	Lote 2	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	Lote 1	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	Lote 2	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	Lote 2	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	Lote 2	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 101	Lote 1	830.000 €	581.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	174.300 €	406.700 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			Lote 1	28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			Lote 1	1.395.626 €	418.688 €	- €	90.006 €	106.534 €	37.860 €	60.000 €	124.289 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	Lote 1	780.000 €	234.000 €	- €	- €	78.000 €	27.000 €	51.000 €	78.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			Lote 1	3.000.000 €	900.000 €	- €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de conceito (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 6	Lote 1	380.411 €	304.329 €	- €	304.329 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	Lote 1	7.480.177 €	5.984.142 €	- €	- €	1.132.323 €	1.132.323 €	1.265.187 €	1.179.422 €	1.274.886 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	Lote 1	37.429.667 €	29.943.734 €	- €	5.402.927 €	6.842.437 €	5.940.313 €	4.917.599 €	6.840.458 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			Lote 1	3.288.106 €	2.630.485 €	- €	734.517 €	658.480 €	437.488 €	400.000 €	400.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT			Lote 1	20.379.860 €	18.341.874 €	- €	6.112.899 €	3.051.180 €	3.055.905 €	3.042.810 €	3.079.080 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 1	2.500.000 €	1.500.000 €	- €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 2	2.000.000 €	1.200.000 €	- €	- €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	Lote 1	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 1	3.200.000 €	1.920.000 €	- €	- €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 2	17.890.000 €	10.734.000 €	- €	- €	1.020.000 €	1.020.000 €	1.020.000 €	1.020.000 €	6.654.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 1	3.200.000 €	1.920.000 €	- €	- €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	480.000 €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 2	10.300.000 €	6.180.000 €	- €	- €	840.000 €	840.000 €	840.000 €	840.000 €	2.820.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Lote 1	12.682.903 €	7.609.742 €	- €	3.146.243 €	1.036.586 €	1.215.500 €	1.253.512 €	957.900 €	- €

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT			Lote 2	5.757.500 €	3.454.500 €	- €	- €	1.526.550 €	536.700 €	522.450 €	868.800 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha n.º 14	Lote 1	8.318.400 €	5.822.880 €	- €	836.444 €	502.236 €	1.081.500 €	1.536.500 €	1.866.200 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha n.º 14	Lote 2	290.000 €	203.000 €	- €	- €	70.000 €	- €	133.000 €	- €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha n.º 14	Lote 1	1.400.000 €	980.000 €	- €	840.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo			Lote 1	2.480.000 €	1.736.000 €	- €	1.106.000 €	- €	210.000 €	210.000 €	210.000 €	- €
Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem. Sist. Prot. Comando e Controlo			Lote 2	11.100.000 €	7.770.000 €	- €	- €	1.890.000 €	1.960.000 €	1.960.000 €	1.960.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			Lote 1	5.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	Lote 1	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	Lote 1	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	Lote 1	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	Lote 1	1.000.000 €	700.000 €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			Lote 1	2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 1	625.000 €	62.500 €	- €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	12.500 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 2	4.500.000 €	450.000 €	- €	100.000 €	50.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Total					464.767.052 €	200.636.462 €	7.818.832 €	36.464.647 €	37.056.367 €	36.495.796 €	34.318.270 €	34.311.364 €	14.171.186 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência da Rede							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			Lote 1	83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			Lote 1	17.669.629 €	3.533.926 €	- €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	Lote 1	4.078.571 €	1.835.357 €	1.338.809 €	496.548 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha nº 4	Lote 1	2.376.755 €	1.069.540 €	912.040 €	157.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	Lote 1	2.346.100 €	1.055.745 €	905.252 €	150.494 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	Lote 1	2.042.926 €	919.317 €	577.196 €	342.121 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	Lote 1	2.639.400 €	158.364 €	60.000 €	98.364 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	Lote 1	1.057.557 €	63.453 €	47.526 €	15.927 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	Lote 1	1.400.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	Lote 1	1.744.000 €	784.800 €	936.389 €	448.411 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	Lote 1	1.082.500 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	Lote 1	561.025 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	Lote 1	1.018.001 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	Lote 1	1.963.000 €	883.350 €	178.245 €	162.203 €	542.903 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	Lote 1	772.000 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	Lote 1	647.090 €	38.825 €	11.648 €	27.178 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candoa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	Lote 1	552.730 €	33.164 €	3.755 €	29.409 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	Lote 1	525.300 €	31.518 €	3.152 €	28.366 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	1.230.390 €	- €	99.855 €	397.955 €	732.580 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	228.083 €	- €	228.083 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Carveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	Lote 1	2.402.720 €	1.081.224 €	- €	569.779 €	511.445 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	Lote 1	423.500 €	25.410 €	- €	7.623 €	17.787 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	Lote 1	2.445.000 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	Lote 1	838.656 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	Lote 1	2.621.250 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	Lote 1	2.207.200 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	1.277.943 €	- €	140.004 €	383.383 €	754.556 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	108.900 €	- €	- €	108.900 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	563.850 €	- €	- €	237.623 €	326.228 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	Lote 1	2.312.496 €	1.040.623 €	- €	- €	624.374 €	416.249 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	Lote 1	2.060.000 €	123.600 €	- €	- €	24.720 €	37.080 €	61.800 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	Lote 1	800.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	Lote 1	1.145.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	Lote 1	725.000 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	Lote 1	540.000 €	54.000 €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	Lote 1	880.000 €	88.000 €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	Lote 1	695.000 €	69.500 €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	Lote 1	1.969.960 €	886.482 €	- €	- €	- €	265.945 €	620.537 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	Lote 1	2.478.875 €	1.115.494 €	- €	- €	- €	411.709 €	703.785 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	Lote 1	1.950.300 €	117.018 €	- €	- €	- €	23.404 €	35.105 €	58.509 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	Lote 1	2.760.713 €	165.643 €	- €	- €	- €	66.257 €	99.386 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	Lote 1	497.605 €	49.761 €	- €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	Lote 1	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	Lote 1	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	Lote 1	550.000 €	55.000 €	- €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	Lote 1	1.974.000 €	197.400 €	- €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	Lote 1	1.270.000 €	127.000 €	- €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	Lote 1	560.000 €	56.000 €	- €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	Lote 1	815.000 €	81.500 €	- €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	Lote 1	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	Lote 1	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	Lote 1	3.570.116 €	1.606.552 €	- €	- €	- €	- €	321.310 €	1.285.242 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	Lote 1	1.382.650 €	622.193 €	- €	- €	- €	- €	264.326 €	357.866 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	Lote 1	1.060.000 €	477.000 €	- €	- €	- €	- €	173.541 €	303.459 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	Lote 1	1.500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €	- €

Investimento no Vetor Eficiência da Rede						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação andar 60KV SE MacedoCavaleiros	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	Lote 1	900.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	Lote 1	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Alegria	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	Lote 2	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	- €	- €	39.000 €	91.000 €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Fonte Boa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação andar 15KV SE Vila Nova Gaia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação do andar 30 KV da SE Bragança	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €	- €
Renovação andar 10 KV da SE Vale Escuro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	Lote 1	950.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	Lote 1	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	Lote 1	781.200 €	429.660 €	- €	- €	- €	- €	44.418 €	385.242 €	- €
Renovação andar 60KV SE São MartinhoDume	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	21.000 €	49.000 €
Renovação do andar 10 KV da SE Reboleira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	Lote 2	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €
Renovação andar 60 e 30 KV da SE Belver	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	Lote 1	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação andar 10KV da SE Torres Vedras	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	Lote 2	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	20.000 €	30.000 €
Renovação do andar 60 KV da SE Maranhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação do andar 15 KV da SE Terena	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	Lote 1	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60KV da SE Cruz do Campo	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 KV da SE Vale de Gaio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	Lote 2	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60 KV da SE Monte Feio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	Lote 2	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			Lote 1	28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			Lote 1	1.995.626 €	628.032 €	- €	135.008 €	159.801 €	56.790 €	90.000 €	186.433 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	Lote 1	780.000 €	351.000 €	- €	- €	117.000 €	40.500 €	76.500 €	117.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			Lote 1	3.000.000 €	1.350.000 €	- €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	Lote 1	380.411 €	22.825 €	- €	22.825 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	Lote 1	7.480.177 €	448.811 €	- €	- €	84.924 €	84.924 €	94.889 €	88.457 €	95.616 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	Lote 1	37.429.667 €	2.245.780 €	- €	405.220 €	513.183 €	445.523 €	368.820 €	513.034 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			Lote 1	3.288.106 €	197.286 €	- €	55.089 €	49.386 €	32.812 €	30.000 €	30.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 1	2.500.000 €	250.000 €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 2	2.000.000 €	200.000 €	- €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	Lote 1	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 1	3.200.000 €	320.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 2	17.890.000 €	1.789.000 €	- €	- €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	1.109.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 1	3.200.000 €	320.000 €	- €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 2	10.300.000 €	1.030.000 €	- €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	470.000 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Lote 1	12.682.903 €	1.268.290 €	- €	524.374 €	172.764 €	202.583 €	208.919 €	159.650 €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT			Lote 2	5.757.500 €	575.750 €	- €	- €	254.425 €	89.450 €	87.075 €	144.800 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			Lote 1	5.000.000 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			Lote 1	2.395.267 €	1.317.397 €	- €	409.996 €	166.617 €	70.444 €	505.582 €	164.758 €	- €
Total					344.330.886 €	45.932.097 €	4.664.175 €	7.479.970 €	8.169.851 €	7.984.281 €	7.731.755 €	7.724.848 €	2.177.216 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência Operacional							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			Lote 1	83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			Lote 1	17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	Lote 1	4.078.571 €	203.929 €	148.757 €	55.172 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 78	Lote 1	8.300 €	830 €	830 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha nº 4	Lote 1	2.376.755 €	118.838 €	101.338 €	17.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	Lote 1	2.346.100 €	117.305 €	100.584 €	16.722 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	Lote 1	2.042.926 €	102.146 €	64.133 €	38.013 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 102	Lote 1	147.000 €	14.700 €	7.056 €	7.644 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	Lote 1	2.639.400 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha nº 22	Lote 1	10.000.000 €	2.000.000 €	200.000 €	500.000 €	700.000 €	600.000 €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	Lote 1	1.057.557 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 67	Lote 1	24.500 €	2.450 €	1.725 €	725 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	Lote 1	1.400.000 €	280.000 €	160.200 €	119.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	Lote 1	1.744.000 €	87.200 €	37.377 €	49.823 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Baró	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	Lote 1	1.082.500 €	216.500 €	143.700 €	72.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 95	Lote 1	940.000 €	282.000 €	169.200 €	112.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	Lote 1	561.025 €	112.205 €	107.407 €	4.798 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos	Ficha nº 20	Lote 1	1.254.000 €	376.200 €	160.200 €	216.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kv da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	Lote 1	1.018.000 €	203.600 €	91.821 €	111.779 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz - Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	Lote 1	1.963.000 €	98.150 €	19.805 €	18.023 €	60.323 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Subralinho	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	Lote 1	772.000 €	154.400 €	77.200 €	77.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kv da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	Lote 1	647.090 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	Lote 1	552.730 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 60	Lote 1	18.000 €	1.800 €	1.620 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	Lote 1	525.300 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 59	Lote 1	90.000 €	9.000 €	8.100 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	136.710 €	- €	11.095 €	44.217 €	81.398 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PDE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	25.343 €	- €	25.343 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	Lote 1	2.402.720 €	120.136 €	- €	63.309 €	56.827 €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 30	Lote 1	90.000 €	9.000 €	- €	2.700 €	6.300 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kv da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	Lote 1	423.500 €	29.645 €	- €	8.894 €	20.752 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	Lote 1	2.445.000 €	489.000 €	- €	102.000 €	387.000 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kv da SE Almeirim	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	Lote 1	838.656 €	167.731 €	- €	16.773 €	60.383 €	90.575 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kv da SE Almeirim	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 68	Lote 1	19.750 €	1.975 €	- €	- €	1.975 €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	Lote 1	2.621.250 €	524.250 €	- €	238.647 €	285.603 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	Lote 1	2.207.200 €	441.440 €	- €	147.455 €	293.985 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 53	Lote 1	560.000 €	168.000 €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 54	Lote 1	765.000 €	229.500 €	- €	68.850 €	160.650 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 55	Lote 1	537.600 €	161.280 €	- €	48.384 €	112.896 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 42	Lote 1	504.000 €	151.200 €	- €	105.840 €	45.360 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhalo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 96	Lote 1	875.000 €	262.500 €	- €	183.750 €	78.750 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 52	Lote 1	675.000 €	202.500 €	- €	121.500 €	81.000 €	- €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha nº 21	Lote 1	1.400.000 €	280.000 €	- €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	116.177 €	- €	12.728 €	34.853 €	68.596 €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha nº 24	Lote 1	22.785.644 €	1.139.282 €	- €	171.121 €	242.040 €	242.040 €	242.040 €	242.040 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha nº 26	Lote 1	1.139.612 €	56.981 €	- €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	11.396 €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	12.100 €	- €	- €	12.100 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	62.650 €	- €	26.403 €	36.248 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kv Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	Lote 1	2.312.496 €	115.625 €	- €	- €	69.375 €	46.250 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kv Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 57	Lote 1	78.000 €	7.800 €	- €	4.680 €	3.120 €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	Lote 1	2.060.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kv da SE Alcoitão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	Lote 1	800.000 €	160.000 €	- €	- €	48.000 €	112.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	Lote 1	1.145.000 €	239.000 €	- €	- €	54.500 €	172.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	Lote 1	725.000 €	145.000 €	- €	- €	58.000 €	87.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kv SE São Julião	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	Lote 1	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	120.000 €	80.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	Lote 1	540.000 €	108.000 €	- €	- €	32.400 €	75.600 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	Lote 1	880.000 €	176.000 €	- €	- €	44.000 €	132.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	Lote 1	695.000 €	139.000 €	- €	- €	34.750 €	104.250 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 97	Lote 1	840.000 €	252.000 €	- €	- €	75.600 €	176.400 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 98	Lote 1	500.000 €	150.000 €	- €	- €	52.500 €	97.500 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 99	Lote 1	560.000 €	168.000 €	- €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha nº 25	Lote 2	500.000 €	25.000 €	- €	- €	25.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kv Zona Industrial Alpiçã	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	Lote 1	1.969.960 €	98.498 €	- €	- €	29.549 €	68.949 €	- €	- €	- €

Investimento no Vetor Eficiência Operacional							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	Lote 1	2.478.875 €	123.944 €	- €	- €	- €	45.745 €	78.198 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 31	Lote 1	18.000 €	1.800 €	- €	- €	- €	300 €	1.500 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	Lote 1	1.950.300 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.304 €	40.956 €	68.261 €	- €
Nova SE 60/30 kv em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	Lote 1	2.760.713 €	193.250 €	- €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kv em Grândola	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 105	Lote 1	12.650 €	1.265 €	- €	- €	- €	5.060 €	7.590 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	Lote 1	497.605 €	99.521 €	- €	- €	- €	39.808 €	59.713 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	Lote 1	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kv da SE Seia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	Lote 1	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	Lote 1	550.000 €	110.000 €	- €	- €	- €	27.500 €	82.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	Lote 1	1.974.000 €	394.800 €	- €	- €	- €	223.300 €	171.500 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	Lote 1	1.270.000 €	254.000 €	- €	- €	- €	63.500 €	190.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kv da SE Pombal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	Lote 1	560.000 €	112.000 €	- €	- €	- €	28.000 €	84.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kv da SE Albufeira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	Lote 1	815.000 €	163.000 €	- €	- €	- €	48.900 €	114.100 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kv da SE Seixal	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	Lote 1	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kv da SE Portagem	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	Lote 1	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kv da SE São Vicente	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	Lote 1	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	120.000 €	80.000 €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 64	Lote 1	500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	105.000 €	45.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Capadize	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	Lote 1	3.570.116 €	178.506 €	- €	- €	- €	- €	35.701 €	142.805 €	- €
Nova subestação AT/MT Capadize	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	Lote 1	47.000 €	4.700 €	- €	- €	- €	- €	2.820 €	1.880 €	- €
Nova SE 60/15 kv Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	Lote 1	1.382.650 €	69.133 €	- €	- €	- €	- €	29.370 €	39.763 €	- €
Nova SE 60/15 kv Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	Lote 1	60.000 €	6.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	6.000 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhalis_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	Lote 1	1.060.000 €	53.000 €	- €	- €	- €	- €	19.282 €	33.718 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kv da SE Chaves	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	Lote 1	1.500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	180.000 €	- €
Renovação andar 60kv SE MacedoCavaleiros	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	Lote 1	900.000 €	180.000 €	- €	- €	- €	- €	85.500 €	94.500 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	Lote 1	1.400.000 €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	196.000 €	- €
Renovação do andar 15 kv da SE Alegria	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	Lote 2	1.300.000 €	260.000 €	- €	- €	- €	- €	78.000 €	182.000 €	- €
Renovação do andar 60 kv da SE Fonte Boa	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	Lote 2	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €	- €
Renovação andar 15kv SE Vila Nova Gaia	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	Lote 2	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €	- €
Renovação do andar 30 kv da SE Bragança	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	Lote 1	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	110.000 €	90.000 €	- €
Renovação andar 10 kv da SE Vale Escuro	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	Lote 1	950.000 €	190.000 €	- €	- €	- €	- €	50.000 €	140.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	Lote 1	660.000 €	132.000 €	- €	- €	- €	- €	13.200 €	39.600 €	79.200 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 100	Lote 1	950.000 €	285.000 €	- €	- €	- €	- €	199.500 €	85.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaránte	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	Lote 1	781.200 €	39.600 €	- €	- €	- €	- €	4.038 €	35.022 €	- €
Renovação andar 60kv SE São MartinhoDume	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	Lote 2	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €
Renovação do andar 10 kv da SE Reboleira	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	Lote 2	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €
Renovação andar 60 e 30 kv da SE Belver	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	Lote 1	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	102.000 €	238.000 €
Renovação andar 10kv da SE Torres Vedras	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	Lote 2	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	40.000 €	60.000 €
Renovação do andar 60 kv da SE Maranhão	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	Lote 2	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação do andar 15 kv da SE Terena	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	Lote 1	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60kv da SE Cruz do Campo	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	Lote 2	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação andar 60 kv da SE Vale de Gaio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	Lote 2	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60 kv da SE Monte Feio	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	Lote 2	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 101	Lote 1	830.000 €	289.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	74.700 €	174.300 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		Lote 1		28.026.762 €	11.210.705 €	- €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede		Lote 1		1.395.626 €	69.781 €	- €	15.001 €	17.756 €	6.310 €	10.000 €	20.715 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	Lote 1	780.000 €	39.000 €	- €	- €	13.000 €	4.500 €	8.500 €	13.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações		Lote 1		3.000.000 €	150.000 €	- €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	Lote 1	380.411 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	Lote 1	7.480.177 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.794 €	103.199 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	Lote 1	37.429.667 €	2.620.077 €	- €	472.756 €	598.713 €	519.777 €	430.290 €	598.540 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		Lote 1		3.288.106 €	230.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	35.000 €	35.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 9	Lote 1	20.379.860 €	2.037.986 €	- €	679.211 €	339.020 €	339.545 €	338.090 €	342.120 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 1	2.500.000 €	500.000 €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	Lote 2	2.000.000 €	400.000 €	- €	- €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	Lote 1	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 1	3.200.000 €	640.000 €	- €	- €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	Lote 2	17.890.000 €	3.578.000 €	- €	- €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	2.218.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 1	2.500.000 €	640.000 €	- €	- €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	160.000 €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	Lote 2	10.300.000 €	2.060.000 €	- €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	940.000 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Lote 1		12.682.903 €	2.536.581 €	- €	1.048.748 €	345.529 €	405.167 €	417.837 €	319.300 €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação eReabilitação de Ativos AT/MT		Lote 2		5.757.500 €	1.151.500 €	- €	- €	508.850 €	178.900 €	174.150 €	289.600 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha n.º 14	Lote 1	8.318.400 €	2.495.520 €	- €	358.476 €	215.244 €	463.500 €	658.500 €	799.800 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha n.º 14	Lote 2	290.000 €	87.000 €	- €	- €	30.000 €	- €	57.000 €	- €	- €

