E-REDES
Distribuição de Eletricidade

PDIRD-E 2020

Atualização
2023-2025
proposta final

Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede
de Distribuição

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.
Rua Camilo Castelo branco, 43
1050-044 LISBOA
www.e-redes.pt

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, em particular no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o qual estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

A elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) encontra-se prevista na alínea b) do n.º 1 do artigo 128.º deste mesmo Decreto-Lei, sendo este documento um dos instrumentos de planeamento da RND, para o qual se prevê revisão de 5 em 5 anos e atualização nos anos pares.

Esta é, aliás, uma das várias mudanças previstas na nova legislação do setor este ano publicada (anteriormente o PDIRD-E era revisto em todos os anos pares), que, no sentido de alinhar com as necessidades e desafios colocados pelos instrumentos estratégicos que irão nortear a política energética do País, introduz alterações significativas na organização e funcionamento do SEN, nomeadamente ao nível do Planeamento das redes, o qual se pretende que evolua para um modelo mais dinâmico, inovador, adaptativo e flexível.

A E-REDES, como Operador da Rede de Distribuição está totalmente empenhada na adoção desse novo modelo, tendo vindo já a desenvolver várias iniciativas nesse sentido. Algumas das alterações necessárias requerem ainda mais aprofundamento e consolidação para que a sua operacionalização se concretize de forma consistente, mantendo os níveis de segurança e fiabilidade do sistema, pelo que necessariamente se trata de um processo gradual de introdução de novas metodologias de planeamento, a concretizar de forma mais consolidada numa futura revisão do PDIRD-E.

Em 2022, a E-REDES entregou uma proposta de atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribução 2021-2025 aprovado em junho de 2022 por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia. Essa proposta inicial, sendo de atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), dispôs sobre o mesmo período deste. Seguiu-se a respetiva consulta pública promovida pela ERSE, que emitiu o seu Parecer tendo em consideração os comentários recebidos dos participantes, incluindo os seus Conselhos Consultivo e Tarifário. Também a DGEG e operador da RNT emitiram os seus pareceres à proposta inicial de atualização do Plano. Considerados os comentários e recomendações, foi elaborada a presente Proposta Final de Atualização do PDIRD-E 2020.

No parecer da ERSE à proposta inicial de atualização não são recomendadas alterações aos valores de investimento. Mantêm-se assim nesta proposta final de atualização, os valores de investimento e a programação da proposta inicial, que, incidindo apenas nos anos de 2023, 2024 e 2025, contemplou somente alterações pontuais ao PDIRD-E 2020. Mantém-se por isso a estratégia delineada naquele Plano, consolidada nos seus vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros Investimentos Complementares não contidos naqueles vetores, mas que apresentam também externalidades positivas para a sociedade (p.ex, projetos de natureza ambiental) ou respondem a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

O investimento total a custos totais dos anos atualizados neste documento (2023-2025) perfaz um total de 550 M€, valor igual ao previsto no PDIRD-E 2020 aprovado, para o mesmo período e para cada um dos anos da atualização, e em conformidade com os valores recomendados no Parecer da ERSE à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020 para garantir a neutralidade do Plano em termos de impacto tarifário.

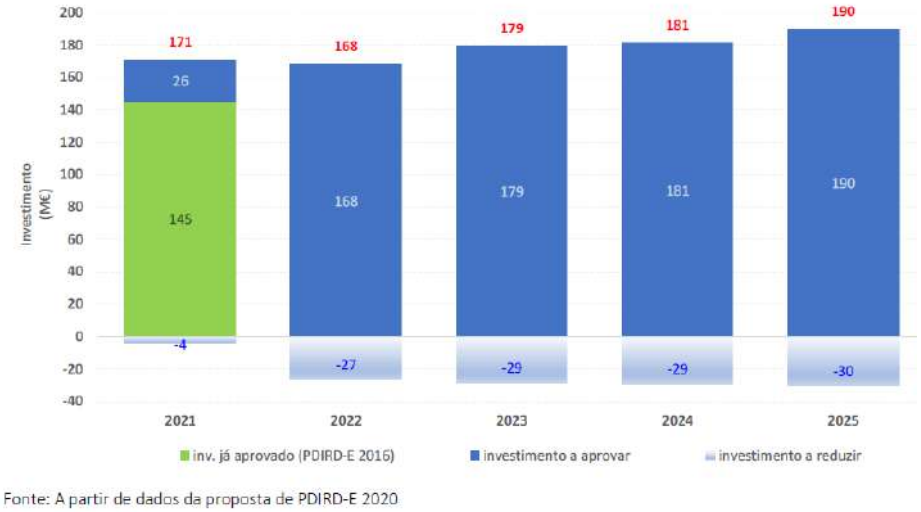


Figura 1: Valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 versão de julho (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020).

Na revisão do PDIRD-E a elaborar em 2024 para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), prever-se-á então a incorporação das alterações de fundo introduzidas pela nova Legislação de Bases do Setor Elétrico, bem como das recomendações dos Pareceres recebidos à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020 que têm como objetivo a incorporação no próximo PDIRD-E, e tendo em consideração que a versão agora apresentada é uma atualização do PDIRD-E 2020 em vigor e não um documento de revisão do Plano que deverá ocorrer para o período seguinte.

PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

No final de 2022 prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 67 Pontos de Entrega (abreviadamente PdE), divididos em 66 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO – CONCHAS, para a qual será desenvolvida pelo ORT uma solução na RNT para garantia de apoio, promovendo-se a desclassificação desta linha.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pela atualização do PDIRD-E 2020 está prevista a entrada em serviço de um novo PdE da RNT (Vila Nova De Famalicão), bem como novas ligações a PdE existente com necessidade de painéis nos PdE da RNT (PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO, PdE DIVOR – painel Montemor I e PdE DIVOR – painel Montemor II).

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.

Existem ainda duas linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT (Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ e 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.

Em 31 de Dezembro de 2021 a RND tinha ligada aproximadamente 5.515MVA (5.329MW) de produção distribuída, potência dividida entre 4.941MVA (4.774 MW) relativa a 687 instalações de PRE e 574MVA (452MW) de potência relativa a 14 instalações de PRO.

Sobre a potência ligada na RND em 31 de dezembro 2021 acrescem 838 MVA de potência de ligação relativa a 10 instalações (142MVA) que se ligaram no decorrer de 2022, até à data de elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, e mais 50 instalações (696MVA) previstas ligar até ao final de 2022. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.779MVA.

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.422 MVA de potência, perfazendo um total de 10.201 MVA de potência ligada e comprometida, avaliando-se que sobre este valor a RND disponha ainda de 6.191 MVA de capacidade de receção para outros centros eletroprodutores.

No final de 2025 esta capacidade de receção da RND aumenta para 6.899 MVA, aumento consequente dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Para a proposta final do PDIRD-E 2020 Atualização efetuou-se uma atualização das previsões de consumo para o período 2023-2027 que, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2022. Os valores das novas previsões não sofreram grandes alterações face aos cenários previstos anteriormente, mesmo tendo em conta os efeitos da guerra no leste da Europa, a elevada taxa de inflação e a subida dos juros, pelo que se justifica a manutenção dos pressupostos de investimento considerados na proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização.

Da análise comparativa entre as previsões de consumo estimadas na versão final do PDIRD-E 2020, proposta inicial e proposta final de atualização, constata-se que os valores não sofreram uma grande alteração. Deste modo, os projetos incluídos no PDIRD-E 2020 que endereçam o tema da Segurança de Abastecimento e que nesta versão de atualização se mantêm, continuam a dar resposta às necessidades identificas neste âmbito.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

Como já referido, o PDIRD-E 2020 Atualização não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no PDIRD-E 2020, que dá também seguimento ao ciclo anterior, mantendo-se os mesmos vetores estratégicos e os programas de investimento. Nesse sentido e tendo em consideração que edições anteriores do PDIRD-E já foram sujeitas ao exercício de avaliação ambiental, nomeadamente a Avaliação Ambiental Estratégica realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não sujeição de AAE no PDIRD-E 2020, e face ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer, propõe-se a não sujeição da presente edição de atualização do Plano a nova Avaliação Ambiental, reservando-se a aplicação desse

instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

A *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia* que se encontra no Anexo I foi submetida à consulta das ERAE com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano. Conclui-se que a maior parte das entidades que se pronunciaram no âmbito da consulta específica da AAE e da consulta pública do Plano concordam com o entendimento da E-REDES sobre a não realização da AAE na atual proposta de PDIRD, embora manifestem que esse exercício de avaliação ambiental deverá ocorrer na próxima edição do mesmo e deverá atender às recomendações incluídas nos respetivos pareceres, tanto no que respeita ao conteúdo da AAE, como à metodologia da AAP de projetos cuja revisão está em curso.