Investimento no Vetor Eficiência Operacional							Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha n.º 14	Lote 1	1.400.000 €	420.000 €	- €	360.000 €	60.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			Lote 1	2.480.000 €	744.000 €	- €	474.000 €	- €	90.000 €	90.000 €	90.000 €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			Lote 2	11.100.000 €	3.330.000 €	- €	- €	810.000 €	840.000 €	840.000 €	840.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			Lote 1	5.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €
Evolução Apicalional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	Lote 1	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	Lote 1	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	Lote 1	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	Lote 1	1.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			Lote 1	2.395.267 €	119.763 €	- €	37.272 €	15.147 €	6.404 €	45.962 €	14.978 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 1	625.000 €	31.250 €	- €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 2	4.500.000 €	225.000 €	- €	50.000 €	25.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Total					447.267.052 €	63.902.841 €	1.739.505 €	11.121.950 €	12.052.751 €	11.917.180 €	11.314.654 €	11.307.748 €	4.449.053 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Acesso a Novos Serviços						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	Lote 1	10.000.000 €	1.000.000 €	100.000 €	250.000 €	350.000 €	300.000 €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	Lote 1	1.400.000 €	140.000 €	- €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	Lote 1	22.785.644 €	19.367.797 €	- €	2.909.054 €	4.114.686 €	4.114.686 €	4.114.686 €	4.114.686 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	Lote 1	1.139.612 €	968.670 €	- €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	193.734 €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 25	Lote 2	500.000 €	425.000 €	- €	- €	425.000 €	- €	- €	- €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	Lote 1	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	Lote 1	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	Lote 1	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	Lote 1	1.000.000 €	100.000 €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 1	625.000 €	531.250 €	- €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	106.250 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			Lote 2	4.500.000 €	3.825.000 €	- €	850.000 €	425.000 €	850.000 €	850.000 €	850.000 €	- €
Total					47.950.255 €	26.957.717 €	100.000 €	4.589.038 €	5.754.670 €	5.704.670 €	5.404.670 €	5.404.670 €	- €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Outros						Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Lote	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório			Lote 1	6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			Lote 1	17.500.000 €	12.250.000 €	- €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	- €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Fixação Anti-Sísmica de TP	Ficha n.º 2	Lote 1	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT	Ficha n.º 1	Lote 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			Lote 1	28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			Lote 1	5.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental			Lote 1	6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 19	Lote 1	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 19	Lote 2	4.000.000 €	4.000.000 €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €
Total					72.236.442 €	40.565.032 €	- €	8.913.006 €	7.913.006 €	7.913.006 €	7.913.006 €	7.913.006 €	- €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

ANEXO 11.C – LISTA ORDENADA DE INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL – CENÁRIO 3

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	70.874.749 €	- €	13.475.047 €	14.323.025 €	14.143.324 €	14.525.380 €	14.407.973 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	10.601.778 €	- €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	2.120.356 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	815.714 €	595.026 €	220.688 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	475.351 €	405.351 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	469.220 €	402.334 €	66.886 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	408.585 €	256.531 €	152.054 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	348.800 €	149.506 €	199.294 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	392.600 €	79.220 €	72.090 €	241.290 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.090 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	552.730 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	546.840 €	- €	44.380 €	176.869 €	325.591 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	101.370 €	- €	101.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	480.544 €	- €	253.235 €	227.309 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	423.500 €	29.645 €	- €	8.894 €	20.752 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	464.707 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN) São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	48.400 €	- €	- €	48.400 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	250.600 €	- €	- €	105.610 €	144.990 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	462.499 €	- €	- €	277.500 €	185.000 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	193.250 €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	54.000 €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	88.000 €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	69.500 €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	393.992 €	- €	- €	- €	118.198 €	275.794 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	495.775 €	- €	- €	- €	182.982 €	312.793 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.304 €	40.956 €	68.261 €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	49.761 €	- €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entrincamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	59.000 €	- €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	55.000 €	- €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	197.400 €	- €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Egueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	127.000 €	- €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	56.000 €	- €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	81.500 €	- €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	714.023 €	- €	- €	- €	- €	142.805 €	571.219 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	276.530 €	- €	- €	- €	- €	117.478 €	159.052 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	212.000 €	- €	- €	- €	- €	77.129 €	134.871 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	- €	- €	39.000 €	91.000 €	- €

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Galo - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	21.000 €	49.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	20.000 €	30.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Galo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	279.125 €	- €	60.004 €	71.023 €	25.240 €	40.000 €	40.000 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	156.000 €	- €	- €	52.000 €	18.000 €	34.000 €	52.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	600.000 €	- €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	120.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	380.411 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.704 €	103.199 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	51.409.667 €	3.598.677 €	- €	472.756 €	822.413 €	782.127 €	749.940 €	771.440 €	- €
Nova linha 15kV Ilhas Armona Culatra	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		Ficha nº 106	2.220.000 €	155.400 €	- €	- €	- €	- €	62.300 €	93.100 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			4.288.106 €	300.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	70.000 €	70.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	4.500.000 €	450.000 €	- €	50.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	2.109.000 €	- €	- €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	1.109.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	1.350.000 €	- €	- €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	470.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			18.440.403 €	1.844.040 €	- €	524.374 €	427.189 €	292.033 €	295.994 €	304.450 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			7.800.000 €	780.000 €	- €	100.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Total				364.330.886 €	109.966.583 €	2.325.227 €	19.640.937 €	21.549.916 €	21.270.215 €	21.552.271 €	21.434.863 €	2.193.153 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.109 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.538 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			17.500.000 €	5.250.000 €	- €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	1.050.000 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	1.223.571 €	- €	892.539 €	331.032 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 78	8.300 €	7.470 €	- €	7.470 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	713.027 €	- €	608.027 €	105.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	703.830 €	- €	603.501 €	100.329 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Concelho	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	612.878 €	- €	384.797 €	228.081 €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Concelho	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 102	147.000 €	132.300 €	- €	63.504 €	68.796 €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	2.111.520 €	- €	890.000 €	1.311.520 €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	10.000.000 €	7.000.000 €	- €	700.000 €	1.750.000 €	2.450.000 €	2.100.000 €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	846.046 €	- €	633.686 €	212.360 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 67	24.500 €	22.050 €	- €	6.525 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	840.000 €	- €	480.600 €	359.400 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	523.200 €	- €	224.260 €	298.940 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	649.500 €	- €	431.100 €	218.400 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 95	940.000 €	658.000 €	- €	394.800 €	263.200 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	336.615 €	- €	322.220 €	14.395 €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	877.800 €	- €	373.800 €	504.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	610.801 €	- €	275.464 €	335.336 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz - Amareis	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	588.900 €	- €	118.830 €	108.135 €	361.935 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	463.200 €	- €	231.600 €	231.600 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.000 €	517.672 €	- €	155.302 €	362.370 €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	552.730 €	442.184 €	- €	50.063 €	392.121 €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 60	18.000 €	16.200 €	- €	1.620 €	14.580 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tonelada	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	420.240 €	- €	42.024 €	378.216 €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tonelada	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 59	90.000 €	81.000 €	- €	8.100 €	72.900 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	820.260 €	- €	66.570 €	265.303 €	488.387 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; Inha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	596.859 €	152.055 €	- €	152.055 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	720.816 €	- €	379.853 €	340.964 €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 30	90.000 €	81.000 €	- €	24.300 €	56.700 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	423.500 €	338.800 €	- €	101.640 €	237.160 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	1.467.000 €	- €	306.000 €	1.161.000 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	503.194 €	- €	50.320 €	181.150 €	271.724 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 68	19.750 €	17.775 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	1.572.750 €	- €	715.940 €	856.810 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	1.324.320 €	- €	442.365 €	881.955 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 53	560.000 €	392.000 €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 54	765.000 €	535.500 €	- €	160.650 €	374.850 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 55	537.600 €	376.320 €	- €	112.896 €	263.424 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 42	504.000 €	352.800 €	- €	246.960 €	105.840 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 96	875.000 €	612.500 €	- €	428.750 €	183.750 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 52	675.000 €	472.500 €	- €	283.500 €	189.000 €	- €	- €	- €	- €
Modernização e Realocação do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	980.000 €	- €	980.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	464.707 €	- €	50.911 €	139.412 €	274.384 €	- €	- €	- €
Instalação de OTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	45.571.288 €	4.557.129 €	- €	684.483 €	968.161 €	968.161 €	968.161 €	968.161 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	2.279.223 €	227.922 €	- €	45.584 €	45.584 €	45.584 €	45.584 €	45.584 €	- €
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	72.600 €	- €	- €	72.600 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	375.900 €	- €	- €	158.415 €	217.485 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	693.749 €	- €	- €	416.249 €	277.500 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 57	78.000 €	70.200 €	- €	- €	42.120 €	28.080 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João- Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	1.648.000 €	- €	- €	329.600 €	494.400 €	824.000 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	2.760.713 €	- €	- €	883.428 €	1.325.142 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 105	126.500 €	113.850 €	- €	- €	45.540 €	68.310 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcôico	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	480.000 €	- €	- €	144.000 €	336.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	687.000 €	- €	- €	169.500 €	517.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	435.000 €	- €	- €	174.000 €	261.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	360.000 €	240.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	324.000 €	- €	- €	97.200 €	226.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	528.000 €	- €	- €	132.000 €	396.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moika	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	417.000 €	- €	- €	104.250 €	312.750 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 97	840.000 €	588.000 €	- €	- €	176.400 €	411.600 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 98	500.000 €	350.000 €	- €	- €	105.000 €	245.000 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 99	560.000 €	392.000 €	- €	- €	117.600 €	274.400 €	- €	- €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 25	500.000 €	50.000 €	- €	- €	50.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alparça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	590.988 €	- €	- €	- €	177.296 €	413.692 €	- €	- €

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	743.663 €	- €	- €	- €	274.472 €	469.190 €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 31	18.000 €	16.200 €	- €	- €	- €	2.700 €	15.500 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.560.240 €	- €	- €	- €	312.048 €	468.072 €	780.120 €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	298.563 €	- €	- €	- €	119.425 €	179.138 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	354.000 €	- €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	330.000 €	- €	- €	- €	82.500 €	247.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	1.184.400 €	- €	- €	- €	669.900 €	514.500 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Egueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	762.000 €	- €	- €	- €	190.500 €	571.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	336.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	252.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	489.000 €	- €	- €	- €	146.700 €	342.300 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Setúbal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	360.000 €	240.000 €	- €	- €
Renovação do SPPC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 64	500.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	245.000 €	105.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	1.071.038 €	- €	- €	- €	- €	214.207 €	856.828 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	47.000 €	42.300 €	- €	- €	- €	- €	25.380 €	16.920 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	414.795 €	- €	- €	- €	- €	176.218 €	238.577 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	60.000 €	54.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	54.000 €	- €
Reforço Livros (REN)-Gala-Carvalhais, BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	318.000 €	- €	- €	- €	- €	115.694 €	202.306 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	360.000 €	540.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	540.000 €	- €	- €	- €	- €	256.500 €	283.500 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	840.000 €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	1.300.000 €	780.000 €	- €	- €	- €	- €	234.000 €	546.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	330.000 €	270.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	570.000 €	- €	- €	- €	- €	150.000 €	420.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Galo - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	396.000 €	- €	- €	- €	- €	39.600 €	118.800 €	237.600 €
Renov SPPC Renov SPPC do PS Fanhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 100	950.000 €	665.000 €	- €	- €	- €	- €	465.500 €	199.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaranje	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	156.240 €	- €	- €	- €	- €	16.152 €	140.088 €	- €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	126.000 €	294.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	405.000 €	- €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Beiver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	- €	- €	306.000 €	714.000 €	- €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	180.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhã	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €	- €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €	- €
Renovação do SPPC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 101	830.000 €	581.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	174.300 €	406.700 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	418.688 €	- €	90.006 €	106.934 €	37.860 €	60.000 €	124.289 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	234.000 €	- €	- €	78.000 €	27.000 €	51.000 €	79.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	900.000 €	- €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	180.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	380.411 €	304.329 €	- €	304.329 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	5.984.142 €	- €	- €	1.132.323 €	1.132.323 €	1.265.187 €	1.179.422 €	1.274.886 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	51.409.667 €	41.127.734 €	- €	5.402.927 €	9.399.009 €	8.938.599 €	8.570.741 €	8.815.458 €	- €
Nova linha 15kV Ihas Armonia Cullara	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		Ficha nº 106	2.220.000 €	1.776.000 €	- €	- €	- €	- €	712.000 €	1.064.000 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			4.288.106 €	3.430.485 €	- €	734.517 €	658.480 €	437.488 €	800.000 €	800.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 9	34.379.860 €	30.941.874 €	- €	6.112.899 €	6.155.640 €	6.183.135 €	6.261.120 €	6.229.080 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	4.500.000 €	2.700.000 €	- €	300.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	255.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	12.654.000 €	- €	- €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	6.654.000 €
Substituição de Redes Subterrâneas da ADSLR e ADLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da ADSLR e ADLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	8.100.000 €	- €	1.320.000 €	1.320.000 €	1.320.000 €	1.320.000 €	1.320.000 €	2.820.000 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			18.440.403 €	11.064.242 €	- €	3.146.243 €	2.563.136 €	1.752.200 €	1.775.962 €	1.826.700 €	- €
Substituição de SPPC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha n.º 14	8.445.264 €	5.911.685 €	- €	788.385 €	569.100 €	1.019.200 €	1.632.120 €	1.902.880 €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha n.º 14	1.400.000 €	840.000 €	- €	140.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			13.743.136 €	9.620.195 €	- €	1.154.059 €	1.910.636 €	2.214.800 €	2.207.380 €	2.133.320 €	- €
Beneficiações Excepcionais (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Excepcionais			7.800.000 €	200.000 €	- €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Renovação Tecnológica de Hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	1.000.000 €	700.000 €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso- Fase II	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 23	46.000.000 €	32.200.000 €	- €	- €	- €	- €	4.200.000 €	4.200.000 €	23.800.000 €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			1.000.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	700.000 €	- €	- €	- €

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	479.053 €	- €	149.089 €	60.588 €	25.616 €	183.848 €	59.912 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			7.750.000 €	775.000 €	- €	125.000 €	125.000 €	175.000 €	175.000 €	175.000 €	- €
Total				572.317.308 €	263.111.487 €	7.818.832 €	36.842.181 €	44.355.740 €	44.495.169 €	45.817.643 €	45.810.737 €	37.971.186 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência da Rede					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	831.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	3.533.926 €	- €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	706.785 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	1.835.357 €	1.338.809 €	496.548 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	1.069.540 €	912.040 €	157.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	1.055.745 €	905.252 €	150.494 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	919.317 €	577.196 €	342.121 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	158.364 €	60.000 €	98.364 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	63.453 €	47.526 €	15.927 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	140.000 €	80.100 €	59.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	784.800 €	336.389 €	448.411 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	108.250 €	71.850 €	36.400 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	56.103 €	53.703 €	2.399 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	101.800 €	45.911 €	55.889 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz – Amareis	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	883.350 €	178.245 €	162.203 €	542.903 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	77.200 €	38.600 €	38.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.090 €	38.825 €	11.648 €	27.178 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 60	552.730 €	33.164 €	3.755 €	29.409 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	31.518 €	3.152 €	28.366 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	1.230.390 €	- €	99.855 €	397.955 €	732.580 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	228.083 €	- €	228.083 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	1.081.224 €	- €	569.779 €	511.445 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha nº 32	423.500 €	25.410 €	- €	7.623 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	244.500 €	- €	51.000 €	193.500 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	83.866 €	- €	8.387 €	30.192 €	45.287 €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	262.125 €	- €	119.323 €	142.802 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	220.720 €	- €	73.728 €	146.993 €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	1.277.943 €	- €	140.004 €	383.383 €	754.556 €	- €	- €	- €
Linha AT Vila Fria (REN) São Romão de Neiva-Separação de ternos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	108.900 €	- €	- €	108.900 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	563.850 €	- €	- €	237.623 €	326.228 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.496 €	1.040.623 €	- €	- €	624.374 €	416.249 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	123.600 €	- €	- €	24.720 €	37.080 €	61.800 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	165.643 €	- €	- €	66.257 €	99.386 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcotão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	80.000 €	- €	- €	24.000 €	56.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	114.500 €	- €	- €	28.250 €	86.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	72.500 €	- €	- €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	54.000 €	- €	- €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	88.000 €	- €	- €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	69.500 €	- €	- €	17.375 €	52.125 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alparça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	886.482 €	- €	- €	265.945 €	620.537 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	1.115.494 €	- €	- €	411.709 €	703.785 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	117.018 €	- €	- €	23.404 €	35.105 €	58.500 €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	49.761 €	- €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entrocamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	55.000 €	- €	- €	13.750 €	41.250 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	197.400 €	- €	- €	111.650 €	85.750 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	127.000 €	- €	- €	31.750 €	95.250 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	56.000 €	- €	- €	14.000 €	42.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	81.500 €	- €	- €	24.450 €	57.050 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	70.000 €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	70.000 €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	60.000 €	40.000 €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	1.606.552 €	- €	- €	- €	321.310 €	1.285.242 €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	622.193 €	- €	- €	- €	264.326 €	357.866 €	- €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	477.000 €	- €	- €	- €	- €	173.541 €	303.459 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	90.000 €	- €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	90.000 €	- €	- €	- €	42.750 €	47.250 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	- €	39.000 €	91.000 €	- €	- €