CARACTERIZAÇÃO DA REDE

Apresenta-se abaixo a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2022 e 31.12.2025 (respetivamente, início e fim do período desta atualização), bem como a sua variação relativamente a 2022.

Tabela 1: Situação Prevista da RND em 31.12.2022 e 31.12.2025

Caraterização da Rede			2022	2025	Variação 2022-2025	
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		396	404	8	2,0%
	Nº TP AT/MT		668	674	6	0,9%
	Potência Instalada	[MVA]	17.183	17.327	145	0,8%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28	27	-1	-3,6%
	Nº TP MT/MT		51	49	-2	-3,9%
	Potência Instalada	[MVA]	393	388	-5	-1,3%
Rede AT:	Aérea	[km]	8.924	9.143	219	2,5%
	Subterrânea	[km]	533	578	45	8,5%
Rede MT:	Aérea	[km]	58.580	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea	[km]	14.467	n.d	n.d	n.d

Destaca-se o crescimento do número de subestações AT/MT (10 a estabelecer e 2 a desativar) e o incremento da rede AT subterrânea previstos no período abrangido pela atualização do Plano (2023-2025). O maior número de subestações, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, está também relacionado com o investimento previsto para a reposição da capacidade de receção da RND e com a melhoria da qualidade de serviço técnica a pontos de entrega com pior qualidade de serviço. O crescimento previsto na rede subterrânea AT deve-se aos investimentos previstos, nomeadamente no subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas.

Relativamente à capacidade de utilização da rede AT, prevê-se, no final do período desta atualização do PDIRD-E 2020 (ano 2025), quer para as linhas quer para as subestações, a manutenção dos valores registados em 2022.

Com esta atualização do Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações quando comparado com as previsões apresentadas no PDIRD-E 2020, mantendo-se 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.

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 telecomando de postos de transformação nas redes subterrâneas.

PLANO DE INVESTIMENTO

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição agora atualizado para 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) resulta do somatório do investimento específico e não específico, acrescido dos encargos totais. São também apresentados os valores realizados em 2021 e previstos em 2022, de forma a manter a visão sobre o período do PDIRD-E 2020 (2021-2025).

Como mencionado, até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT no PDIRD-E 2020, consolidada nos respetivos vetores estratégicos. As alterações efetuadas nesta atualização visam o alinhamento com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos cuja realização se revela neste momento mais crítica, sendo assim muito pequenas as variações nos valores dos vetores quando comparados com os considerados no PDIRD-E 2020, tal como se pode verificar na Figura 2.

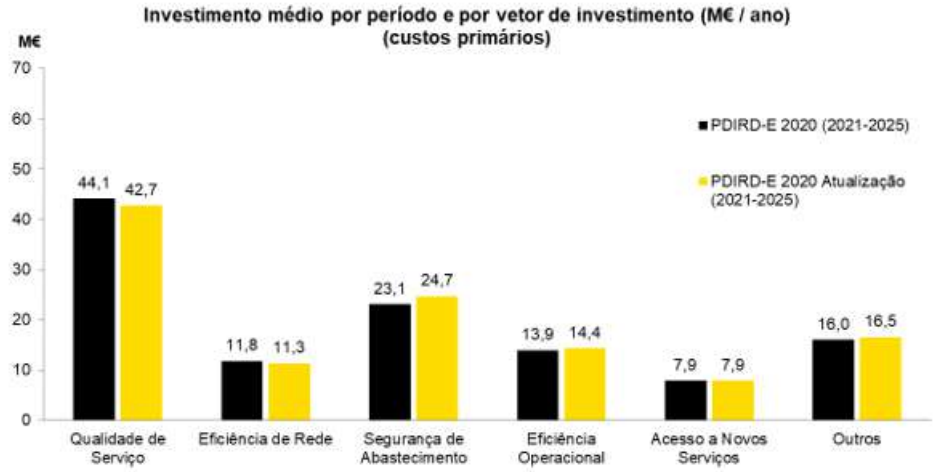


Figura 2: Investimento médio por vetor de investimento no período 2021-2025.