Investimento no Vetor Eficiência da Rede					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação andar 15KV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	55.000 €	45.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	70.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Galo - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	429.660 €	- €	- €	- €	- €	44.418 €	385.242 €	- €
Renovação andar 60KV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	21.000 €	49.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	67.500 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	51.000 €	119.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	20.000 €	30.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Galo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	2.802.676 €	- €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	560.535 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	628.032 €	- €	135.008 €	159.801 €	56.790 €	90.000 €	186.433 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	351.000 €	- €	- €	117.000 €	40.500 €	76.500 €	117.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	1.350.000 €	- €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	270.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	380.411 €	22.825 €	- €	22.825 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	448.811 €	- €	- €	84.924 €	84.924 €	94.889 €	88.457 €	95.616 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	51.409.667 €	3.084.580 €	- €	405.220 €	704.926 €	670.395 €	642.806 €	661.234 €	- €
Nova linha 15kV Ilhas Armonia Culatra	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		Ficha nº 106	2.220.000 €	133.200 €	- €	- €	- €	- €	53.400 €	79.800 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			4.288.106 €	257.286 €	- €	55.089 €	49.386 €	32.812 €	60.000 €	60.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	4.500.000 €	450.000 €	- €	50.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	2.109.000 €	- €	- €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	1.109.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	1.350.000 €	- €	- €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	470.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			18.440.403 €	1.844.040 €	- €	524.374 €	427.189 €	292.033 €	295.994 €	304.450 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			7.800.000 €	780.000 €	- €	100.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	170.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	1.317.397 €	- €	409.996 €	166.617 €	70.444 €	505.582 €	164.758 €	- €
Total				364.330.886 €	47.244.097 €	4.664.175 €	7.479.970 €	8.497.851 €	8.312.281 €	8.059.755 €	8.052.848 €	2.177.216 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vektor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (incluindo eq. contagem)	Investimento Obrigatório			83.382.058 €	4.169.103 €	- €	792.650 €	842.531 €	821.960 €	854.434 €	847.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT			17.669.629 €	1.766.963 €	- €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	353.393 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 78	4.078.571 €	203.929 €	148.757 €	55.172 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 78	8.300 €	830 €	830 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Desenvolvimento de Rede	Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	118.838 €	101.338 €	17.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT em Benavente	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 65	2.346.100 €	117.305 €	100.584 €	16.722 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 102	2.042.926 €	102.146 €	64.133 €	38.013 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Conceição	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 102	147.000 €	14.700 €	7.056 €	7.644 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Reserva N-1 à falta de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 80	2.639.400 €	184.758 €	70.000 €	114.758 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 32	10.000.000 €	2.000.000 €	200.000 €	500.000 €	700.000 €	600.000 €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 67	1.057.557 €	74.029 €	55.447 €	18.582 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 67	24.500 €	2.450 €	1.725 €	725 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 107	1.400.000 €	280.000 €	160.200 €	119.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Farnalício (Fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 27	1.744.000 €	87.200 €	37.377 €	49.823 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 45	1.082.500 €	216.500 €	143.700 €	72.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 95	940.000 €	282.000 €	169.200 €	112.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 33	561.025 €	112.205 €	107.407 €	4.798 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Defeitos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 30	1.254.000 €	376.200 €	160.200 €	216.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 KV da SE Venda Nova (Tomar)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 69	1.018.001 €	203.600 €	91.821 €	111.779 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Turiz - Amarelo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 28	1.963.000 €	98.159 €	19.805 €	18.023 €	60.323 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 84	772.000 €	154.400 €	77.200 €	77.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 83	647.090 €	45.296 €	13.589 €	31.707 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha nº 60	552.730 €	38.691 €	4.381 €	34.311 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 60	18.000 €	1.800 €	180 €	1.620 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 59	525.300 €	36.771 €	3.677 €	33.094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 59	90.000 €	9.000 €	900 €	8.100 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Farnalício (Fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 44	2.734.200 €	136.710 €	- €	11.095 €	44.217 €	81.998 €	- €	- €	- €
Reforço da ligação ao PDE BEN-Carlos Branco; linha Talagueira II	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 56	506.850 €	25.343 €	- €	25.343 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 30	2.402.720 €	120.136 €	- €	63.309 €	56.827 €	- €	- €	- €	- €
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 30	90.000 €	9.000 €	- €	2.700 €	6.300 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 KV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha nº 32	423.500 €	29.645 €	- €	8.894 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 34	2.445.000 €	489.000 €	- €	102.000 €	387.000 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 KV da SE Almeirim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 68	838.656 €	167.731 €	- €	16.773 €	60.383 €	90.575 €	- €	- €	- €
Conversão da rede 15 KV da SE Almeirim	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 68	19.750 €	1.975 €	- €	- €	1.975 €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 46	2.621.250 €	524.250 €	- €	238.647 €	285.603 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 47	2.207.200 €	441.440 €	- €	147.455 €	293.985 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 53	560.000 €	168.000 €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 54	765.000 €	229.500 €	- €	68.850 €	160.650 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 55	537.600 €	161.280 €	- €	48.384 €	112.896 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 42	504.000 €	151.200 €	- €	105.840 €	45.360 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvahão	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 96	875.000 €	262.500 €	- €	183.750 €	78.750 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 52	675.000 €	202.500 €	- €	121.500 €	81.000 €	- €	- €	- €	- €
Modernização e Realocação do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	280.000 €	- €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 77	2.323.533 €	116.177 €	- €	12.728 €	34.853 €	68.596 €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	45.571.288 €	2.278.564 €	- €	342.242 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €	484.081 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	2.279.223 €	113.961 €	- €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	22.792 €	- €
Linha AT Vila Fria (REN) São Romão de Neiva-Separação de termos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 29	242.000 €	12.100 €	- €	- €	12.100 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Diver	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 103	1.253.000 €	62.650 €	- €	- €	26.403 €	36.248 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 KV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 57	2.312.486 €	115.625 €	- €	- €	69.375 €	46.250 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 KV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 57	78.000 €	7.800 €	- €	- €	4.680 €	3.120 €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Reserva N-1 à falta de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 81	2.060.000 €	144.200 €	- €	- €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha nº 105	2.760.713 €	193.250 €	- €	- €	77.300 €	115.950 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Grândola	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 105	126.500 €	12.650 €	- €	- €	5.060 €	7.590 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 85	800.000 €	160.000 €	- €	- €	48.000 €	112.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 48	1.145.000 €	229.000 €	- €	- €	56.500 €	172.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 86	725.000 €	145.000 €	- €	- €	58.000 €	87.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 KV SE São Julião	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 61	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	120.000 €	80.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 88	540.000 €	108.000 €	- €	- €	32.400 €	75.600 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 89	880.000 €	176.000 €	- €	- €	44.000 €	132.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 90	695.000 €	139.000 €	- €	- €	34.750 €	69.500 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 97	840.000 €	252.000 €	- €	- €	75.600 €	176.400 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 98	500.000 €	150.000 €	- €	- €	45.000 €	105.000 €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPCC	Ficha nº 99	560.000 €	168.000 €	- €	- €	50.400 €	117.600 €	- €	- €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 25	500.000 €	25.000 €	- €	- €	25.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30KV Zona Industrial Alpiarça	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 66	1.969.960 €	98.498 €	- €	- €	29.549 €	68.949 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15KV Zona Industrial Lanhelos	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 31	2.478.875 €	123.944 €	- €	- €	45.745 €	78.198 €	- €	- €	- €

Investimento no Vektor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanhães	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 31	18.000 €	1.800 €	- €	- €	- €	300 €	1.500 €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas kralizadas na cidade de Lisboa	Ficha nº 82	1.950.300 €	136.521 €	- €	- €	- €	27.304 €	40.956 €	68.261 €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 87	497.605 €	99.521 €	- €	- €	- €	39.808 €	59.713 €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 70	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 62	590.000 €	118.000 €	- €	- €	- €	59.000 €	59.000 €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 49	550.000 €	110.000 €	- €	- €	- €	27.500 €	82.500 €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 35	1.974.000 €	394.800 €	- €	- €	- €	223.300 €	171.500 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esigueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 50	1.270.000 €	254.000 €	- €	- €	- €	63.500 €	190.500 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 71	560.000 €	112.000 €	- €	- €	- €	28.000 €	84.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 108	815.000 €	163.000 €	- €	- €	- €	48.300 €	114.100 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Sêmal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 91	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 92	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	84.000 €	56.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 72	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	120.000 €	80.000 €	- €	- €
Renovação do SPPC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 64	500.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	105.000 €	45.000 €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 79	3.570.116 €	178.506 €	- €	- €	- €	- €	35.701 €	142.805 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 79	47.000 €	4.700 €	- €	- €	- €	- €	2.820 €	1.880 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Desenvolvimento de Rede		Ficha nº 104	1.382.650 €	69.133 €	- €	- €	- €	- €	29.370 €	39.763 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha nº 104	60.000 €	6.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	6.000 €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha nº 58	1.060.000 €	53.000 €	- €	- €	- €	- €	19.282 €	33.718 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 36	1.500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	180.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCaveleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 37	900.000 €	180.000 €	- €	- €	- €	- €	85.500 €	94.500 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 38	1.400.000 €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	196.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 63	1.300.000 €	260.000 €	- €	- €	- €	- €	78.000 €	182.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 39	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 51	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 40	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	110.000 €	90.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 93	950.000 €	190.000 €	- €	- €	- €	- €	50.000 €	140.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 112	660.000 €	132.000 €	- €	- €	- €	- €	13.200 €	39.600 €	79.200 €
Renov SPPC Renov SPPC do PS Fanhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 100	950.000 €	285.000 €	- €	- €	- €	- €	199.500 €	85.500 €	- €
Alimentação AT da SE Amaranite	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha nº 43	781.200 €	39.060 €	- €	- €	- €	- €	4.038 €	35.022 €	- €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 41	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 94	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	65.000 €	135.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Beiver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 73	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	102.000 €	238.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 74	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	40.000 €	60.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 75	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terrem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 110	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 76	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 111	500.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha nº 109	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação do SPPC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha nº 101	830.000 €	249.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	74.700 €	174.300 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	11.210.705 €	- €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	2.242.141 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede			1.395.626 €	69.781 €	- €	15.001 €	17.756 €	6.310 €	10.000 €	20.715 €	- €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D	Ficha n.º 3	780.000 €	39.000 €	- €	- €	13.000 €	4.500 €	8.500 €	13.000 €	- €
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Aquisição de Terrenos para Subestações			3.000.000 €	150.000 €	- €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 6	380.411 €	26.629 €	- €	26.629 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Aumento da Resiliência das linhas aéreas	Ficha n.º 5	7.480.177 €	523.612 €	- €	- €	99.078 €	99.078 €	110.704 €	103.190 €	111.553 €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 7	51.409.667 €	3.598.677 €	- €	472.756 €	822.413 €	782.127 €	749.940 €	771.440 €	- €
Nova linha 15kV Ilhas Armonia Calutra	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		Ficha nº 106	2.220.000 €	155.400 €	- €	- €	- €	- €	62.300 €	93.100 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica			4.288.106 €	300.167 €	- €	64.270 €	57.617 €	38.280 €	70.000 €	70.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 9	34.379.860 €	3.437.986 €	- €	679.211 €	683.960 €	687.015 €	695.680 €	692.120 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 12	4.500.000 €	100.000 €	- €	100.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 13	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 10	21.090.000 €	4.218.000 €	- €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	2.218.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da ADLSB e ADLRS (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de Rede Subterrânea da ADLSB e ADLRS	Ficha n.º 11	13.500.000 €	2.700.000 €	- €	- €	440.000 €	440.000 €	440.000 €	440.000 €	940.000 €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT			18.440.403 €	3.688.081 €	- €	1.048.748 €	854.379 €	584.067 €	591.987 €	688.900 €	- €
Substituição de SPPC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPPC	Ficha n.º 14	8.445.264 €	2.533.579 €	- €	337.879 €	243.900 €	436.800 €	699.480 €	815.520 €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de URTA	Ficha n.º 14	1.400.000 €	420.000 €	- €	360.000 €	60.000 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo			13.743.136 €	4.122.941 €	- €	494.597 €	818.844 €	949.200 €	946.026 €	914.280 €	- €
Beneficiários Extraordinários (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiários Extraordinários			7.800.000 €	3.120.000 €	- €	400.000 €	680.000 €	680.000 €	680.000 €	680.000 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	1.900.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase II	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 23	46.000.000 €	9.200.000 €	- €	- €	- €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	6.800.000 €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	200.000 €	- €	- €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT			2.395.267 €	119.763 €	- €	37.272 €	15.147 €	6.404 €	45.962 €	14.978 €	- €

Investimento no Vetor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			7.750.000 €	387.500 €	- €	62.500 €	62.500 €	87.500 €	87.500 €	87.500 €	- €
Total				554.817.308 €	78.354.354 €	1.739.505 €	11.310.717 €	13.268.437 €	13.332.867 €	13.730.341 €	13.723.434 €	11.249.053 €

Nota: Valores de Investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Acesso a Novos Serviços					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 22	10.000.000 €	1.000.000 €	100.000 €	250.000 €	350.000 €	300.000 €	- €	- €	- €
Modernização e Relocalização do Data Center	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 21	1.400.000 €	140.000 €	- €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 24	45.571.288 €	38.735.594 €	- €	5.816.108 €	8.229.372 €	8.229.372 €	8.229.372 €	8.229.372 €	- €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 26	2.279.223 €	1.937.340 €	- €	387.468 €	387.468 €	387.468 €	387.468 €	387.468 €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 25	500.000 €	425.000 €	- €	- €	425.000 €	- €	- €	- €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 16	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 18	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 15	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 17	1.000.000 €	100.000 €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso- Fase II	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 23	46.000.000 €	4.600.000 €	- €	- €	- €	- €	600.000 €	600.000 €	3.400.000 €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	100.000 €	- €	- €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador			7.750.000 €	6.587.500 €	- €	1.062.500 €	1.062.500 €	1.487.500 €	1.487.500 €	1.487.500 €	- €
Total				121.500.511 €	54.225.434 €	100.000 €	7.798.076 €	10.594.340 €	10.644.340 €	10.844.340 €	10.844.340 €	3.400.000 €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Outros					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	>2023
Investimento Obrigatório (só eq. contagem)	Investimento Obrigatório			6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC			17.500.000 €	12.250.000 €	- €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	2.450.000 €	- €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Fixação Anti-Sísmica de TP	Ficha n.º 2	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT	Ficha n.º 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente			28.026.762 €	5.605.352 €	- €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	1.121.070 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias			7.800.000 €	1.560.000 €	- €	200.000 €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	340.000 €	- €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental			6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 19	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	- €
Total				79.036.442 €	45.125.032 €	- €	8.913.006 €	9.053.006 €	9.053.006 €	9.053.006 €	9.053.006 €	- €

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

ANEXO 12 – TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 (ORDEM ALFABÉTICA)

Anexo 12.A – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018

**Anexo 12.B – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no
PDIRD-E 2016**

**Anexo 12.C – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no
PDIRD-E 2016**

ANEXO 12.A – TABELA RESUMO DE TODOS OS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018

**Anexo 12.A.1 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 –
Cenário 1**

**Anexo 12.A.2 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 –
Cenário 2**

**Anexo 12.A.3 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 –
Cenário 3**

ANEXO 12.A.1 – TABELA RESUMO DE TODOS OS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 – CENÁRIO 1

Nome	Ficha	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		17.500.000 €	17.500.000 €	- €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	- €	
Alimentação AT de SE Amarante	Ficha nº 43	781.200 €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	80.760 €	700.440 €	- €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		3.000.000 €	3.000.000 €	- €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	- €	
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	7.480.177 €	5.886.569 €	- €	- €	1.415.404 €	1.415.404 €	1.581.484 €	1.474.277 €	1.593.608 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		2.480.000 €	2.480.000 €	- €	1.580.000 €	- €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	- €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	20.379.860 €	20.379.860 €	- €	6.792.110 €	3.390.200 €	3.395.450 €	3.380.900 €	3.421.200 €	- €	
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €	
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		5.000.000 €	5.000.000 €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.950.300 €	- €	- €	- €	390.060 €	585.090 €	975.150 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha nº 80	2.639.400 €	1.639.400 €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha nº 81	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	412.000 €	618.000 €	1.030.000 €	- €	- €	
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha nº 68	858.406 €	858.406 €	- €	83.866 €	301.916 €	472.624 €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		1.395.626 €	1.395.626 €	- €	300.018 €	355.113 €	126.200 €	200.000 €	414.295 €	- €	
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	21.090.000 €	3.200.000 €	- €	- €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	17.890.000 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €	
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €	
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	780.000 €	780.000 €	- €	- €	260.000 €	90.000 €	170.000 €	260.000 €	- €	
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	380.411 €	380.411 €	- €	380.411 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	22.785.644 €	22.785.644 €	- €	3.422.416 €	4.840.807 €	4.840.807 €	4.840.807 €	4.840.807 €	- €	
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha n.º 26	1.139.612 €	1.139.612 €	- €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	- €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		625.000 €	625.000 €	- €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	- €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		83.382.058 €	83.382.058 €	- €	15.852.996 €	16.850.618 €	16.639.205 €	17.088.682 €	16.950.556 €	- €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalição (fase 1)	Ficha nº 27	1.744.000 €	996.468 €	747.532 €	996.468 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalição (fase 2)	Ficha nº 44	2.734.200 €	2.734.200 €	- €	221.900 €	884.344 €	1.627.956 €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha nº 103	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	538.050 €	724.950 €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		17.669.629 €	17.669.629 €	- €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	- €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	2.323.533 €	2.323.533 €	- €	254.553 €	697.060 €	1.371.920 €	- €	- €	- €	
Linha AT Turiz – Amares	Ficha nº 28	1.963.000 €	1.566.900 €	396.100 €	360.450 €	1.206.450 €	- €	- €	- €	- €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	242.000 €	242.000 €	- €	- €	242.000 €	- €	- €	- €	- €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		3.288.106 €	3.288.106 €	- €	918.146 €	823.100 €	546.860 €	500.000 €	500.000 €	- €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	37.429.667 €	37.429.667 €	- €	6.753.659 €	8.553.046 €	7.425.391 €	6.146.998 €	8.550.573 €	- €	
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha n.º 21	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha nº 32	423.500 €	423.500 €	- €	127.050 €	296.450 €	- €	- €	- €	- €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha nº 60	570.730 €	506.351 €	64.379 €	506.351 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha nº 104	1.442.650 €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	587.392 €	855.258 €	- €	
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha nº 57	2.390.496 €	2.390.496 €	- €	- €	1.434.298 €	956.198 €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha nº 31	2.496.875 €	2.496.875 €	- €	- €	- €	917.908 €	1.578.967 €	- €	- €	
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha nº 105	2.887.213 €	2.887.213 €	- €	- €	- €	1.154.885 €	1.732.328 €	- €	- €	
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha nº 66	1.969.960 €	1.969.960 €	- €	- €	- €	590.988 €	1.378.972 €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha nº 79	3.617.116 €	3.617.116 €	- €	- €	- €	- €	742.223 €	2.874.893 €	- €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha nº 102	2.189.926 €	836.709 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha nº 65	2.346.100 €	334.430 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha nº 30	2.492.720 €	2.492.720 €	- €	1.293.175 €	1.199.545 €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha nº 78	4.086.871 €	1.103.440 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		28.026.762 €	28.026.762 €	- €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	- €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	10.000.000 €	9.000.000 €	1.000.000 €	2.500.000 €	3.500.000 €	3.000.000 €	- €	- €	- €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	720.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Promção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha nº 46	2.621.250 €	2.621.250 €	- €	1.193.234 €	1.428.016 €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		2.395.267 €	2.395.267 €	- €	745.447 €	302.940 €	128.080 €	919.240 €	299.560 €	- €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco: linha Talagueira II	Ficha nº 56	506.850 €	506.850 €	- €	506.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha nº 83	647.090 €	452.963 €	194.127 €	452.963 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Ficha nº 67	1.082.057 €	272.700 €	809.357 €	272.700 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha nº 59	615.300 €	553.770 €	61.530 €	553.770 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais -BCD	Ficha nº 58	1.060.000 €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	385.646 €	674.354 €	- €	
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha nº 100	950.000 €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	855.000 €	95.000 €	- €	
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha nº 97	840.000 €	840.000 €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €	- €	- €	
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha nº 42	504.000 €	504.000 €	- €	352.800 €	151.200 €	- €	- €	- €	- €	

Nome	Ficha	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha nº 99	560.000 €	560.000 €	- €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha nº 98	500.000 €	500.000 €	- €	- €	175.000 €	325.000 €	- €	- €	- €	
Renovação andar 10 KV da SE Vale Escuro	Ficha nº 93	950.000 €	250.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	250.000 €	700.000 €	
Renovação andar 60 e 15 kv da SE Chaves	Ficha nº 36	1.500.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	600.000 €	900.000 €	
Renovação andar 60 e 15 kv SE São Julião	Ficha nº 61	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	
Renovação andar 60 e 30 kv da SE Belver	Ficha nº 73	1.700.000 €	510.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	510.000 €	1.190.000 €	
Renovação andar 60 kv da SE São Vicente	Ficha nº 72	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	
Renovação andar 60KV SE MacedoCavaleiros	Ficha nº 37	900.000 €	427.500 €	- €	- €	- €	- €	- €	427.500 €	472.500 €	
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha nº 112	660.000 €	264.000 €	- €	- €	- €	- €	66.000 €	198.000 €	396.000 €	
Renovação do andar 15 kv da SE Portagem	Ficha nº 92	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	
Renovação do andar 15 kv da SE Seixal	Ficha nº 91	700.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	
Renovação do andar 15 kv da SE Terena	Ficha nº 110	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	200.000 €	
Renovação do andar 30 kv da SE Bragança	Ficha nº 40	1.000.000 €	550.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	550.000 €	450.000 €	
Renovação do andar 30 kv da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	1.018.001 €	558.894 €	459.107 €	558.894 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do andar 60 kv da SE Albufeira	Ficha nº 108	815.000 €	815.000 €	- €	- €	- €	- €	244.500 €	570.500 €	- €	
Renovação do andar 60 kv da SE Alcoitão	Ficha nº 85	800.000 €	800.000 €	- €	- €	240.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do andar 60 kv da SE Pombal	Ficha nº 71	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	140.000 €	420.000 €	- €	- €	
Renovação do andar 60 kv da SE Seia	Ficha nº 62	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	
Renovação do Andar AT da SE Cutiós	Ficha nº 49	550.000 €	550.000 €	- €	- €	- €	137.500 €	412.500 €	- €	- €	
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	2.445.000 €	2.445.000 €	- €	510.000 €	1.935.000 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	1.400.000 €	599.000 €	801.000 €	599.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	772.000 €	386.000 €	386.000 €	386.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	1.974.000 €	1.974.000 €	- €	- €	- €	1.116.500 €	857.500 €	- €	- €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Ficha nº 86	725.000 €	725.000 €	- €	- €	290.000 €	435.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha nº 87	497.605 €	497.605 €	- €	- €	- €	199.042 €	298.563 €	- €	- €	
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha nº 33	561.025 €	23.992 €	537.033 €	23.992 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Ficha nº 45	1.082.500 €	364.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	1.145.000 €	1.145.000 €	- €	- €	282.500 €	862.500 €	- €	- €	- €	
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Ficha nº 50	1.270.000 €	1.270.000 €	- €	- €	- €	- €	317.500 €	952.500 €	- €	
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	1.400.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	420.000 €	980.000 €	
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	880.000 €	880.000 €	- €	- €	- €	220.000 €	660.000 €	- €	- €	
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	695.000 €	695.000 €	- €	- €	- €	173.750 €	521.250 €	- €	- €	
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Ficha nº 88	540.000 €	540.000 €	- €	- €	- €	162.000 €	378.000 €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	560.000 €	560.000 €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	830.000 €	249.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	249.000 €	581.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	537.600 €	537.600 €	- €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	765.000 €	765.000 €	- €	229.500 €	535.500 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	675.000 €	675.000 €	- €	405.000 €	270.000 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão	Ficha nº 96	875.000 €	875.000 €	- €	612.500 €	262.500 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha nº 64	500.000 €	500.000 €	- €	- €	- €	350.000 €	150.000 €	- €	- €	
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	940.000 €	376.000 €	564.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha nº 47	2.207.200 €	2.207.200 €	- €	737.275 €	1.469.925 €	- €	- €	- €	- €	
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		12.682.903 €	12.682.903 €	- €	5.243.739 €	1.727.643 €	2.025.834 €	2.089.187 €	1.596.500 €	- €	
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 18	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	350.000 €	2.026.755 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	13.500.000 €	3.200.000 €	- €	- €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	10.300.000 €	
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 12	2.500.000 €	2.500.000 €	- €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	- €	
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	8.508.400 €	8.508.400 €	- €	1.194.920 €	717.480 €	1.545.000 €	2.195.000 €	2.856.000 €	- €	
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.200.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 13	1.700.000 €	1.700.000 €	- €	- €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	- €	
Total		450.419.232 €	397.438.385 €	16.647.739 €	87.209.549 €	80.025.562 €	78.814.149 €	75.763.626 €	75.625.500 €	36.333.108 €	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

ANEXO 12.A.2 – TABELA RESUMO DE TODOS OS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 – CENÁRIO 2

Nome	Ficha	Lote	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	17.500.000 €	17.500.000 €	- €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	- €	
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Ficha n.º 25	Lote 2	500.000 €	500.000 €	- €	- €	500.000 €	- €	- €	- €	- €	
Alimentação AT da SE Amaranite	Ficha nº 43	Lote 1	781.200 €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	80.760 €	700.440 €	- €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	3.000.000 €	3.000.000 €	- €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	- €	
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	Lote 1	7.480.177 €	5.886.569 €	- €	- €	1.415.404 €	1.415.404 €	1.581.484 €	1.474.277 €	1.593.608 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	2.480.000 €	2.480.000 €	- €	1.580.000 €	- €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	- €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		Lote 2	11.100.000 €	11.100.000 €	- €	- €	2.700.000 €	2.800.000 €	2.800.000 €	2.800.000 €	- €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	Lote 1	20.379.860 €	20.379.860 €	- €	6.792.110 €	3.390.200 €	3.395.450 €	3.380.900 €	3.421.200 €	- €	
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	Lote 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €	
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	5.000.000 €	5.000.000 €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha nº 82	Lote 1	1.950.300 €	1.950.300 €	- €	- €	- €	390.060 €	585.090 €	975.150 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha nº 80	Lote 1	2.639.400 €	1.639.400 €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha nº 81	Lote 1	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	412.000 €	618.000 €	1.030.000 €	- €	- €	
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	Lote 1	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha nº 68	Lote 1	858.406 €	858.406 €	- €	83.866 €	301.916 €	472.624 €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	1.395.626 €	1.395.626 €	- €	300.018 €	355.113 €	126.200 €	200.000 €	414.295 €	- €	
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	Lote 1	3.200.000 €	3.200.000 €	- €	- €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	- €	
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	Lote 2	17.890.000 €	6.800.000 €	- €	- €	1.700.000 €	1.700.000 €	1.700.000 €	1.700.000 €	11.090.000 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	Lote 1	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	Lote 1	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €	
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	Lote 1	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €	
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	Lote 1	780.000 €	780.000 €	- €	- €	260.000 €	90.000 €	170.000 €	260.000 €	- €	
Garantia N-1 às abastecidos de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	Lote 1	380.411 €	380.411 €	- €	380.411 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	Lote 1	22.785.644 €	22.785.644 €	- €	3.422.416 €	4.840.807 €	4.840.807 €	4.840.807 €	4.840.807 €	- €	
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha n.º 26	Lote 1	1.139.612 €	1.139.612 €	- €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	227.922 €	- €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	Lote 1	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	Lote 2	4.000.000 €	4.000.000 €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	625.000 €	625.000 €	- €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	- €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		Lote 2	4.500.000 €	4.500.000 €	- €	1.000.000 €	500.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	83.382.058 €	83.382.058 €	- €	15.852.996 €	16.850.618 €	16.639.205 €	17.088.682 €	16.950.556 €	- €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha nº 27	Lote 1	1.744.000 €	996.468 €	747.532 €	996.468 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	2.734.200 €	- €	221.900 €	884.344 €	1.627.956 €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE REN - Diver	Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	528.050 €	724.950 €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	17.669.629 €	17.669.629 €	- €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	- €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	2.323.533 €	- €	254.553 €	697.060 €	1.371.920 €	- €	- €	- €	
Linha AT Turiz - Amares	Ficha nº 28	Lote 1	1.963.000 €	1.566.900 €	396.100 €	360.450 €	1.206.450 €	- €	- €	- €	- €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	242.000 €	- €	- €	242.000 €	- €	- €	- €	- €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	3.288.106 €	3.288.106 €	- €	918.146 €	823.100 €	546.860 €	500.000 €	500.000 €	- €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	Lote 1	37.429.667 €	37.429.667 €	- €	6.753.659 €	8.553.046 €	7.425.391 €	6.146.998 €	8.550.573 €	- €	
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha n.º 21	Lote 1	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha nº 32	Lote 1	423.500 €	423.500 €	- €	127.050 €	296.450 €	- €	- €	- €	- €	
Nova saída MT da subestação de Cadosa	Ficha nº 60	Lote 1	570.730 €	506.351 €	64.379 €	506.351 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha nº 104	Lote 1	1.442.650 €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	587.392 €	855.258 €	- €	
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha nº 57	Lote 1	2.390.496 €	2.390.496 €	- €	- €	1.434.298 €	956.198 €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha nº 31	Lote 1	2.496.875 €	2.496.875 €	- €	- €	- €	917.908 €	1.578.967 €	- €	- €	
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha nº 105	Lote 1	2.887.213 €	2.887.213 €	- €	- €	- €	1.154.885 €	1.732.328 €	- €	- €	
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha nº 66	Lote 1	1.969.960 €	1.969.960 €	- €	- €	- €	590.988 €	1.378.972 €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha nº 79	Lote 1	3.617.116 €	3.617.116 €	- €	- €	- €	- €	742.223 €	2.874.893 €	- €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha nº 102	Lote 1	2.189.926 €	836.709 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha nº 65	Lote 1	2.346.100 €	334.430 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha nº 30	Lote 1	2.492.720 €	2.492.720 €	- €	1.293.175 €	1.199.545 €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha nº 78	Lote 1	4.086.871 €	1.103.440 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	28.026.762 €	28.026.762 €	- €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	- €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	Lote 1	10.000.000 €	9.000.000 €	1.000.000 €	2.500.000 €	3.500.000 €	3.000.000 €	- €	- €	- €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	Lote 1	1.254.000 €	720.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha nº 46	Lote 1	2.621.250 €	2.621.250 €	- €	1.193.234 €	1.428.016 €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		Lote 1	2.395.267 €	2.395.267 €	- €	745.447 €	302.940 €	128.080 €	919.240 €	299.560 €	- €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	506.850 €	- €	506.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha nº 83	Lote 1	647.090 €	452.963 €	194.127 €	452.963 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Ficha nº 67	Lote 1	1.082.057 €	272.700 €	809.357 €	272.700 €	- €	- €	- €	- €	- €	

Nome	Ficha	Lote	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha nº 59	Lote 1	615.300 €	553.770 €	61.530 €	553.770 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Ficha nº 58	Lote 1	1.060.000 €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	385.646 €	674.354 €	- €	- €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha nº 100	Lote 1	950.000 €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	665.000 €	285.000 €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha nº 97	Lote 1	840.000 €	840.000 €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha nº 42	Lote 1	504.000 €	504.000 €	- €	352.800 €	151.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha nº 99	Lote 1	560.000 €	560.000 €	- €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha nº 98	Lote 1	500.000 €	500.000 €	- €	- €	150.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Ficha nº 93	Lote 1	950.000 €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	250.000 €	700.000 €	- €	- €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Ficha nº 74	Lote 2	500.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	200.000 €	300.000 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Ficha nº 51	Lote 2	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Ficha nº 36	Lote 1	1.500.000 €	1.500.000 €	- €	- €	- €	- €	600.000 €	900.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Ficha nº 61	Lote 1	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Ficha nº 73	Lote 1	1.700.000 €	510.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	510.000 €	1.190.000 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Ficha nº 109	Lote 2	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Ficha nº 72	Lote 1	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Ficha nº 111	Lote 2	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	200.000 €	- €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Ficha nº 76	Lote 2	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Ficha nº 37	Lote 1	900.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	427.500 €	472.500 €	- €	- €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Ficha nº 41	Lote 2	700.000 €	210.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	210.000 €	490.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer	Ficha nº 112	Lote 1	660.000 €	264.000 €	- €	- €	- €	- €	66.000 €	198.000 €	396.000 €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Ficha nº 94	Lote 2	1.000.000 €	324.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Ficha nº 63	Lote 2	1.300.000 €	1.300.000 €	- €	- €	- €	- €	390.000 €	910.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha nº 92	Lote 1	700.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Ficha nº 91	Lote 1	700.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Ficha nº 110	Lote 1	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	200.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Ficha nº 40	Lote 1	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	550.000 €	450.000 €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	Lote 1	1.018.001 €	558.894 €	459.107 €	558.894 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Ficha nº 108	Lote 1	815.000 €	815.000 €	- €	- €	- €	244.500 €	570.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha nº 85	Lote 1	800.000 €	800.000 €	- €	- €	240.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Ficha nº 39	Lote 2	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha nº 75	Lote 2	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha nº 71	Lote 1	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	140.000 €	420.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha nº 62	Lote 1	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha nº 49	Lote 1	550.000 €	550.000 €	- €	- €	- €	137.500 €	412.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	Lote 1	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	Lote 1	2.445.000 €	2.445.000 €	- €	510.000 €	1.935.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	Lote 1	1.400.000 €	599.000 €	801.000 €	599.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	Lote 1	772.000 €	386.000 €	386.000 €	386.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	Lote 1	1.974.000 €	1.974.000 €	- €	- €	- €	1.116.500 €	857.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Ficha nº 86	Lote 1	725.000 €	725.000 €	- €	- €	290.000 €	435.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha nº 87	Lote 1	497.605 €	497.605 €	- €	- €	- €	199.042 €	298.563 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha nº 33	Lote 1	561.025 €	23.992 €	537.033 €	23.992 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Ficha nº 45	Lote 1	1.082.500 €	364.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	Lote 1	1.145.000 €	1.145.000 €	- €	- €	282.500 €	862.500 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Ficha nº 50	Lote 1	1.270.000 €	1.270.000 €	- €	- €	- €	317.500 €	952.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	Lote 1	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	- €	- €	- €	420.000 €	980.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	Lote 1	880.000 €	880.000 €	- €	- €	220.000 €	660.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	Lote 1	695.000 €	695.000 €	- €	- €	173.750 €	521.250 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Ficha nº 88	Lote 1	540.000 €	540.000 €	- €	- €	162.000 €	378.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	Lote 1	560.000 €	560.000 €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	Lote 1	830.000 €	249.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	249.000 €	581.000 €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	Lote 1	537.600 €	537.600 €	- €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	Lote 1	765.000 €	765.000 €	- €	229.500 €	535.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	Lote 1	675.000 €	675.000 €	- €	405.000 €	270.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão	Ficha nº 96	Lote 1	875.000 €	875.000 €	- €	612.500 €	262.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha nº 64	Lote 1	500.000 €	500.000 €	- €	- €	- €	350.000 €	150.000 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	Lote 1	940.000 €	376.000 €	564.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha nº 47	Lote 1	2.207.200 €	2.207.200 €	- €	737.275 €	1.469.925 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Lote 1		12.682.903 €	12.682.903 €	- €	5.243.739 €	1.727.643 €	2.025.834 €	2.089.187 €	1.596.500 €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Lote 2		5.757.500 €	5.757.500 €	- €	- €	2.544.250 €	894.500 €	870.750 €	1.448.000 €	- €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 18	Lote 1	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	Lote 1	2.376.755 €	350.000 €	2.026.755 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	Lote 1	3.200.000 €	3.200.000 €	- €	- €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	- €	- €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	Lote 2	10.300.000 €	5.600.000 €	- €	- €	1.400.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	4.700.000 €	- €

Nome	Ficha	Lote	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 12	Lote 1	2.500.000 €	2.500.000 €	- €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	- €	
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 12	Lote 2	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	- €	
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	Lote 1	8.318.400 €	8.318.400 €	- €	1.194.920 €	717.480 €	1.545.000 €	2.195.000 €	2.666.000 €	- €	
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	Lote 2	290.000 €	290.000 €	- €	- €	100.000 €	- €	190.000 €	- €	- €	
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	Lote 1	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.200.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	
Total			484.776.732 €	445.138.385 €	16.647.739 €	88.211.568 €	91.677.582 €	90.516.170 €	87.440.648 €	87.302.523 €	22.990.608 €	
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 13	Lote 1	1.700.000 €	1.700.000 €	- €	- €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	- €	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 12.A.3 – TABELA RESUMO DE TODOS OS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 – CENÁRIO 3

Nome	Ficha	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		17.500.000 €	17.500.000 €	- €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	3.500.000 €	- €	
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Ficha n.º 25	500.000 €	500.000 €	- €	- €	500.000 €	- €	- €	- €	- €	
Alimentação AT da SE Amaranje	Ficha n.º 43	781.200 €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	80.760 €	700.440 €	- €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		3.000.000 €	3.000.000 €	- €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	600.000 €	- €	
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	7.480.177 €	5.886.569 €	- €	- €	1.415.404 €	1.415.404 €	1.581.484 €	1.474.277 €	1.593.608 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		13.743.136 €	13.743.136 €	- €	1.648.656 €	2.729.480 €	3.164.000 €	3.153.400 €	3.047.600 €	- €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	34.379.860 €	34.379.860 €	- €	6.792.110 €	6.839.600 €	6.870.150 €	6.956.800 €	6.921.200 €	- €	
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	841.800 €	841.800 €	- €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €	
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		7.800.000 €	7.800.000 €	- €	1.000.000 €	1.700.000 €	1.700.000 €	1.700.000 €	1.700.000 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha n.º 82	1.950.300 €	1.950.300 €	- €	- €	- €	390.060 €	585.090 €	975.150 €	- €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha n.º 80	2.639.400 €	1.639.400 €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha n.º 81	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	412.000 €	618.000 €	1.030.000 €	- €	- €	
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha n.º 68	858.406 €	858.406 €	- €	83.866 €	301.916 €	472.624 €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		1.395.626 €	1.395.626 €	- €	300.018 €	355.113 €	126.200 €	200.000 €	414.295 €	- €	
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	21.090.000 €	10.000.000 €	- €	- €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	11.090.000 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €	
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	1.658.200 €	1.658.200 €	- €	500.000 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €	
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	780.000 €	780.000 €	- €	- €	260.000 €	90.000 €	170.000 €	260.000 €	- €	
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	380.411 €	380.411 €	- €	380.411 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	45.571.288 €	45.571.288 €	- €	6.844.833 €	9.681.614 €	9.681.614 €	9.681.614 €	9.681.614 €	- €	
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha n.º 26	2.279.223 €	2.279.223 €	- €	455.845 €	455.845 €	455.845 €	455.845 €	455.845 €	- €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		7.750.000 €	7.750.000 €	- €	1.250.000 €	1.250.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	- €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		83.382.058 €	83.382.058 €	- €	15.852.996 €	16.850.618 €	16.639.205 €	17.088.682 €	16.950.556 €	- €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		6.709.680 €	6.709.680 €	- €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	1.341.936 €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha n.º 27	1.744.000 €	996.468 €	747.532 €	996.468 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha n.º 44	2.734.200 €	2.734.200 €	- €	221.900 €	884.344 €	1.627.956 €	- €	- €	- €	
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha n.º 103	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	528.050 €	724.950 €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		17.669.629 €	17.669.629 €	- €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	3.533.926 €	- €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha n.º 77	2.323.533 €	2.323.533 €	- €	254.553 €	697.060 €	1.371.920 €	- €	- €	- €	
Linha AT Turiz - Amares	Ficha n.º 28	1.963.000 €	1.566.900 €	396.100 €	360.450 €	1.206.450 €	- €	- €	- €	- €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha n.º 29	242.000 €	242.000 €	- €	- €	242.000 €	- €	- €	- €	- €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		4.288.106 €	4.288.106 €	- €	918.146 €	823.100 €	546.860 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior OST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	51.409.667 €	51.409.667 €	- €	6.753.659 €	11.748.761 €	11.173.248 €	10.713.426 €	11.020.573 €	- €	
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha n.º 21	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova linha 15kV Ilhas Armonia Culatra	Ficha n.º 106	2.220.000 €	2.220.000 €	- €	- €	- €	- €	890.000 €	1.330.000 €	- €	
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha n.º 32	423.500 €	423.500 €	- €	127.050 €	296.450 €	- €	- €	- €	- €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha n.º 60	570.730 €	506.351 €	64.379 €	506.351 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha n.º 104	1.442.650 €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	587.392 €	855.258 €	- €	
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha n.º 57	2.390.496 €	2.390.496 €	- €	- €	1.434.298 €	956.198 €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha n.º 31	2.496.875 €	2.496.875 €	- €	- €	- €	917.908 €	1.578.967 €	- €	- €	
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha n.º 105	2.887.213 €	2.887.213 €	- €	- €	1.154.885 €	1.732.328 €	- €	- €	- €	
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpijarça	Ficha n.º 66	1.969.960 €	1.969.960 €	- €	- €	- €	590.988 €	1.378.972 €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha n.º 79	3.617.116 €	3.617.116 €	- €	- €	- €	- €	742.223 €	2.874.893 €	- €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha n.º 102	2.189.926 €	836.709 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha n.º 65	2.346.100 €	334.430 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha n.º 30	2.492.720 €	2.492.720 €	- €	1.293.175 €	1.199.545 €	- €	- €	- €	- €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex. Martim Moniz)	Ficha n.º 78	4.086.871 €	1.103.440 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		28.026.762 €	28.026.762 €	- €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	5.605.352 €	- €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	10.000.000 €	9.000.000 €	1.000.000 €	2.500.000 €	3.500.000 €	3.000.000 €	- €	- €	- €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase II	Ficha n.º 23	46.000.000 €	12.000.000 €	- €	- €	- €	- €	6.000.000 €	6.000.000 €	34.000.000 €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	720.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha n.º 46	2.621.250 €	2.621.250 €	- €	1.193.234 €	1.428.016 €	- €	- €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		2.395.267 €	2.395.267 €	- €	745.447 €	302.940 €	128.080 €	919.240 €	299.560 €	- €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha n.º 56	506.850 €	506.850 €	- €	506.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha n.º 83	647.090 €	452.963 €	194.127 €	452.963 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcaçova	Ficha n.º 67	1.082.057 €	272.700 €	809.357 €	272.700 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha n.º 59	615.300 €	553.770 €	61.530 €	553.770 €	- €	- €	- €	- €	- €	
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais BCD	Ficha n.º 58	1.060.000 €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	385.646 €	674.354 €	- €	