Nesta atualização foram mantidos os valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020, estando por isso também concordantes com os valores anuais de investimento apresentados na Versão Final daquele Plano. Assim, o investimento total a custos totais dos anos atualizados neste documento (2023-2025) perfaz um total de 550 M€. Na Tabela 2 apresenta-se a atualização dos anos 2023-2025, totais e por rúbrica.

Tabela 2: Investimento Total a custos totais no período 2021-2025 (M€).

Valores em milhões de euros	PDIRD 2021-25					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Investimento Custos Primários	**133,1**	**123,5**	**136,1**	**140,8**	**148,7**	**425,6**
Investimento Específico	113,9	107,7	117,4	120,8	127,5	365,8
Investimento Não Específico	19,2	15,8	18,6	19,9	21,2	59,8
Encargos Diretos	**35,8**	**36,9**	**32,8**	**31,2**	**31,7**	**95,7**
Investimento Específico	32,9	34,2	31,0	29,5	30,1	90,6
Investimento Não Específico	2,9	2,7	1,9	1,7	1,6	5,2
Encargos Transversais	**8,7**	**6,4**	**8,0**	**7,6**	**7,7**	**23,2**
Investimento Específico	8,0	5,9	7,5	7,1	7,3	22,0
Investimento Não Específico	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	1,3
Encargos Financeiros	**1,0**	**1,3**	**1,8**	**1,8**	**1,8**	**5,3**
Investimento Específico	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	4,9
Investimento Não Específico	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,4
Investimento Custos Totais	**178,7**	**168,0**	**178,6**	**181,3**	**189,9**	**549,8**
Investimento Específico	155,7	148,8	157,5	159,1	166,6	483,2
Investimento Não Específico	22,9	19,2	21,1	22,2	23,3	66,6

A ERSE no seu parecer à proposta inicial de atualização do PDIRD-E 2020, avaliou o impacte económico da mesma, comparando-a com a evolução do ativo líquido a remunerar do PDIRD-E 2020 aprovado. Concluiu que a proposta inicial de atualização do PDIRD-E 2020 resulta em valores estimados de ativo líquido a remunerar em linha com os do PDIRD-E 2020 aprovado, e portanto o impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 não diverge materialmente do estimado para o PDIRD-E 2020 aprovado.

Nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020 a E-REDES mantém o investimento que estava previsto na proposta de atualização, garantindo assim o mesmo impacte económico já previsto na proposta inicial desta atualização.

PDIRD-E 2020

Atualização

2023-2025

proposta final

Página em branco

ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E 17
1.1 Considerações Prévias 17
1.2 Conteúdo 23
2 PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA 25
2.1 Pontos de Entrega da RNT 25
2.2 Ligação de Produção Distribuída 26
2.2.1 Situação em dezembro 2021 26
2.2.2 Processos em curso e comprometidos 27
2.2.3 Acompanhamento da Evolução das Expectativas Ligação de Nova Produção Distribuída a Nível Local 28
3 EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS 31
3.1 Previsão da procura de eletricidade (E-REDES) 31
3.2 Comparação com as Projeções do RMSA do SEN 31
3.3 Comparação com projeções PDIRD-E 2020 34
3.4 Histórico de Evolução dos Consumos 35
3.5 Histórico de Evolução das Cargas 39
3.6 Previsão de Consumos e pontas 40
3.6.1 Cenário de Evolução dos Consumos 40
3.6.2 Cenário de Evolução das Pontas 41
3.6.3 Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações 42
3.6.4 Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição 42
3.6.5 Focos de Desenvolvimento de Cargas 42
4 QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE 43
5 CARACTERIZAÇÃO DA RND 47
5.1 Situação prevista em 2022 e após a conclusão do plano 47
5.1.1 Utilização da rede AT 49
5.1.2 Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT 50
5.1.3 Caracterização da rede MT 51
5.1.4 Potências de curto-circuito 52
6 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2023-2025 55
6.1 Investimento Específico 56
6.1.1 Investimento Obrigatório 56
6.1.2 Investimento de Iniciativa da Empresa 57
6.2 Investimento não Específico 58
6.3 Plano de Investimento 2023-2025 59