Nome	Ficha	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha nº 100	950.000 €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	665.000 €	285.000 €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha nº 97	840.000 €	840.000 €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha nº 42	504.000 €	504.000 €	- €	352.800 €	151.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha nº 99	560.000 €	560.000 €	- €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha nº 98	500.000 €	500.000 €	- €	- €	150.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 10 KV da SE Vale Escuro	Ficha nº 93	950.000 €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	250.000 €	700.000 €	- €	- €
Renovação andar 10KV da SE Torres Vedras	Ficha nº 74	500.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	200.000 €	300.000 €	- €
Renovação andar 15KV SE Vila Nova Gaia	Ficha nº 51	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 KV da SE Chaves	Ficha nº 36	1.500.000 €	1.500.000 €	- €	- €	- €	- €	600.000 €	900.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 KV SE São Julião	Ficha nº 61	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 30 KV da SE Belver	Ficha nº 73	1.700.000 €	510.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	510.000 €	1.190.000 €	- €
Renovação andar 60 KV da SE Monte Feio	Ficha nº 109	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação andar 60 KV da SE São Vicente	Ficha nº 72	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 KV da SE Vale de Gaio	Ficha nº 111	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	200.000 €	- €
Renovação andar 60KV da SE Cruz do Campo	Ficha nº 76	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação andar 60KV SE MacedoCavaleiros	Ficha nº 37	900.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	427.500 €	472.500 €	- €	- €
Renovação andar 60KV SE São MartinhoDume	Ficha nº 41	700.000 €	210.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	210.000 €	490.000 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha nº 112	660.000 €	264.000 €	- €	- €	- €	- €	66.000 €	198.000 €	396.000 €	- €
Renovação do andar 10 KV da SE Reboleira	Ficha nº 94	1.000.000 €	325.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Alegria	Ficha nº 63	1.300.000 €	1.300.000 €	- €	- €	- €	- €	390.000 €	910.000 €	- €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Portagem	Ficha nº 92	700.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Seixal	Ficha nº 91	700.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Terena	Ficha nº 110	500.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	200.000 €	- €
Renovação do andar 30 KV da SE Bragança	Ficha nº 40	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	550.000 €	450.000 €	- €	- €
Renovação do andar 30 KV da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	1.018.001 €	558.894 €	459.107 €	558.894 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Albufeira	Ficha nº 108	815.000 €	815.000 €	- €	- €	- €	244.500 €	570.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Alcoitão	Ficha nº 85	800.000 €	800.000 €	- €	- €	240.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Fonte Boa	Ficha nº 39	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Maranhão	Ficha nº 75	700.000 €	175.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175.000 €	525.000 €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Pombal	Ficha nº 71	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	140.000 €	420.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Seia	Ficha nº 62	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha nº 49	550.000 €	550.000 €	- €	- €	- €	137.500 €	412.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	590.000 €	590.000 €	- €	- €	- €	295.000 €	295.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	2.445.000 €	2.445.000 €	- €	510.000 €	1.935.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	1.400.000 €	599.000 €	801.000 €	599.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	772.000 €	386.000 €	386.000 €	386.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	1.974.000 €	1.974.000 €	- €	- €	- €	1.116.500 €	857.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 1	Ficha nº 86	725.000 €	725.000 €	- €	- €	290.000 €	435.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha nº 87	497.605 €	497.605 €	- €	- €	- €	199.042 €	298.563 €	- €	- €	- €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha nº 33	561.025 €	23.992 €	537.033 €	23.992 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Barró	Ficha nº 45	1.082.500 €	364.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	1.145.000 €	1.145.000 €	- €	- €	282.500 €	862.500 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Ficha nº 50	1.270.000 €	1.270.000 €	- €	- €	- €	317.500 €	952.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	- €	- €	- €	420.000 €	980.000 €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	880.000 €	880.000 €	- €	- €	220.000 €	660.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	695.000 €	695.000 €	- €	- €	173.750 €	521.250 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terróa	Ficha nº 88	540.000 €	540.000 €	- €	- €	162.000 €	378.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	560.000 €	560.000 €	- €	168.000 €	392.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	830.000 €	249.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	249.000 €	581.000 €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	537.600 €	537.600 €	- €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	765.000 €	765.000 €	- €	229.500 €	535.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	675.000 €	675.000 €	- €	405.000 €	270.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalho	Ficha nº 96	875.000 €	875.000 €	- €	612.500 €	262.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha nº 64	500.000 €	500.000 €	- €	- €	- €	350.000 €	150.000 €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	940.000 €	376.000 €	564.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha nº 47	2.207.200 €	2.207.200 €	- €	737.275 €	1.469.925 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		18.440.403 €	18.440.403 €	- €	5.243.739 €	4.271.893 €	2.920.334 €	2.959.937 €	3.044.500 €	- €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 18	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €
Reserva de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 4	2.376.755 €	350.000 €	2.026.755 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €
Substituição de Rede Subterrânea de AQLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	13.500.000 €	8.800.000 €	- €	- €	2.200.000 €	2.200.000 €	2.200.000 €	2.200.000 €	4.700.000 €	- €
Substituição de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 12	4.500.000 €	4.500.000 €	- €	500.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	8.445.264 €	8.445.264 €	- €	1.126.264 €	813.000 €	1.456.000 €	2.331.600 €	2.718.400 €	- €	- €
Substituição de URTA (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	1.200.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €

Nome	Ficha	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Observações
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 13	1.700.000 €	1.700.000 €	- €	- €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	425.000 €	- €	
Total		598.026.988 €	524.388.641 €	16.647.739 €	91.984.888 €	107.319.291 €	107.107.878 €	109.057.355 €	108.919.229 €	56.990.608 €	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 12.B – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016

Anexo 12.B.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1

Anexo 12.B.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2

Anexo 12.B.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

ANEXO 12.B.1 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 – CENÁRIO 1

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Varição de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Varição de Inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		17.500.000 €	13.500.000 €	4.000.000 €	- €	17.500.000 €	- €	10.500.000 €	8.100.000 €	2.400.000 €	7.000.000 €	9.400.000 €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		3.000.000 €	3.000.000 €	- €	- €	3.000.000 €	- €	1.800.000 €	1.800.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		2.480.000 €	11.960.000 €	-9.480.000 €	- €	2.480.000 €	- €	1.880.000 €	8.100.000 €	-6.220.000 €	600.000 €	-5.620.000 €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	20.379.860 €	34.079.315 €	-13.699.455 €	- €	20.379.860 €	- €	13.577.760 €	20.370.564 €	-6.792.804 €	6.802.100 €	9.296 €	
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		5.000.000 €	5.400.000 €	-400.000 €	- €	5.000.000 €	- €	3.000.000 €	3.000.000 €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.870.600 €	79.700 €	- €	1.950.300 €	- €	390.060 €	1.402.950 €	-1.012.890 €	1.560.240 €	79.700 €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha nº 80	2.639.400 €	2.639.400 €	- €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha nº 81	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	2.060.000 €	- €	1.030.000 €	1.545.000 €	-515.000 €	1.030.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha nº 68	858.406 €	858.406 €	- €	- €	858.406 €	- €	858.406 €	- €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		1.395.626 €	2.660.924 €	-1.265.298 €	- €	1.395.626 €	- €	781.331 €	601.824 €	179.507 €	614.295 €	793.802 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	- €	800.000 €	800.000 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	380.411 €	2.437.148 €	-2.056.737 €	- €	380.411 €	- €	380.411 €	320.307 €	60.104 €	- €	60.104 €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	22.785.644 €	46.510.167 €	-23.724.524 €	- €	22.785.644 €	- €	13.104.030 €	20.515.346 €	-7.411.316 €	9.681.614 €	2.270.298 €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	2.000.000 €	10.000.000 €	-8.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	6.000.000 €	-4.000.000 €	- €	-4.000.000 €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		625.000 €	5.000.000 €	-4.375.000 €	- €	625.000 €	- €	375.000 €	3.000.000 €	-2.625.000 €	250.000 €	-2.375.000 €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		83.382.058 €	85.727.871 €	-2.345.813 €	- €	83.382.058 €	- €	49.342.820 €	55.137.040 €	-5.794.220 €	34.039.239 €	28.245.018 €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		6.709.680 €	18.000.000 €	-11.290.320 €	- €	6.709.680 €	- €	4.025.808 €	10.800.000 €	-6.774.192 €	2.683.872 €	-4.090.320 €	
Ligação ao PdE - V N Famalição (fase 1)	Ficha nº 27	1.744.000 €	1.630.500 €	113.500 €	747.532 €	996.468 €	- €	996.468 €	996.468 €	- €	- €	113.500 €	
Ligação ao PdE - V N Famalição (fase 2)	Ficha nº 44	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	2.734.200 €	- €	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	515.200 €	
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha nº 103	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	1.253.000 €	- €	1.253.000 €	- €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		17.669.629 €	7.500.000 €	10.169.629 €	- €	17.669.629 €	- €	10.601.778 €	4.500.000 €	6.101.778 €	7.067.852 €	13.169.629 €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	2.323.533 €	- €	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	1.573.633 €	
Linha AT Turiz – Amares	Ficha nº 28	1.963.000 €	1.201.500 €	761.500 €	396.100 €	1.566.900 €	- €	1.566.900 €	1.141.425 €	425.475 €	- €	761.500 €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	242.000 €	- €	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	22.000 €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		3.288.106 €	13.538.700 €	-10.250.594 €	- €	3.288.106 €	- €	2.288.106 €	9.000.116 €	-6.712.010 €	1.000.000 €	-5.712.010 €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	37.429.667 €	32.420.482 €	5.009.185 €	- €	37.429.667 €	- €	22.732.096 €	20.356.953 €	2.375.143 €	14.697.571 €	17.072.714 €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha nº 60	570.730 €	502.500 €	68.230 €	64.379 €	506.351 €	- €	506.351 €	331.627 €	174.724 €	- €	68.230 €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha nº 79	3.617.116 €	3.801.874 €	-184.758 €	- €	3.617.116 €	- €	- €	3.801.874 €	-3.801.874 €	3.617.116 €	-184.758 €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha nº 102	2.189.926 €	2.208.926 €	-19.000 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	836.709 €	1.235.423 €	-398.714 €	- €	-19.000 €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha nº 65	2.346.100 €	2.284.640 €	61.460 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	334.430 €	685.392 €	-350.962 €	- €	61.460 €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha nº 30	2.492.720 €	2.899.620 €	-406.900 €	- €	2.492.720 €	- €	2.492.720 €	2.899.620 €	-406.900 €	- €	-406.900 €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha nº 78	4.086.871 €	3.977.483 €	109.388 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	109.388 €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		28.026.762 €	28.685.533 €	-658.771 €	- €	28.026.762 €	- €	16.816.057 €	17.211.320 €	-395.263 €	11.210.705 €	10.815.442 €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	1.000.000 €	9.000.000 €	- €	9.000.000 €	5.000.000 €	4.000.000 €	- €	- €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	1.440.000 €	-186.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	-186.000 €	
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		6.500.000 €	6.379.806 €	120.194 €	- €	6.500.000 €	- €	3.900.000 €	3.827.884 €	72.116 €	2.600.000 €	2.672.116 €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha nº 46	2.621.250 €	2.625.750 €	-4.500 €	- €	2.621.250 €	- €	2.621.250 €	2.625.750 €	-4.500 €	- €	-4.500 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		2.395.267 €	5.651.100 €	-3.255.833 €	- €	2.395.267 €	- €	1.176.467 €	3.811.000 €	-2.634.533 €	1.218.800 €	-1.415.733 €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagreira II	Ficha nº 56	506.850 €	384.300 €	122.550 €	- €	506.850 €	- €	506.850 €	234.300 €	272.550 €	- €	122.550 €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha nº 83	647.090 €	647.090 €	- €	194.127 €	452.963 €	- €	452.963 €	452.963 €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Ficha nº 67	1.082.057 €	965.780 €	116.277 €	809.357 €	272.700 €	- €	272.700 €	289.734 €	-17.034 €	- €	116.277 €	
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha nº 59	615.300 €	615.300 €	- €	61.530 €	553.770 €	- €	553.770 €	430.710 €	123.060 €	- €	- €	
Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer	Ficha nº 112	660.000 €	660.000 €	- €	- €	264.000 €	396.000 €	- €	264.000 €	-264.000 €	264.000 €	- €	
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	1.018.001 €	1.000.000 €	18.001 €	459.107 €	558.894 €	- €	558.894 €	600.000 €	-41.106 €	- €	18.001 €	
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha nº 49	550.000 €	550.000 €	- €	- €	550.000 €	- €	137.500 €	137.500 €	- €	412.500 €	- €	
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	590.000 €	550.000 €	40.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	302.500 €	-7.500 €	295.000 €	40.000 €	
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	2.445.000 €	- €	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	405.000 €	
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	801.000 €	599.000 €	- €	599.000 €	525.000 €	74.000 €	- €	- €	
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	772.000 €	772.000 €	- €	386.000 €	386.000 €	- €	386.000 €	463.200 €	-77.200 €	- €	- €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	1.974.000 €	1.740.000 €	234.000 €	- €	1.974.000 €	- €	1.116.500 €	435.000 €	681.500 €	857.500 €	234.000 €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 1	Ficha nº 86	725.000 €	1.117.000 €	-392.000 €	- €	725.000 €	- €	725.000 €	571.075 €	153.925 €	- €	-392.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Barró	Ficha nº 45	1.082.500 €	1.127.500 €	-45.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	364.000 €	761.062 €	-397.062 €	- €	-45.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	1.145.000 €	- €	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	15.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Ficha nº 50	1.270.000 €	1.475.000 €	-205.000 €	- €	1.270.000 €	- €	- €	368.750 €	-368.750 €	1.270.000 €	-205.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	1.400.000 €	1.000.000 €	400.000 €	- €	420.000 €	980.000 €	- €	1.000.000 €	-1.000.000 €	420.000 €	400.000 €	
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	880.000 €	880.000 €	- €	- €	880.000 €	- €	220.000 €	880.000 €	-660.000 €	660.000 €	- €	
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	695.000 €	760.000 €	-65.000 €	- €	695.000 €	- €	173.750 €	760.000 €	-586.250 €	521.250 €	-65.000 €	
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Ficha nº 88	540.000 €	545.000 €	-5.000 €	- €	540.000 €	- €	162.000 €	177.125 €	-15.125 €	378.000 €	-5.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	560.000 €	560.000 €	- €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	830.000 €	600.000 €	230.000 €	- €	249.000 €	581.000 €	- €	600.000 €	-600.000 €	249.000 €	230.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	537.600 €	537.600 €	- €	- €	537.600 €	- €	537.600 €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	765.000 €	765.000 €	- €	- €	765.000 €	- €	765.000 €	765.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	675.000 €	675.000 €	- €	- €	675.000 €	- €	675.000 €	675.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão	Ficha nº 96	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	875.000 €	- €	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	35.000 €	
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	940.000 €	940.000 €	- €	564.000 €	376.000 €	- €	376.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha												

Página em branco

ANEXO 12.B.2 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 – CENÁRIO 2

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Varição de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Varição de inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		17.500.000 €	13.500.000 €	4.000.000 €	- €	17.500.000 €	- €	10.500.000 €	8.100.000 €	2.400.000 €	7.000.000 €	9.400.000 €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		3.000.000 €	3.000.000 €	- €	- €	3.000.000 €	- €	1.800.000 €	1.800.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		13.580.000 €	11.960.000 €	1.620.000 €	- €	13.580.000 €	- €	7.380.000 €	8.100.000 €	- 720.000 €	6.200.000 €	5.480.000 €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	20.379.860 €	34.079.315 €	- 13.699.455 €	- €	20.379.860 €	- €	13.577.760 €	20.370.564 €	- 6.792.804 €	6.200.100 €	9.296 €	
Beneficências Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		5.000.000 €	5.400.000 €	- 400.000 €	- €	5.000.000 €	- €	3.000.000 €	3.000.000 €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.870.600 €	79.700 €	- €	1.950.300 €	- €	390.060 €	1.402.950 €	- 1.012.890 €	1.560.240 €	79.700 €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha nº 80	2.639.400 €	2.639.400 €	- €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha nº 81	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	2.060.000 €	- €	1.030.000 €	1.545.000 €	- 515.000 €	1.030.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha nº 68	858.406 €	858.406 €	- €	- €	858.406 €	- €	858.406 €	858.406 €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		1.395.626 €	2.660.924 €	- 1.265.298 €	- €	1.395.626 €	- €	781.331 €	601.824 €	179.507 €	614.295 €	793.802 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	- €	800.000 €	800.000 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	380.411 €	2.437.148 €	- 2.056.737 €	- €	380.411 €	- €	380.411 €	320.307 €	60.104 €	- €	60.104 €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	22.785.644 €	46.510.167 €	- 23.724.524 €	- €	22.785.644 €	- €	13.104.030 €	20.515.346 €	- 7.411.316 €	9.681.614 €	2.270.298 €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	6.000.000 €	10.000.000 €	- 4.000.000 €	- €	6.000.000 €	- €	4.000.000 €	6.000.000 €	- 2.000.000 €	2.000.000 €	- €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		5.125.000 €	5.000.000 €	125.000 €	- €	5.125.000 €	- €	2.875.000 €	3.000.000 €	- 125.000 €	2.250.000 €	2.125.000 €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		83.382.058 €	85.727.871 €	- 2.345.813 €	- €	83.382.058 €	- €	49.342.820 €	55.137.040 €	- 5.794.220 €	34.039.239 €	28.245.018 €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		6.709.680 €	18.000.000 €	- 11.290.320 €	- €	6.709.680 €	- €	4.025.808 €	10.800.000 €	- 6.774.192 €	2.683.872 €	- 4.090.320 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha nº 27	1.744.000 €	1.630.500 €	113.500 €	747.532 €	996.468 €	- €	996.468 €	996.468 €	- €	- €	113.500 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha nº 44	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	2.734.200 €	- €	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	515.200 €	
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha nº 103	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	1.253.000 €	- €	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		17.669.629 €	7.500.000 €	10.169.629 €	- €	17.669.629 €	- €	10.601.778 €	4.500.000 €	6.101.778 €	7.067.852 €	13.169.629 €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	2.323.533 €	- €	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	1.573.633 €	
Linha AT Turiz - Amares	Ficha nº 28	1.963.000 €	1.201.500 €	761.500 €	396.100 €	1.566.900 €	- €	1.566.900 €	1.141.425 €	425.475 €	- €	761.500 €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	242.000 €	- €	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	22.000 €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		3.288.106 €	13.538.700 €	- 10.250.594 €	- €	3.288.106 €	- €	2.288.106 €	9.000.116 €	- 6.712.010 €	1.000.000 €	- 5.712.010 €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	37.429.667 €	32.420.482 €	5.009.185 €	- €	37.429.667 €	- €	22.732.096 €	20.356.953 €	2.375.143 €	14.697.571 €	17.072.714 €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha nº 60	570.730 €	502.500 €	68.230 €	64.379 €	506.351 €	- €	506.351 €	331.627 €	174.724 €	- €	68.230 €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha nº 79	3.617.116 €	3.801.874 €	- 184.758 €	- €	3.617.116 €	- €	- €	3.801.874 €	- 3.801.874 €	3.617.116 €	- 184.758 €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha nº 102	2.189.926 €	2.208.926 €	- 19.000 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	836.709 €	1.235.423 €	- 398.714 €	- €	- 19.000 €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha nº 65	2.346.100 €	2.284.640 €	61.460 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	334.430 €	685.392 €	- 350.962 €	- €	61.460 €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha nº 30	2.492.720 €	2.899.620 €	- 406.900 €	- €	2.492.720 €	- €	2.492.720 €	2.899.620 €	- 406.900 €	- €	- 406.900 €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha nº 78	4.086.871 €	3.977.483 €	109.388 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	109.388 €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		28.026.762 €	28.685.533 €	- 658.771 €	- €	28.026.762 €	- €	16.816.057 €	17.211.320 €	- 395.263 €	11.210.705 €	10.815.442 €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	1.000.000 €	9.000.000 €	- €	9.000.000 €	5.000.000 €	4.000.000 €	- €	- €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	1.440.000 €	- 186.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	- 186.000 €	
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		6.500.000 €	6.379.806 €	120.194 €	- €	6.500.000 €	- €	3.900.000 €	3.827.884 €	72.116 €	2.600.000 €	2.672.116 €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha nº 46	2.621.250 €	2.625.750 €	- 4.500 €	- €	2.621.250 €	- €	2.621.250 €	2.625.750 €	- 4.500 €	- €	- 4.500 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		2.395.267 €	5.651.100 €	- 3.255.833 €	- €	2.395.267 €	- €	1.176.467 €	3.811.000 €	- 2.634.533 €	1.218.800 €	- 1.415.733 €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha nº 56	506.850 €	384.300 €	122.550 €	- €	506.850 €	- €	506.850 €	234.300 €	272.550 €	- €	122.550 €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegôves	Ficha nº 83	647.090 €	647.090 €	- €	194.127 €	452.963 €	- €	452.963 €	452.963 €	- €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Ficha nº 67	1.082.057 €	965.780 €	116.277 €	809.357 €	272.700 €	- €	272.700 €	289.734 €	- 17.034 €	- €	116.277 €	
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha nº 59	615.300 €	615.300 €	- €	61.530 €	553.770 €	- €	553.770 €	430.710 €	123.060 €	- €	- €	
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha nº 112	660.000 €	660.000 €	- €	- €	264.000 €	396.000 €	- €	264.000 €	- 264.000 €	264.000 €	- €	
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	1.018.001 €	1.000.000 €	18.001 €	459.107 €	558.894 €	- €	558.894 €	600.000 €	- 41.106 €	- €	18.001 €	
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha nº 49	550.000 €	550.000 €	- €	- €	550.000 €	- €	137.500 €	137.500 €	- €	412.500 €	- €	
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	590.000 €	550.000 €	40.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	302.500 €	- 7.500 €	295.000 €	40.000 €	
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	2.445.000 €	- €	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	405.000 €	
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	801.000 €	599.000 €	- €	599.000 €	525.000 €	74.000 €	- €	- €	
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	772.000 €	772.000 €	- €	386.000 €	386.000 €	- €	386.000 €	463.200 €	- 77.200 €	- €	- €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	1.974.000 €	1.740.000 €	234.000 €	- €	1.974.000 €	- €	1.116.500 €	435.000 €	681.500 €	857.500 €	234.000 €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 1	Ficha nº 86	725.000 €	1.117.000 €	- 392.000 €	- €	725.000 €	- €	725.000 €	571.075 €	153.925 €	- €	- 392.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Barrô	Ficha nº 45	1.082.500 €	1.127.500 €	- 45.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	364.000 €	761.062 €	- 397.062 €	- €	- 45.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	1.145.000 €	- €	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	15.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Ficha nº 50	1.270.000 €	1.475.000 €	- 205.000 €	- €	1.270.000 €	- €	317.500 €	368.750 €	- 51.250 €	952.500 €	- 205.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	1.400.000 €	1.000.000 €	400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	- €	1.000.000 €	- 1.000.000 €	1.400.000 €	400.000 €	
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	880.000 €	880.000 €	- €	- €	880.000 €	- €	880.000 €	880.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	695.000 €	760.000 €	- 65.000 €	- €	695.000 €	- €	695.000 €	760.000 €	- 65.000 €	- €	- 65.000 €	
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Ficha nº 88	540.000 €	545.000 €	- 5.000 €	- €	540.000 €	- €	540.000 €	177.125 €	362.875 €	- €	- 5.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	560.000 €	560.000 €	- €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	830.000 €	600.000 €	230.000 €	- €	249.000 €	581.000 €	- €	600.000 €	- 600.000 €	249.000 €	230.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	537.600 €	537.600 €	- €	- €	537.600 €	- €	537.600 €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	765.000 €	765.000 €	- €	- €	765.000 €	- €	765.000 €	765.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	675.000 €	675.000 €	- €	- €	675.000 €	- €	675.000 €	675.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalho	Ficha nº 96	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	875.000 €	- €	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	35.000 €	
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	940.000 €	940.000 €	- €	564.000 €	376.000 €	- €	376.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	

Página em branco

ANEXO 12.B.3 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 – CENÁRIO 3

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Varição de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Varição de Inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)		17.500.000 €	13.500.000 €	4.000.000 €	- €	17.500.000 €	- €	10.500.000 €	8.100.000 €	2.400.000 €	7.000.000 €	9.400.000 €	
Aquisição de Terrenos para Subestações (Projetos não descritos individualmente)		3.000.000 €	3.000.000 €	- €	- €	3.000.000 €	- €	1.800.000 €	1.800.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)		13.743.136 €	11.960.000 €	1.783.136 €	- €	13.743.136 €	- €	7.542.136 €	8.100.000 €	- 557.864 €	6.201.000 €	5.643.136 €	
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	34.379.860 €	34.079.315 €	300.545 €	- €	34.379.860 €	- €	20.501.860 €	20.370.564 €	131.296 €	13.878.000 €	14.009.296 €	
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)		7.800.000 €	5.400.000 €	2.400.000 €	- €	7.800.000 €	- €	4.400.000 €	3.000.000 €	1.400.000 €	3.400.000 €	4.800.000 €	
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha nº 82	1.950.300 €	1.870.600 €	79.700 €	- €	1.950.300 €	- €	390.060 €	1.402.950 €	- 1.012.890 €	1.560.240 €	79.700 €	
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha nº 80	2.639.400 €	2.639.400 €	- €	1.000.000 €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	1.639.400 €	- €	- €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha nº 81	2.060.000 €	2.060.000 €	- €	- €	2.060.000 €	- €	1.030.000 €	1.545.000 €	- 515.000 €	1.030.000 €	- €	
Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim	Ficha nº 68	858.406 €	858.406 €	- €	- €	858.406 €	- €	858.406 €	858.406 €	- €	- €	- €	
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)		1.395.626 €	2.660.924 €	- 1.265.298 €	- €	1.395.626 €	- €	781.331 €	601.824 €	179.507 €	614.295 €	793.802 €	
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	- €	800.000 €	800.000 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28/12/2017
Garantia N-1 às sedes de concelho (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	380.411 €	2.437.148 €	- 2.056.737 €	- €	380.411 €	- €	380.411 €	320.307 €	60.104 €	- €	60.104 €	
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 24	45.571.288 €	46.510.167 €	- 938.880 €	- €	45.571.288 €	- €	26.208.060 €	20.515.346 €	6.672.715 €	19.363.227 €	25.055.942 €	
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	- €	10.000.000 €	- €	6.000.000 €	6.000.000 €	- €	4.000.000 €	4.000.000 €	
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)		7.750.000 €	5.000.000 €	2.750.000 €	- €	7.750.000 €	- €	4.250.000 €	3.000.000 €	1.250.000 €	3.500.000 €	4.750.000 €	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		83.382.058 €	85.727.871 €	- 2.345.813 €	- €	83.382.058 €	- €	49.342.820 €	55.137.040 €	- 5.794.220 €	34.039.239 €	28.245.018 €	
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)		6.709.680 €	18.000.000 €	- 11.290.320 €	- €	6.709.680 €	- €	4.025.808 €	10.800.000 €	- 6.774.192 €	2.683.872 €	- 4.090.320 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicao (fase 1)	Ficha nº 27	1.744.000 €	1.630.500 €	113.500 €	747.532 €	996.468 €	- €	996.468 €	- €	- €	113.500 €	113.500 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicao (fase 2)	Ficha nº 44	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	2.734.200 €	- €	2.734.200 €	2.219.000 €	515.200 €	- €	515.200 €	
Ligação ao PdE REN - Dvor	Ficha nº 103	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	1.253.000 €	- €	1.253.000 €	- €	- €	- €	- €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)		17.669.629 €	7.500.000 €	10.169.629 €	- €	17.669.629 €	- €	10.601.778 €	4.500.000 €	6.101.778 €	7.067.852 €	13.169.629 €	
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	2.323.533 €	- €	2.323.533 €	749.900 €	1.573.633 €	- €	1.573.633 €	
Linha AT Turiz – Amares	Ficha nº 28	1.963.000 €	1.201.500 €	761.500 €	396.100 €	1.566.900 €	- €	1.566.900 €	1.141.425 €	425.475 €	- €	761.500 €	
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	242.000 €	- €	242.000 €	220.000 €	22.000 €	- €	22.000 €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)		4.288.106 €	13.538.700 €	- 9.250.594 €	- €	4.288.106 €	- €	2.288.106 €	9.000.116 €	- 6.712.010 €	2.000.000 €	- 4.712.010 €	
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	51.409.667 €	32.420.482 €	18.989.185 €	- €	51.409.667 €	- €	29.675.668 €	20.356.953 €	9.318.715 €	21.733.999 €	31.052.714 €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha nº 60	570.730 €	502.500 €	68.230 €	64.379 €	506.351 €	- €	506.351 €	331.627 €	174.724 €	- €	68.230 €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha nº 79	3.617.116 €	3.801.874 €	- 184.758 €	- €	3.617.116 €	- €	- €	3.801.874 €	- 184.758 €	3.617.116 €	- 184.758 €	
Nova subestação AT/MT Conceição	Ficha nº 102	2.189.926 €	2.208.926 €	- 19.000 €	1.353.217 €	836.709 €	- €	836.709 €	1.235.423 €	- 398.714 €	- €	- 19.000 €	
Nova subestação AT/MT em Benavente	Ficha nº 65	2.346.100 €	2.284.640 €	61.460 €	2.011.670 €	334.430 €	- €	334.430 €	685.392 €	- 350.962 €	- €	61.460 €	
Nova Subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira	Ficha nº 30	2.492.720 €	2.899.620 €	- 406.900 €	- €	2.492.720 €	- €	2.492.720 €	2.899.620 €	- 406.900 €	- €	- 406.900 €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha nº 78	4.086.871 €	3.977.483 €	109.388 €	2.983.431 €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	1.103.440 €	- €	109.388 €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)		28.026.762 €	28.685.533 €	- 658.771 €	- €	28.026.762 €	- €	16.816.057 €	17.211.320 €	- 395.263 €	11.210.705 €	10.815.442 €	
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso - Fase I	Ficha n.º 22	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	1.000.000 €	9.000.000 €	- €	9.000.000 €	5.000.000 €	4.000.000 €	- €	- €	
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 20	1.254.000 €	1.440.000 €	- 186.000 €	534.000 €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	720.000 €	- €	- 186.000 €	
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)		6.500.000 €	6.379.806 €	120.194 €	- €	6.500.000 €	- €	3.900.000 €	3.827.884 €	72.116 €	2.600.000 €	2.672.116 €	
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha nº 46	2.621.250 €	2.625.750 €	- 4.500 €	- €	2.621.250 €	- €	2.621.250 €	2.625.750 €	- 4.500 €	- €	- 4.500 €	Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21/01/2018
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)		2.395.267 €	5.651.100 €	- 3.255.833 €	- €	2.395.267 €	- €	1.176.467 €	3.811.000 €	- 2.634.533 €	1.218.800 €	- 1.415.733 €	
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha nº 56	506.850 €	384.300 €	122.550 €	- €	506.850 €	- €	506.850 €	234.300 €	272.550 €	- €	122.550 €	
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha nº 83	647.090 €	647.090 €	- €	194.127 €	452.963 €	- €	452.963 €	- €	452.963 €	- €	- €	
Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova	Ficha nº 67	1.082.057 €	965.780 €	116.277 €	809.357 €	272.700 €	- €	272.700 €	289.734 €	- 17.034 €	- €	116.277 €	
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha nº 59	615.300 €	615.300 €	- €	61.530 €	553.770 €	- €	553.770 €	430.710 €	123.060 €	- €	- €	
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha nº 112	660.000 €	660.000 €	- €	- €	264.000 €	396.000 €	- €	264.000 €	- 264.000 €	264.000 €	- €	
Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar)	Ficha nº 69	1.018.001 €	1.000.000 €	18.001 €	459.107 €	558.894 €	- €	558.894 €	600.000 €	- 41.106 €	- €	18.001 €	
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha nº 49	550.000 €	550.000 €	- €	- €	550.000 €	- €	137.500 €	137.500 €	- €	412.500 €	- €	
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha nº 70	590.000 €	550.000 €	40.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	302.500 €	- 7.500 €	295.000 €	40.000 €	
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha nº 34	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	2.445.000 €	- €	2.445.000 €	2.040.000 €	405.000 €	- €	405.000 €	
Renovação do andar AT da SE Loulé	Ficha nº 107	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	801.000 €	599.000 €	- €	599.000 €	525.000 €	74.000 €	- €	- €	
Renovação do andar AT do PS Sobralinho	Ficha nº 84	772.000 €	772.000 €	- €	386.000 €	386.000 €	- €	386.000 €	463.200 €	- 77.200 €	- €	- €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha nº 35	1.974.000 €	1.740.000 €	234.000 €	- €	1.974.000 €	- €	1.116.500 €	435.000 €	681.500 €	857.500 €	234.000 €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 1	Ficha nº 86	725.000 €	1.117.000 €	- 392.000 €	- €	725.000 €	- €	725.000 €	571.075 €	153.925 €	- €	- 392.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Barró	Ficha nº 45	1.082.500 €	1.127.500 €	- 45.000 €	718.500 €	364.000 €	- €	364.000 €	761.062 €	- 397.062 €	- €	- 45.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha nº 48	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	1.145.000 €	- €	1.145.000 €	1.130.000 €	15.000 €	- €	15.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Ficha nº 50	1.270.000 €	1.475.000 €	- 205.000 €	- €	1.270.000 €	- €	317.500 €	368.750 €	- 51.250 €	952.500 €	- 205.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha nº 38	1.400.000 €	1.000.000 €	400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	- €	1.000.000 €	- 1.000.000 €	1.400.000 €	400.000 €	
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha nº 89	880.000 €	880.000 €	- €	- €	880.000 €	- €	880.000 €	880.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do andar MT da SE Moita	Ficha nº 90	695.000 €	760.000 €	- 65.000 €	- €	695.000 €	- €	695.000 €	760.000 €	- 65.000 €	- €	- 65.000 €	
Renovação do andar MT da SE Terrôa	Ficha nº 88	540.000 €	545.000 €	- 5.000 €	- €	540.000 €	- €	540.000 €	177.125 €	362.875 €	- €	- 5.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha nº 53	560.000 €	560.000 €	- €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	560.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha nº 101	830.000 €	600.000 €	230.000 €	- €	249.000 €	581.000 €	- €	600.000 €	- 600.000 €	249.000 €	230.000 €	
Renovação do SPCC da subestação da Vitória	Ficha nº 55	537.600 €	537.600 €	- €	- €	537.600 €	- €	537.600 €	161.280 €	376.320 €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha nº 54	765.000 €	765.000 €	- €	- €	765.000 €	- €	765.000 €	765.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação de Paranhos	Ficha nº 52	675.000 €	675.000 €	- €	- €	675.000 €	- €	675.000 €	675.000 €	- €	- €	- €	
Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão	Ficha nº 96	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	875.000 €	- €	875.000 €	840.000 €	35.000 €	- €	35.000 €	
Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal	Ficha nº 95	940.000 €	940.000 €	- €	564.000 €	376.000 €	- €	376.000 €	376.000 €	- €	- €	- €	

Página em branco

ANEXO 12.C – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD- E 2016

Anexo 12.C.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1

Anexo 12.C.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2

Anexo 12.C.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

ANEXO 12.C.1 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD- E 2016 – CENÁRIO 1

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Variação de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Variação de Inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar
Alimentação AT da SE Amarante	Ficha nº 43	781.200 €	- €	781.200 €	- €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	781.200 €	781.200 €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 5	7.480.177 €	- €	7.480.177 €	- €	5.886.569 €	1.593.608 €	2.830.808 €	- €	2.830.808 €	3.055.761 €	7.480.177 €
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 1	841.800 €	- €	841.800 €	- €	841.800 €	- €	420.900 €	- €	420.900 €	420.900 €	841.800 €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 15	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	- €	1.200.000 €	800.000 €	2.000.000 €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 10	21.090.000 €	- €	21.090.000 €	- €	3.200.000 €	17.890.000 €	1.600.000 €	- €	1.600.000 €	1.600.000 €	21.090.000 €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 17	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 2	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.079.100 €	- €	1.079.100 €	579.100 €	1.658.200 €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 3	780.000 €	- €	780.000 €	- €	780.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	430.000 €	780.000 €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha nº 26	1.139.612 €	- €	1.139.612 €	- €	1.139.612 €	- €	683.767 €	- €	683.767 €	455.845 €	1.139.612 €
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha nº 21	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha nº 32	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha nº 104	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	1.442.650 €	1.442.650 €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha nº 57	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha nº 31	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	917.908 €	- €	917.908 €	1.578.967 €	2.496.875 €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha nº 105	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	1.154.885 €	- €	1.154.885 €	1.732.328 €	2.887.213 €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha nº 66	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	590.988 €	- €	590.988 €	1.378.972 €	1.969.960 €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais BCD	Ficha nº 58	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	1.060.000 €	1.060.000 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha nº 100	950.000 €	- €	950.000 €	- €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	950.000 €
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha nº 97	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha nº 42	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha nº 99	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha nº 98	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Ficha nº 93	950.000 €	- €	950.000 €	- €	250.000 €	700.000 €	- €	- €	- €	250.000 €	950.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Ficha nº 36	1.500.000 €	- €	1.500.000 €	- €	600.000 €	900.000 €	- €	- €	- €	600.000 €	1.500.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Ficha nº 61	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Ficha nº 73	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	510.000 €	1.190.000 €	- €	- €	- €	510.000 €	1.700.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Ficha nº 72	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	- €	- €	- €	600.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Ficha nº 37	900.000 €	- €	900.000 €	- €	427.500 €	472.500 €	- €	- €	- €	427.500 €	900.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha nº 92	700.000 €	- €	700.000 €	- €	420.000 €	280.000 €	- €	- €	- €	420.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Ficha nº 91	700.000 €	- €	700.000 €	- €	700.000 €	- €	- €	- €	- €	700.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Ficha nº 110	500.000 €	- €	500.000 €	- €	300.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Ficha nº 40	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	550.000 €	450.000 €	- €	- €	- €	550.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Ficha nº 108	815.000 €	- €	815.000 €	- €	815.000 €	- €	- €	- €	- €	815.000 €	815.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha nº 85	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha nº 71	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	140.000 €	- €	140.000 €	420.000 €	560.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha nº 62	590.000 €	- €	590.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	- €	295.000 €	295.000 €	590.000 €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha nº 87	497.605 €	- €	497.605 €	- €	497.605 €	- €	199.042 €	- €	199.042 €	298.563 €	497.605 €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha nº 33	561.025 €	- €	561.025 €	537.033 €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	561.025 €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha nº 64	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	150.000 €	500.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AOLSB e AOLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 11	13.500.000 €	- €	13.500.000 €	- €	3.200.000 €	10.300.000 €	1.600.000 €	- €	1.600.000 €	1.600.000 €	13.500.000 €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha nº 13	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	850.000 €	- €	850.000 €	850.000 €	1.700.000 €
Total		83.669.313 €	- €	83.669.313 €	537.033 €	48.756.172 €	34.376.108 €	22.904.386 €	- €	22.904.386 €	25.851.785 €	83.669.313 €