Página em branco

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A – Previsão da Procura de Eletricidade

Anexo A.1 – Previsão da Procura de Eletricidade 2022-2027

Anexo A.2 – Previsão da Procura de Eletricidade 2023-2027

Anexo B – Caracterização da rede

Anexo B.1 – Caracterização da Rede AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.1 Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.4 – Caracterização da rede AT

Anexo B.1.4.1 – Caracterização da rede AT 31.12.2022

Anexo B.1.4.2 – Caracterização da rede AT 31.12.2025

Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT

Anexo B.2.1 – Caracterização da rede MT 31.12.2022

Anexo B.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Anexo B.2.2.1 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

Anexo B.3.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.3.1.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Tabela

Anexo B.3.1.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.1.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Anexo B.3.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3.2.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Tabela

Anexo B.3.2.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.2.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Anexo C – Caracterização e justificação dos principais investimentos específicos a realizar no período 2023 - 2025

Anexo D – Caracterização e justificação dos principais investimentos não específicos a realizar no período 2023 - 2025

Anexo E – Resumo dos Investimentos Específicos

Anexo E.1 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização

Anexo E.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Anexo E.3 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2020 (2023-2025) e não incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Anexo E.4 – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2020 (2023-2025) e não incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Anexo F – Resumo dos Investimentos Não Específicos

Anexo G – Estudos de fundamentação

Anexo G.1 – Reserva de Transformadores AT/MT e MT/MT

Anexo H – Balanço intercalar da execução de investimentos do PDIRD-E 2020

Anexo I – Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia

Anexo I.1 – Quadro Resumo das contribuições recebidas no âmbito da consulta às ERAE sobre a Nota Técnica de não sujeição a AAE da presente edição do PDIRD-E 2020 Atualização e das entidades relevantes para o setor

Anexo I.2 – Pareceres recebidos no âmbito da Nota Técnica justificativa da não realização da AAE

Anexo J - Alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos

Anexo K – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2020 Atualização face às recomendações e comentários emitidos pela ERSE e DGEG em sede de consulta pública

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021 33
Tabela 3.2. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020 Atualização Proposta Inicial 35
Tabela 3.3. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020 35
Tabela 3.4. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020 Atualização Proposta Final 35
Tabela 3.4. Previsão de Consumos Globais 40
Tabela 3.5: Previsão de Consumos (MAT+AT). 41
Tabela 3.6: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP). 41
Tabela 5.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2022 47
Tabela 5.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2022 e 31.12.2025 48
Tabela 5.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2022 e 31.12.2025 50
Tabela 5.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2022 e 31.12.2025 50
Tabela 5.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica 51
Tabela 5.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2022 52
Tabela 6.1 Investimento Específico Obrigatório no período 2021-2025 57
Tabela 6.2 Investimento de iniciativa da empresa no período 2021-2025, por Programa de Investimento 58
Tabela 6.3: Investimento não específico AT/MT no período 2021-2025 (M€) 58
Tabela 6.4: Investimentos nas redes de distribuição no período 2021-2025. 59
Tabela 6.5 Investimento Total a custos totais no período 2021-2025 (M€). 61
Tabela 6.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais, no período 2021-2025 (M€). 62

Página em branco

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 versão de julho (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020)..... 18

Figura 1.2: Investimento médio por vetor de investimento no período 2021-2025. 21

Figura 2.1: Evolução da PRE ligada na RND. 27

Figura 2.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida. 28

Figura 3.1: Energia Distribuída na RND sem considerar consumo MAT (previsão E-REDES). 31

Figura 3.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%) 32

Figura 3.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021. 33

Figura 3.4: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES no PDIRD-E 2020, PDIRD-E 2020 Atualização proposta inicial e PDIRD-E 2020 Atualização proposta final 34

Figura 3.5: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2021. 36

Figura 3.6: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2021. 36

Figura 3.7: Distribuição de consumos por setor, ano 2021. 37

Figura 3.8: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2021. 38

Figura 3.9: Evolução da ponta síncrona da E-REDES, 2016-2021. 39

Figura 3.10: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da E-REDES, 2016-2021 (valores atualizados de acordo com Anexo F do artigo 22º do RARI). 39

Figura 3.11: Evolução prevista para a ponta síncrona da E-REDES, 2022-2027 41

Figura 4.1: Evolução – Estrutura PDIRD-E e âmbitos da Avaliação Ambiental 44

Figura 5.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2023-2025 49

Figura 6.1: Evolução dos Encargos no período 2021-2025. 55

Figura 6.2: Evolução do Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) no período 2021-2025. 56

Figura 6.3: Evolução das Comparticipações financeiras AT/MT no período 2021-2025. 57

Figura 6.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2021-2025. 59

Figura 6.5: Evolução do investimento médio por TWh no período 2021-2025 60

Figura 6.6: Investimento não específico a custos primários (M€) 60

Figura 6.7: Ativo líquido a remunerar (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020 Atualização, ERSE, janeiro 2023). 63

Página em branco

ÍNDICE DE ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AA – Área de Ativos

b) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);

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) CAPEX *(Capital Expenditure)* – Investimento líquido de comparticipações financeiras;

g) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;

h) DTC – *Distribution Transformer Controller;*

i) EMI – Equipamento de Medição Inteligente;

j) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

k) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);

l) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);

m) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);

n) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);

o) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);

p) PDIRD-E – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT;

q) PdE – Ponto de Entrega;

r) PRE – Produtor em Regime Especial;

s) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);

t) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);

u) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;

v) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;

w) RJIGT – Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial

x) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;

y) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;

z) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;

aa) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;

bb) 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);

cc) 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);

dd) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;

ee) TRC - Títulos de Reserva de Capacidade

ff) ZEC – Zona Especial de Conservação;

gg) ZPE – Zona de Proteção Especial.

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

a) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou términos de linhas de transmissão de energia;

b) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;

c) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;

d) 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;

e) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;

f) 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;

g) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;

h) 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;

i) Comparticipação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um requisitante de uma ligação à rede para realização da obra necessária à ligação de instalação à rede;

j) 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;

k) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;

l) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;

m) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;

n) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

o) 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;

p) 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;

q) 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;

r) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;

s) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;

t) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;

u) 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;

v) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;

w) 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;

x) Gestão da Procura (DSM – Demand-Side Management) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;

y) 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;

z) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;

aa) 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;

bb) 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;

cc) 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;

dd) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;

ee) 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;

ff) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;

gg) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;

hh) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;

ii) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;

jj) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;

kk) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;

ll) 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;

mm) 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;

nn) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;

oo) 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);

pp) 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);

qq) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;

rr) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;

ss) Produção em regime especial – a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;

tt) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;

uu) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;

vv) 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;

ww) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;

xx) 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;

yy) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;

zz) 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;

aaa) 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;

bbb) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;

ccc) 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;

ddd) 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;

eee) 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;

fff) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;

ggg) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;

hhh) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).

Página em branco

1 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo desta proposta final de atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025. Nas Considerações Prévias são apresentadas as principais alterações efetuadas face ao PDIRD-E 2020 (2021-2025), cuja versão final foi apresentada em fevereiro de 2021, tendo sido aprovado em junho de 2022 por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, e que pode ser consultado no site da E-REDES, em https://www.e-redes.pt. São também indicadas as pricipais alterações decorrentes dos pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT e dos comentários recebidos durante a consulta pública à proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização.

1.1 CONSIDERAÇÕES PRÉVIAS

A publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), alterou de forma significativa o ciclo e conteúdo do PDIRD-E. Uma das alterações mais significas prende-se com o facto de deixar de ser um plano revisto em todos os anos pares (janela deslizante de 5 anos, em que os últimos 3 anos de um PDIRD-E eram revistos no documento seguinte e ao qual acresciam mais 2 anos), para passar a ser revisto de 5 em 5 anos com atualizações nos anos pares, sendo que cada atualização dispõe somente sobre o horizonte temporal do PDIRD-E a que diz respeito (ponto 4 do artigo 126º).