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 12.C.2 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD- E 2016 – CENÁRIO 2

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Varição de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Varição de Inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Ficha n.º 25	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €
Alimentação AT da SE Amarante	Ficha n.º 43	781.200 €	- €	781.200 €	- €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	781.200 €	781.200 €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	7.480.177 €	- €	7.480.177 €	- €	5.886.569 €	1.593.608 €	2.830.808 €	- €	2.830.808 €	3.055.761 €	7.480.177 €
Balização Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	841.800 €	- €	841.800 €	- €	841.800 €	- €	420.900 €	- €	420.900 €	420.900 €	841.800 €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	- €	1.200.000 €	800.000 €	2.000.000 €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	21.090.000 €	- €	21.090.000 €	- €	10.000.000 €	11.090.000 €	5.000.000 €	- €	5.000.000 €	5.000.000 €	21.090.000 €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.079.100 €	- €	1.079.100 €	579.100 €	1.658.200 €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	780.000 €	- €	780.000 €	- €	780.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	430.000 €	780.000 €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha n.º 26	1.139.612 €	- €	1.139.612 €	- €	1.139.612 €	- €	683.767 €	- €	683.767 €	455.845 €	1.139.612 €
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha n.º 21	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha n.º 32	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha n.º 104	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	1.442.650 €	1.442.650 €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha n.º 57	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha n.º 31	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	917.908 €	- €	917.908 €	1.578.967 €	2.496.875 €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha n.º 105	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	1.154.885 €	- €	1.154.885 €	1.732.328 €	2.887.213 €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha n.º 66	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	590.988 €	- €	590.988 €	1.378.972 €	1.969.960 €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais BCD	Ficha n.º 58	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	1.060.000 €	1.060.000 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha n.º 100	950.000 €	- €	950.000 €	- €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	950.000 €
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha n.º 97	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha n.º 42	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha n.º 99	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha n.º 98	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Ficha n.º 93	950.000 €	- €	950.000 €	- €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	950.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Ficha n.º 74	500.000 €	- €	500.000 €	- €	200.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	200.000 €	500.000 €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Ficha n.º 51	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Ficha n.º 36	1.500.000 €	- €	1.500.000 €	- €	1.500.000 €	- €	- €	- €	- €	1.500.000 €	1.500.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Ficha n.º 61	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Ficha n.º 73	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	510.000 €	1.190.000 €	- €	- €	- €	510.000 €	1.700.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Ficha n.º 109	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Ficha n.º 72	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Ficha n.º 111	500.000 €	- €	500.000 €	- €	300.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Ficha n.º 76	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Ficha n.º 37	900.000 €	- €	900.000 €	- €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	900.000 €	900.000 €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Ficha n.º 41	700.000 €	- €	700.000 €	- €	210.000 €	490.000 €	- €	- €	- €	210.000 €	700.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Ficha n.º 94	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €	- €	325.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Ficha n.º 63	1.300.000 €	- €	1.300.000 €	- €	1.300.000 €	- €	- €	- €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha n.º 92	700.000 €	- €	700.000 €	- €	700.000 €	- €	420.000 €	- €	420.000 €	280.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Ficha n.º 91	700.000 €	- €	700.000 €	- €	700.000 €	- €	420.000 €	- €	420.000 €	280.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Ficha n.º 110	500.000 €	- €	500.000 €	- €	300.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Ficha n.º 40	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Ficha n.º 108	815.000 €	- €	815.000 €	- €	815.000 €	- €	244.500 €	- €	244.500 €	570.500 €	815.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha n.º 85	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Ficha n.º 39	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha n.º 75	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha n.º 71	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	140.000 €	- €	140.000 €	420.000 €	560.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha n.º 62	590.000 €	- €	590.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	- €	295.000 €	295.000 €	590.000 €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha n.º 87	497.605 €	- €	497.605 €	- €	497.605 €	- €	199.042 €	- €	199.042 €	298.563 €	497.605 €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha n.º 33	561.025 €	- €	561.025 €	537.033 €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	561.025 €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha n.º 64	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	150.000 €	500.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AQLSB e AQLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	13.500.000 €	- €	13.500.000 €	- €	8.800.000 €	4.700.000 €	4.400.000 €	- €	4.400.000 €	4.400.000 €	13.500.000 €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 13	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	850.000 €	- €	850.000 €	850.000 €	1.700.000 €
Total		92.269.313 €	- €	92.269.313 €	537.033 €	69.718.672 €	22.013.608 €	31.688.886 €	- €	31.688.886 €	38.029.785 €	92.269.313 €

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 12.C.3 – TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD- E 2016 – CENÁRIO 3

Nome	Ficha	Total Projeto PDIRD-E 2018	Total Projeto PDIRD-E 2016	Variação de Inv. Total do projeto	Inv. < 2019 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2023 PDIRD-E 2018	Inv. > 2023 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2018	Inv. em 2019-2021 PDIRD-E 2016 (já aprovado)	Variação de inv. em 2019-2021	Inv. em 2022-2023 PDIRD-E 2018	Diferença de Inv. a aprovar
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Ficha n.º 25	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €
Alimentação AT da SE Amarante	Ficha n.º 43	781.200 €	- €	781.200 €	- €	781.200 €	- €	- €	- €	- €	781.200 €	781.200 €
Aumento da Resiliência das linhas aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	7.480.177 €	- €	7.480.177 €	- €	5.886.569 €	1.593.608 €	2.830.808 €	- €	2.830.808 €	3.055.761 €	7.480.177 €
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	841.800 €	- €	841.800 €	- €	841.800 €	- €	420.900 €	- €	420.900 €	420.900 €	841.800 €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	1.200.000 €	- €	1.200.000 €	800.000 €	2.000.000 €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	21.090.000 €	- €	21.090.000 €	- €	10.000.000 €	11.090.000 €	5.000.000 €	- €	5.000.000 €	5.000.000 €	21.090.000 €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.658.200 €	- €	1.079.100 €	- €	1.079.100 €	579.100 €	1.658.200 €
Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	780.000 €	- €	780.000 €	- €	780.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	430.000 €	780.000 €
Instalação de Routers em Postos de transformação	Ficha n.º 26	2.279.223 €	- €	2.279.223 €	- €	2.279.223 €	- €	1.367.534 €	- €	1.367.534 €	911.689 €	2.279.223 €
Modernização e Relocalização do Data Center	Ficha n.º 21	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €	- €	1.400.000 €
Nova linha 15kV Ilhas Armonia Culatra	Ficha n.º 106	2.220.000 €	- €	2.220.000 €	- €	2.220.000 €	- €	- €	- €	- €	2.220.000 €	2.220.000 €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha n.º 32	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €	- €	423.500 €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha n.º 104	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	1.442.650 €	- €	- €	- €	- €	1.442.650 €	1.442.650 €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Ficha n.º 57	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €	- €	2.390.496 €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha n.º 31	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	2.496.875 €	- €	917.908 €	- €	917.908 €	1.578.967 €	2.496.875 €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha n.º 105	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €	- €	2.887.213 €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha n.º 66	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	1.969.960 €	- €	590.988 €	- €	590.988 €	1.378.972 €	1.969.960 €
Projeto de Telecomunicações - Rede Acesso- Fase II	Ficha n.º 23	46.000.000 €	- €	46.000.000 €	- €	12.000.000 €	34.000.000 €	- €	- €	- €	12.000.000 €	46.000.000 €
Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais_BCD	Ficha n.º 58	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	1.060.000 €	- €	- €	- €	- €	1.060.000 €	1.060.000 €
Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões	Ficha n.º 100	950.000 €	- €	950.000 €	- €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	950.000 €
Renov SPCC SE Central Tejo	Ficha n.º 97	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €	- €	840.000 €
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha n.º 42	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €	- €	504.000 €
Renov SPCC SE Moscavide	Ficha n.º 99	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha n.º 98	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Ficha n.º 93	950.000 €	- €	950.000 €	- €	950.000 €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	950.000 €
Renovação andar 10kV da SE Torres Vedras	Ficha n.º 74	500.000 €	- €	500.000 €	- €	200.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	200.000 €	500.000 €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Ficha n.º 51	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Ficha n.º 36	1.500.000 €	- €	1.500.000 €	- €	1.500.000 €	- €	- €	- €	- €	1.500.000 €	1.500.000 €
Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião	Ficha n.º 61	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Ficha n.º 73	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	510.000 €	1.190.000 €	- €	- €	- €	510.000 €	1.700.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Ficha n.º 109	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Ficha n.º 72	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	600.000 €	- €	600.000 €	400.000 €	1.000.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Ficha n.º 111	500.000 €	- €	500.000 €	- €	300.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Ficha n.º 76	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Ficha n.º 37	900.000 €	- €	900.000 €	- €	900.000 €	- €	- €	- €	- €	900.000 €	900.000 €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Ficha n.º 41	700.000 €	- €	700.000 €	- €	210.000 €	490.000 €	- €	- €	- €	210.000 €	700.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Ficha n.º 94	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	325.000 €	675.000 €	- €	- €	- €	325.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Ficha n.º 63	1.300.000 €	- €	1.300.000 €	- €	1.300.000 €	- €	- €	- €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha n.º 92	700.000 €	- €	700.000 €	- €	700.000 €	- €	420.000 €	- €	420.000 €	280.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Ficha n.º 91	700.000 €	- €	700.000 €	- €	700.000 €	- €	420.000 €	- €	420.000 €	280.000 €	700.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Ficha n.º 110	500.000 €	- €	500.000 €	- €	300.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Ficha n.º 40	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Ficha n.º 108	815.000 €	- €	815.000 €	- €	815.000 €	- €	244.500 €	- €	244.500 €	570.500 €	815.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha n.º 85	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €	- €	800.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Ficha n.º 39	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha n.º 75	700.000 €	- €	700.000 €	- €	175.000 €	525.000 €	- €	- €	- €	175.000 €	700.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha n.º 71	560.000 €	- €	560.000 €	- €	560.000 €	- €	140.000 €	- €	140.000 €	420.000 €	560.000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha n.º 62	590.000 €	- €	590.000 €	- €	590.000 €	- €	295.000 €	- €	295.000 €	295.000 €	590.000 €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha n.º 87	497.605 €	- €	497.605 €	- €	497.605 €	- €	199.042 €	- €	199.042 €	298.563 €	497.605 €
Renovação do andar MAT da subestação do Lindoso	Ficha n.º 33	561.025 €	- €	561.025 €	537.033 €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	23.992 €	- €	561.025 €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha n.º 64	500.000 €	- €	500.000 €	- €	500.000 €	- €	350.000 €	- €	350.000 €	150.000 €	500.000 €
Substituição de Rede Subterrânea da AQLSB e AQLRS (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 11	13.500.000 €	- €	13.500.000 €	- €	8.800.000 €	4.700.000 €	4.400.000 €	- €	4.400.000 €	4.400.000 €	13.500.000 €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 13	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	1.700.000 €	- €	850.000 €	- €	850.000 €	850.000 €	1.700.000 €
Total		141.628.924 €	- €	141.628.924 €	537.033 €	85.078.283 €	56.013.608 €	34.104.981 €	- €	34.104.981 €	50.973.302 €	141.628.924 €

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 13 – TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018

Anexo 13.A – Tabela Resumo dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

Anexo 13.B – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

ANEXO 13.A – TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD- E 2018

Projeto	Programa Investimento	Subprograma	Total	PDIRD-E 2014	PDIRD-E 2016	PDIRD-E 2018	Justificação para não inclusão no PDIRD-E 2018
Ligação ao PdE REN- Pegões	Desenvolvimento de Rede		577.000 €	Sim	Ficha nº 57	Retirado	Projecto retirado do PDIRT 2018-2027 (REN).
Nova Subestação AT/MT em Gondifelos	Desenvolvimento de Rede		2.817.240 €	Não	Ficha nº 19	Retirado	Novos indicadores económicos, resultantes de redução de cargas e reforços de potência devido ao aparecimento de uma nova Central de Biomassa na zona, não justificam o investimento previsto.
Reforço da linha AT Rio Maior (REN)-Turquel	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		1.599.000 €	Não	Ficha nº 49	Retirado	Diminuição das pontas e das taxas de evolução de consumos, em conjunto com o aumento dos Custos Totais, resultam num pior resultado económico do que para o PDIRD-E 2016.
Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	534.100 €	Sim	Ficha nº 24	Retirado	Perdeu racionalidade atendendo à execução prevista do projeto "Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras" (Ficha nº 32).
Reforço de potência na SE 60/15kV Sousa	Desenvolvimento de Rede		1.110.000 €	Não	Ficha nº 21	Retirado	A previsão dos consumos para os concelhos de Vizela e Felgueiras aponta para uma evolução negativa nos três cenários de consumo, pelo que se estima que a utilização da ponta na SE Sousa não ultrapasse os 78% em 2026.
Renovação do SPCC da subestação do Telheiro	Automação de SE e Modernização de SPCC	Substituição de SPCC	550.000 €	Não	Ficha nº 72	Retirado	Projeto retirado devido a existência de novo projeto do investimento inovador selecionado para esta instalação (SPCC de nova geração).

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO 13.B – FICHAS DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD- E 2018

Ficha R1 - Nova Subestação AT/MT em Gondifelos

Tipo de Investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 19	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 2.817

Justificação:

Com a instalação da Central de Biomassa de Corga de Fradelos, com 11MVA de potência de ligação na SE Lousado, houve um reforço de potência na zona resolvendo alguns constrangimentos que justificavam a construção da SE Gondifelos (quedas de tensão na zona de Fradelos e falta de reserva N-1 às saídas LN LDO–Famalicão, LN LDO–Transfradelos, LN BRZ-Rio Mau, LN RQU–Famalicão II). Aliado a isto verifica-se uma redução do nível de cargas e do crescimento previsto dos consumos, resultando em indicadores económicos que não justificam o investimento previsto.

Ficha R2 - Reforço de potência na SE 60/15kV Sousa

Tipo de Investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 21	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 1.110

Justificação:

Dada a sensibilidade da valia do projecto à evolução das cargas nos concelhos de Vizela e Felgueiras (que se prevê negativa para os três cenários de crescimento das cargas) a evolução da carga na SE Sousa não ultrapassa os 78% em 2026. Assim, verifica-se que não se justifica que o reforço de potência na SE Sousa seja já realizado, propondo-se assim o adiamento do projeto.

Ficha R3 - Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras

Tipo de Investimento: Específico

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 24	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 534

Justificação:

Este projeto foi reavaliado para o PDIRD-E 2018, perdendo racionalidade (medida pelo custo redução min de SAIDI MT) atendendo à execução prevista do projeto "Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras" (Ficha nº 32), Assim, prevê-se o seu adiamento para além do período deste Plano, uma vez que já está previsto naquele outro projeto uma nova saída da SE Felgueiras, que irá dividir a carga da LN Felgueiras - Zona Industrial. Além disso, os indicadores de qualidade de serviço da saída Felgueiras-Bugio melhoraram nos últimos três anos, não se justificando para já a execução deste projeto.

Ficha R4 - Reforço da linha AT Rio Maior (REN)-Turquel

Tipo de Investimento: Específico
Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT
Subprograma:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 49	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 1.599

Justificação:

A diminuição das pontas e das taxas de evolução de consumos, em conjunto com o aumento dos Custos Totais, resulta num pior resultado económico do que o do PDIRD-E 2016, propondo-se assim o seu adiamento.

Ficha R5 - Ligação ao PdE REN- Pegões

Tipo de Investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Sim	Ficha nº 57	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 577

Justificação:

Projecto retirado do PDIRT 2018-2027 (REN).

Ficha R6 - Renovação do SPCC da subestação do Telheiro

Tipo de Investimento: Específico

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma: Substituição de SPCC

PDIRD	E-2014	E-2016	E-2018
Incluído	Não	Ficha nº 72	Retirado

Investimento total a custos primários (k€): 550

Justificação:

Projeto retirado devido a existência de novo projeto do investimento inovador selecionado para esta instalação (SPCC de nova geração).

ANEXO 14 – TABELA RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 (ORDEM ALFABÉTICA)

Projetos	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Programa Investimento	Subprograma de Investimento
AMI - Advanced Metering Infrastructure	1.163.032 €	203.172 €	959.860 €	203.172 €	-	-	-	-	-	Sistemas Informáticos	Gestão de Energia
Aquisições Diretas (Projetos não descritos individualmente)	1.393.693 €	1.393.693 €	-	338.151 €	327.978 €	305.614 €	245.113 €	176.837 €	-	Sistemas Informáticos	
Big Data & Analytics (Projetos não descritos individualmente)	4.175.219 €	4.175.219 €	-	380.950 €	863.490 €	926.980 €	1.053.962 €	949.836 €	-	Sistemas Informáticos	Big Data & Analytics
ClearSky - Big Data & Analytics	609.516 €	609.516 €	-	-	406.344 €	203.172 €	-	-	-	Sistemas Informáticos	Big Data & Analytics
ClearSky - Gestão da Rede	2.488.857 €	2.488.857 €	-	-	761.895 €	761.895 €	507.930 €	457.137 €	-	Sistemas Informáticos	Gestão da Rede
ClearSky - Gestão de Energia	482.534 €	482.534 €	-	-	-	-	253.965 €	228.569 €	-	Sistemas Informáticos	Gestão de Energia
Corporativos & Transversais (Projetos não descritos individualmente)	379.152 €	379.152 €	-	-	152.380 €	113.696 €	59.513 €	53.562 €	-	Sistemas Informáticos	
Edifícios e Outras Construções (Projetos não descritos individualmente)	3.057.142 €	3.057.142 €	-	2.177.607 €	352.776 €	197.597 €	177.279 €	151.883 €	-	Edifícios e Outras Construções	
EDM - Energy Data Management	3.984.477 €	1.710.708 €	2.273.769 €	1.710.708 €	-	-	-	-	-	Sistemas Informáticos	Gestão de Energia
Equipamentos de Transporte (Projetos não descritos individualmente)	11.258.933 €	11.258.933 €	-	2.220.914 €	2.287.479 €	2.357.625 €	2.331.339 €	2.061.576 €	-	Equipamentos de Transporte	
Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes	1.523.790 €	1.523.790 €	-	-	761.895 €	761.895 €	-	-	-	Sistemas Informáticos	Gestão de Energia/Gestão da Rede
Gestão Comercial (Projetos não descritos individualmente)	1.837.663 €	1.837.663 €	-	50.793 €	457.140 €	379.773 €	499.977 €	449.979 €	-	Sistemas Informáticos	
Gestão da Mobilidade (Projetos não descritos individualmente)	2.397.447 €	2.397.447 €	-	83.809 €	571.425 €	584.124 €	609.520 €	548.568 €	-	Sistemas Informáticos	
Gestão da Rede (Projetos não descritos individualmente)	4.036.297 €	4.036.297 €	-	535.870 €	660.322 €	748.622 €	1.100.781 €	990.703 €	-	Sistemas Informáticos	Gestão da Rede
Gestão de Ativos (Projetos não descritos individualmente)	1.712.478 €	1.712.478 €	-	152.380 €	355.554 €	367.663 €	440.464 €	396.417 €	-	Sistemas Informáticos	
Gestão de Energia (Projetos não descritos individualmente)	3.347.422 €	3.347.422 €	-	1.024.516 €	393.651 €	717.165 €	639.279 €	572.811 €	-	Sistemas Informáticos	Gestão de Energia
Iniciativas Digitais (Projetos não descritos individualmente)	3.519.980 €	3.519.980 €	-	350.474 €	685.710 €	723.805 €	926.979 €	833.011 €	-	Sistemas Informáticos	
JUMP - Modernização de Processos e Sistemas do ORD	27.153.866 €	4.675.700 €	22.478.166 €	4.675.700 €	-	-	-	-	-	Sistemas Informáticos	
Outros (Projetos não descritos individualmente)	3.505.608 €	3.505.608 €	-	681.763 €	691.308 €	700.986 €	710.800 €	720.751 €	-	Outros	
Regulatórios (Projetos não descritos individualmente)	2.946.015 €	2.946.015 €	-	279.363 €	609.520 €	609.520 €	761.900 €	685.710 €	-	Sistemas Informáticos	
Segurança e Risco (Projetos não descritos individualmente)	360.554 €	360.554 €	-	126.983 €	101.587 €	47.177 €	44.635 €	40.172 €	-	Sistemas Informáticos	
Sistemas Informáticos (Projetos não descritos individualmente)	- €	- €	-	- €	- €	- €	- €	- €	-	Sistemas Informáticos	
Total	81.333.674 €	55.621.879 €	25.711.795 €	14.993.155 €	10.440.455 €	10.507.310 €	10.363.437 €	9.317.522 €	- €		

NOTA: Valores de investimento não específico a custos primários (AT/MT)

Página em branco

**ANEXO 15 – MELHORIAS E
ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS
NA PRESENTE PROPOSTA DE
PDIRD-E 2018, FACE AO
PDIRD-E 2016 E ÀS
RECOMENDAÇÕES E
COMENTÁRIOS EMITIDOS
PELA ERSE EM SEDE DE
CONSULTA PÚBLICA AO
PDIRD-E 2016**

Na elaboração do PDIRD-E 2018 (2019-2023), a EDP Distribuição introduziu um conjunto de melhorias e alterações que, por um lado dão maior clareza e sustentação das opções tomadas e por outro pretendem dar resposta às recomendações e comentários que constam do Parecer da ERSE emitido após a consulta pública ao PDIRD-E 2016 (2017-2021).

As alterações mais significativas consideradas neste PDIRD-E, comparativamente com o anterior, são:

- Melhoria do modelo que, com base em Cenários de Investimento, avalia o seu impacto na Qualidade de Serviço, nas Perdas (Eficiência da Rede), na Eficiência Operacional e no acesso a novos serviços;
- Realização de balanço intercalar com a comparação dos valores de investimento previstos para cada um dos vetores com os valores efetivamente realizados;
- Estimativa das perdas técnicas globais na RND, considerando as redes AT e MT;
- Melhorias nas Fichas de caracterização de projetos/programas;
- Melhoria na caracterização da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local;
- Informação relativa à capacidade das subestações AT/MT, identificando as principais limitações da rede AT que derivem de eventuais limitações da RNT.

Existem, ainda, algumas limitações que não permitem dar resposta positiva na presente proposta de PDIRD-E 2018 a algumas sugestões da ERSE, como sejam:

- Monetização dos benefícios relativos a eficiência operacional e acesso a novos serviços, associados aos projetos de investimento;
- Análise benefício-custo mais detalhada do investimento inovador na RND, pelo risco acrescido que lhe está associado;
- Informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objeto de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento (permitindo no futuro efetuar um balanço sobre o resultado destes investimentos);
- Informação relativa à capacidade de receção das linhas MT e identificação de limitações nas respetivas subestações AT/MT a montante;
- Potenciais impactos na concretização dos investimentos em AT e MT que possam decorrer da renegociação das concessões em BT.

Seguindo a orientação constante do Parecer da ERSE, foi realizada no dia 31 de janeiro de 2018 uma reunião para análise conjunta da melhor forma de concretizar as recomendações da ERSE na elaboração de futuras propostas de PDIRD-E, designadamente na elaboração do PDIRD-E 2018.

Apresentam-se de seguida e de forma sintética as Recomendações que constam do Parecer da ERSE e as medidas consideradas na elaboração da Proposta de PDIRD-E 2018 para lhes dar resposta.

Recomendação da ERSE # 1

“A ERSE reafirma ainda a importância de continuar a procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios (em valores associados às grandezas físicas e em euros) para todos os programas de investimento e respetivos projetos, para que seja possível não apenas avaliar a decisão de investimento, mas também acompanhar a implementação do plano e a evolução dos benefícios que dele advêm, nomeadamente os decorrentes da melhoria nos indicadores da qualidade de serviço, redução de perdas nas redes, redução dos custos operacionais do Operador da RND e outros indicadores a considerar.”

Análise da EDP Distribuição

Estão a ser desenvolvidos estudos com o INESC TEC com o objetivo de melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento. Relativamente aos vetores segurança de abastecimento, qualidade de serviço e eficiência já temos resultados, enquanto que no que concerne a eficiência operacional e o acesso a novos serviços o INESC TEC prosseguem os trabalhos.

Recomendação da ERSE # 2

“...recomendação apresentada por diversos comentários recebidos durante a Consulta Pública de que o operador da RND, em cada Proposta de PDIRD-E futura, efetue um balanço intercalar dos projetos aprovados em prévias edições de PDIRD-E, que se encontrem já implementados e, sempre que possível, efetue uma avaliação intercalar dos benefícios já alcançados desde a sua entrada em exploração.”

Análise EDP Distribuição

Ao longo do período de execução de cada projeto é efetuado o acompanhamento, projeto a projeto, da sua execução através de reuniões regulares.

Os benefícios dos projetos prolongam-se por período muito superior à duração do PDIRD-E, com justificações que podem atingir períodos de 30 anos. Assim, não é possível avaliar no PDIRD-E seguinte os resultados dos projetos do PDIRD-E anterior.

Tendo em consideração que o plano assenta numa estrutura constituída por Vetores Estratégicos de Investimento, nomeadamente para o Investimento Específico, a análise incidiu sobre estes Vetores, os quais agregam os contributos de programas ou conjuntos de projetos de investimento que suportam a concretização dos objetivos definidos para o horizonte do Plano.

Recomendação da ERSE # 3

“No sentido de permitir a separação entre os projetos de investimento que surgem pela primeira vez nas propostas futuras de PDIRD-E e aqueles que já constavam dos PDIRD-E anteriores que entretanto foram já aprovados, a ERSE recomenda que, em cada nova Proposta de PDIRD-E, o operador da RND:

- *Identifique quais os novos projetos de investimento que constam da proposta.*
- *Identifique quais os projetos, que constam da proposta, que já foram aprovados em PDIRD-E anteriores.*
- *Identifique e fundamente eventuais alterações de calendarização ou de montante de investimento de projetos que constem de PDIRD-E já aprovados.*
- *Efetue um balanço intercalar sobre quais os projetos já implementados e, sempre que possível, efetue uma avaliação intercalar dos benefícios já alcançados desde a sua entrada em exploração.*
- *Sustente melhor as análises de sensibilidade efetuadas à evolução das variáveis chaves que justificam os investimentos, designadamente no caso da procura de energia elétrica.*
- *Efetua uma correspondência mais efetiva entre os cenários de evolução dos investimentos realizados e os cenários das diferentes análises de sensibilidade.”*

Análise EDP Distribuição

Nesta edição do PDIRD-E 2018 está incluído, tal como já realizado no PDIRD-E 2016 (proposta final), um anexo próprio com a identificação dos investimentos incluídos no presente PDIRD-E e os incluídos no PDIRD-E anterior.

Recomendação da ERSE # 4

“A ERSE volta a sublinhar ser fundamental monitorizar com mais rigor a evolução das perdas técnicas nas redes, o que só será possível após a conclusão do programa de instalação de telemedida na fronteira MT/BT que se julga ter ocorrido no final de 2016. A informação que daí irá ser obtida permitirá separar o balanço energético das redes em BT do balanço das redes em MT e, conseqüentemente, conhecer o valor real das perdas por nível de tensão. Neste sentido, e em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE espera que até ao próximo exercício de PDIRD-E, esta informação seja já disponibilizada e, conjugada com a informação sobre a localização da produção distribuída, permita uma melhor compreensão da situação.”

Análise EDP Distribuição

Não existem ainda condições técnicas para a obtenção das perdas técnicas por nível de tensão, com na realização de um balanço de energia, nomeadamente na rede BT.

Foi desenvolvido um trabalho entre a EDP e o IST com o objetivo da certificação do modelo de perdas. Com base nesta certificação e outros estudos realizados pelo INESC TEC foram estimadas perdas para a rede AT e MT.

Recomendação da ERSE # 5

“A ERSE faz notar a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local, já que são expectáveis diferentes ritmos de penetração de produção distribuída nas redes de MT e de BT geograficamente. A capacidade de produção renovável e proveniente de recursos endógenos não se distribui de igual forma ao longo do país, o que leva a que a não seja igual a atratividade de cada localização/zona geográfica para as tecnologias de produção distribuída atualmente mais apelativas.

Justificam-se também os comentários recebidos durante a Consulta Pública, que consideram que a Proposta de PDIRD-E 2016 não incorpora devidamente o impacto previsível da disseminação da produção distribuída, especialmente aquela que irá ser instalada junto aos centros de consumo (ligadas às redes de MT e BT.”

Análise EDP Distribuição

Foi criado um grupo de trabalho interno para analisar este tema, sendo dada resposta a esta recomendação da ERSE no presente PDIRD-E.

Para cada Subestação AT/MT e Posto de Corte AT foi avaliada a capacidade de receção de potência no(s) barramento(s) de alta e média tensão considerando a potência dos centros electroprodutores existentes ou com ligação comprometida na RND.

Recomendação da ERSE # 6

“Finalmente, com o objetivo de introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E, a ERSE volta a afirmar a sua disponibilidade para em conjunto com o operador da RND analisar a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análise benefício-custo realizadas para cada um dos projetos

de investimento selecionados, o que permitirá fundamentar melhor o ranking dos projetos por ordem de prioridade, ranking este já disponibilizado mas sem disponibilização de informação sobre a análise Benefício-Custo.”

Análise EDP Distribuição

Foi revista a ficha de projetos / programas, tendo em consideração as recomendações da ERSE. São apresentadas neste PDIRD-E estas novas fichas, permitindo deste modo uma leitura dos projetos/programas mais simples e mais clara.

Recomendação da ERSE # 7

“Em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE recomenda que sejam considerada a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir que no enquadramento económico atual e a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.”

Análise EDP Distribuição

Os contactos desenvolvidos com outros operadores não foram muito conclusivos pois os temas em causa são eminentemente estratégicos e normalmente reservados. Assim o desdobramento do investimento considerado no Plano, em vetores estratégicos de investimento, terá especificidades e características próprias de cada uma das empresas.

Recomendação da ERSE # 8

“A ERSE vê como positivo que a atual proposta de PDIRD-E tenha realizado uma análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar desta melhoria, a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deve ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.

A ERSE considera que, para futuras propostas de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor que face às alternativas estudadas, os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.”

Análise EDP Distribuição

Foram efetuados estudos preliminares para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar as pontas de carga. Embora se considere que este tema deva ser mais desenvolvido, os estudos de avaliação de projetos consideram análises de sensibilidade à variação de consumo e à variação da ponta de carga.

Recomendação da ERSE # 9

“A ERSE sublinha a importância da informação sobre indicadores objetivos e quantificáveis que permitam identificar as necessidades de investimento, tal como o indicador relativo ao número de capitais de distrito em que não esteja garantida a reserva N-1, bem como uma maior fundamentação sobre as decisões de investir em novas subestações em zonas A.”

Análise EDP Distribuição

Esta recomendação é incluída neste PDIRD-E, com informação mais detalhada sobre projetos de garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A).

Recomendação da ERSE # 10

“Finalmente, em linha com uma das preocupações expressas durante a Consulta Pública à Proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE recomenda que seja aprofundada a análise das saídas da rede MT no que diz respeito à utilização da capacidade instalada, e que seja disponibilizada informação sobre esta análise em futuros exercícios de PDIRD-E.”

Análise EDP Distribuição

Esta recomendação é considerada em anexo a este PDIRD-E, com informação mais detalhada das saídas da rede MT.

Recomendação da ERSE # 11

“No âmbito do vetor de investimento QST, o aumento de resiliência das redes é relevante tendo em conta que a rede de distribuição em MT em Portugal continental é composta por cerca de 80% de rede aérea e que esse facto tem uma influência determinante na QST que é prestada, face à ocorrência que parece cada vez mais frequente de fenómenos meteorológicos extremos. Deste modo, a ERSE considera essencial o investimento em projetos neste domínio, quando devidamente fundamentado em estudos para análise do risco de não cumprimento dos objetivos da Proposta de PDIRD-E 2016, associado à ocorrência de fenómenos meteorológicos extremos. Considera-se que o programa de investimento “aumento da resiliência de linhas aéreas”, onde se inclui o PPL, é adequado e que os resultados previstos estão em linha com os objetivos propostos.

No entanto, alguns dos participantes expressaram a opinião que não consideram prudente avançar com alargamento do PPL a outros projetos sem que seja efetuada uma análise dos reais custos e benefícios do projeto piloto.

Neste enquadramento e salientando ser fundamental o aumento da resiliência da rede aérea, a ERSE reforça a prudência realçada nos comentários recebidos no sentido de recomendar que, até ao próximo exercício de PDIRD-E 2018 e em complemento à decisão de continuação deste programa de investimento, o operador da RND fundamente essa decisão na realização de um balanço intercalar de demonstração dos benefícios estimados decorrentes da implementação do PPL, ainda que se saiba que a quantificação concreta de benefícios apenas será possível aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.”

Análise EDP Distribuição

O Relatório recomendado pela ERSE é apresentado em anexo a este PDIRD-E sendo que, como principais conclusões, se destaca a exequibilidade do projeto no terreno, a resolução da totalidade das questões técnicas associadas à definição, caracterização e localização das intervenções do buffer de gestão de risco e o aumento da resiliência da rede.

Recomendação da ERSE # 12

“A ERSE recomenda que seja complementada a informação disponibilizada em anexo, relativa à capacidade das subestações AT/MT, identificando de um modo simples (eventualmente na forma de mapa com dados em tabela) as principais limitações da rede AT que derivem de eventuais limitações da RNT. Idêntico exercício se justifica para as linhas MT e respetivas subestações AT/MT a montante, devido ao crescimento expectável da produção distribuída ligada à MT e à BT.”

Análise EDP Distribuição

Nesta edição de PDIRD-E foi incluída no ponto "6.3.2 - ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL" a informação adicional recomendada, relativa à comparação da capacidade das subestações AT/MT da RND com a capacidade das SE da RNT que as servem.

Para a comparação da capacidade das linhas MT com a das respetivas subestações AT/MT a montante, não foi incluída neste Plano tabela com informação relativa à sua capacidade por não se dispor de informação consolidada que permita efetuar uma análise sustentada em aproximadamente 4000 saídas de MT.

Recomendação da ERSE # 13

“(…). Quanto ao investimento inovador, nomeadamente ao projeto de instalação de DTC em postos de transformação, que já fazia parte do PDIRD-E 2014, a ERSE reafirma que os projetos envolvendo investimento inovador na RND, pelo risco acrescido que lhe está associado, devem ser objeto de uma análise benefício-custo mais detalhada. Apesar da dificuldade na sua realização, não é de mais salientar a importância da avaliação dos benefícios deste tipo de investimentos, uma ferramenta indispensável para a justificação deste tipo de investimentos junto dos consumidores.”

Análise EDP Distribuição

O investimento inovador tem um forte impacto no vetor estratégico de investimento “Acesso a Novos Serviços”. Atualmente continua em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados a este vetor de investimento. Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Recomendação da ERSE # 14

“A ERSE recomenda apenas que seja disponibilizada informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos.”

Análise EDP Distribuição

Prevê-se dar início a um novo projeto que tem como objetivo desenvolver um modelo que permita disponibilizar informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objeto de ação de renovação ou reabilitação. Pretende-se identificar as valias associadas a cada tipo de ativo e de intervenção que permita suportar a decisão de investimento.

Prevê-se que este projeto esteja concluído até à entrega do próximo PDIRD-E 2020.

Recomendação da ERSE # 15

“(…). O operador da RND deverá acompanhar os impactos da renegociação das concessões de BT para a RND e, se necessário, introduzir alterações em versões futuras da Proposta de PDIRD-E.”

Análise EDP Distribuição

A potencial emergência de concessões exclusivamente em baixa tensão, independentes da concessão de AT/MT, poderá afetar o planeamento do investimento na rede de AT e MT. É difícil antever neste momento todos os potenciais impactos de uma alteração tão profunda e estrutural da atividade de distribuição, até porque o modelo previsto de separação entre a distribuição em BT e em MT é específico de Portugal e absolutamente singular no panorama europeu.

Assim, face à incerteza atualmente existente sobre a estrutura das futuras concessões BT, e tendo em conta a natureza singular do modelo previsto para Portugal, não foram avaliados ou incorporados impactos quantitativos no plano de investimento da RND.

Eventuais alterações decorrentes da renegociação das concessões BT serão atempadamente contempladas em futuras propostas de PDIRD-E.

Estudos realizados

Finalmente, refere-se que os estudos realizados e que serviram para sustentar e suportar as opções tomadas para a elaboração do PDIRD-E 2018 (2019-2023) dando resposta, quer às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2016 (2017-2021) quer às necessidades de novos desenvolvimentos que a EDP Distribuição já tinha perspetivado, encontram-se em anexo a esta proposta de PDIRD-E 2018, devidamente identificados.

Página em branco

ANEXO 16 – LISTA DOS PROJETOS QUE DEPENDEM DO OPERADOR DA RNT PARA A SUA CONCRETIZAÇÃO

Nome	Ficha	Lote	Total	Total 2019-2023	< 2019	2019	2020	2021	2022	2023	> 2023	Ano entrada em exploração
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha nº 27	Lote 1	1.740.000 €	996.468 €	743.532 €	996.468 €	- €	- €	- €	- €	- €	2019
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha nº 56	Lote 1	506.850 €	506.850 €	- €	506.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	2019
Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	Ficha nº 77	Lote 1	2.323.533 €	2.323.533 €	- €	254.553 €	697.060 €	1.371.920 €	- €	- €	- €	2021
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha nº 44	Lote 1	2.734.200 €	2.734.200 €	- €	221.900 €	884.344 €	1.627.956 €	- €	- €	- €	2021
Linha AT Vila Fria (REN)-São Romão de Neiva-Separação de ternos	Ficha nº 29	Lote 1	242.000 €	242.000 €	- €	- €	242.000 €	- €	- €	- €	- €	2020
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha nº 103	Lote 1	1.253.000 €	1.253.000 €	- €	- €	528.050 €	724.950 €	- €	- €	- €	2021
Total			8.799.583 €	8.056.051 €	743.532 €	1.979.771 €	2.351.454 €	3.724.826 €	- €	- €	- €	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

Página em branco