Com base nesta alteração legislativa, em julho de 2022 foi apresentada a proposta inicial de atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição 2021-2025, que dispôs sobre o mesmo horizonte temporal do PDIRD-E 2020 (2021-2025). Na proposta inicial, atualizaram-se os investimentos a realizar nos anos de 2023, 2024 e 2025, contemplando apenas alterações pontuais para este período. O mesmo acontece com a proposta final de atualização do PDIRD-E 2020 que agora se apresenta, na qual se mantêm os investimentos previstos na proposta inicial, bem como a linha estratégica traçada, que foi definida no PDIRD-E 2020.

A publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduz alterações no planeamento da RND que carecem de aprofundamento e consolidação. Destacam-se nesse contexto as alterações relativas à natureza de Programa Setorial que o Plano passará a revestir e o novo modelo de planeamento e gestão flexível da RND. A E-REDES, como ORD, está totalmente empenhada no desenvolvimento de iniciativas que permitam a operacionalização destas alterações, tendo já iniciado os trabalhos nesse âmbito tendo em vista a próxima revisão do PDIRD-E.

Considerando a necessidade de o PDIRD-E ser integrado no Sistema de Gestão Territorial e tendo em vista a adaptação a essa realidade, foram estabelecidos contactos com instituições académicas ligadas à gestão e ordenamento do território. As alterações legislativas são transversais e aplicáveis ao planeamento das redes de distribuição e transporte de eletricidade, pelo que a E-REDES entendeu como prudente e útil a criação de um grupo de trabalho, com a participação das diversas entidades envolvidas, para conceção e estabelecimento do processo de elaboração e articulação, inerentes aos novos programas setoriais previstos, e salvaguarda das exigências de participação e publicidade definidas pelo RJIGT[1]. Este grupo de trabalho foi já constituído e iniciará os seus trabalhos brevemente.

No âmbito da flexibilidade, importa encontrar, no contexto da Transição Energética em curso, soluções alternativas ao reforço da rede, apoiadas em novas metodologias de planeamento, que, contudo, não ponham em causa a segurança e a fiabilidade do sistema. Está em causa a concretização de um

[1] Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial

conceito inovador, de experiência muito limitada a nível mundial, pelo que a E-REDES tem dado conhecimento à ERSE e à DGEG dos trabalhos já desenvolvidos, numa perspetiva inclusiva e consolidando a visão partilhada que, se entende, beneficiará o ajustado desenvolvimento técnico e regulamentar do tema. Perspetiva-se a implementação a curto prazo de pilotos que validem alguns "use cases" já estudados e que gradualmente permitam a consolidação destas matérias no âmbito do Planeamento das Redes.

Estes e outros temas que a nova Legislação de Bases do Setor Elétrico introduziram, bem como as recomendações dos Pareceres recebidos à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020 que têm como objetivo a incorporação no próximo PDIRD-E, serão incorporados na revisão a elaborar pelo ORD em 2024 para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), uma vez que o presente documento é proposta final de uma atualização do PDIRD-E 2020, em vigor, e não um documento de revisão do Plano, que deverá ocorrer para o período seguinte.

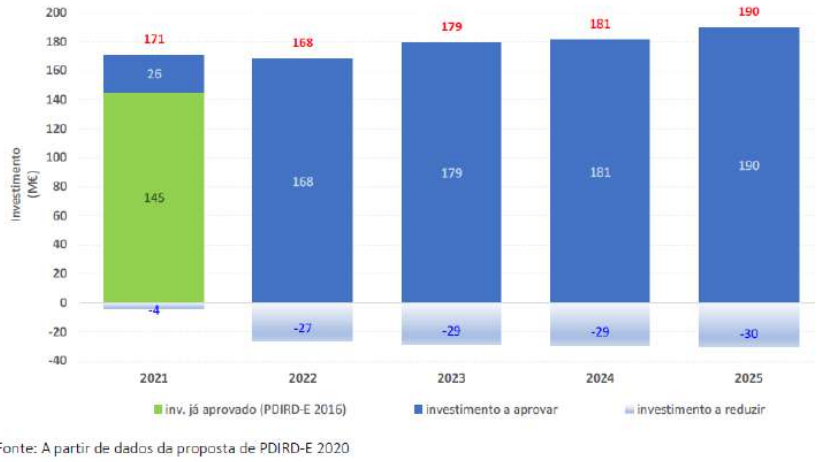
Neste enquadramento, em julho de 2022, apresentou-se uma versão de atualização alinhada também com o previsto na legislação, permitindo dar continuidade à execução do PDIRD-E 2020 mas atualizando-o em conformidade com as necessidades atuais.

No seguimento da consulta pública sobre a proposta de atualização do PDIRD-E 2020, a ERSE emitiu o seu Parecer tendo em consideração os comentários recebidos dos participantes, incluindo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE. Neste Parecer, é referido que:

"No global, a ERSE considera que a proposta está devidamente estruturada, e que as alterações aos projetos aprovados, em sede de PDIRD-E 2020, refletem as atuais necessidades do operador da RND. Nesse sentido, a ERSE dá o seu parecer favorável à proposta de atualização do PDIRD-E 2020."

Neste Parecer, e no Parecer da DGEG, são tecidos diversos comentários e recomendações, que foram considerados para a elaboração desta proposta final, mas não são recomendadas alterações aos valores de investimento da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização.

Assim, nesta proposta final de atualização foram mantidos os valores de investimento e a programação da proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização, e que correspondem aos valores máximos anuais de transferências para exploração, recomendados no Parecer da ERSE à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020 para garantir a neutralidade do Plano em termos de impacto tarifário, ilustrados na Figura 1.1, estando por isso também concordantes com os valores anuais de investimento do PDIRD-E 2020 nos anos em análise. Como tal, o investimento total a custos totais dos anos atualizados neste documento (2023 – 2025) perfaz um total de 550 M€, igual ao valor do mesmo período do PDIRD-E 2020.



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2020

Figura 1.1: Valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 versão de julho (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020).

Decorridos 2 anos sobre a entrega do PDIRD-E 2020, foram assim identificados investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos naquele documento e que foram incluídos nesta atualização, dada a necessidade de se realizarem até 2025, e dos quais se destacam:

- + 3,5 M€ para reforço do subprograma Segurança Integrada Ciber-física da RND no Programa de Investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações (Ficha n.º 18 do Anexo C). Reconhecendo que as subestações da RND são um potencial alvo de ameaças à segurança ciber-física, torna-se necessário estender este subprograma a um número mais alargado de instalações. Esta preocupação está alinhada com o previsto no Decreto-lei 20/2022, de 28 de Janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias.

- + 2,5 M€ para reforço do projeto Instalação de DTC em Postos de Transformação, do Programa de Investimento Inovador (Ficha n.º 148 do Anexo C), decorrente do abandono da solução Gateway PLC Prime e da necessidade de capturar medidas e alarmística em PTD não previstos no PDIRD-E 2020. Este alargamento do projeto está alinhado com a necessidade crescente de supervisão e controlo das redes, essenciais para a transição energética.

- + 7,0 M€ no subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios, do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 25 do Anexo C), para recuperar as redes afetadas pelos incêndios de 2017, que necessitam de intervenção para repor a boa condição que tinham antes destes eventos.

- + 5,0 M€ no Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, motivado pela inclusão de novos espaços, nomeadamente espaços agrícolas, conforme Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro.

- + 7,1 M€ no Investimento Não Específico, devido à necessidade de reforço de investimento no programa de sistemas informáticos. Neste programa, foi considerado um novo subprograma, "Data Hub – Serviços a Ativo" (Ficha n.º 18 (INE)), relativo a atividades de levantamento e atualização de cadastro, houve necessidade de reforço significativo de verbas associadas à evolução da arquitetura de sistemas críticos (Ficha n.º10 (INE)) e ajuste na capacidade das equipas de produto.

- + 12,4 M€ no Programa de Investimento Obrigatório, dos quais 1,8M€ são na componente Equipamentos de Contagem AT/MT. Foram atualizados os modelos referentes ao Investimento Obrigatório e às Comparticipações Financeiras AT/MT, considerando o mais recente histórico e os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores. Os valores indicados para as Comparticipações Financeiras AT/MT podem vir a sofrer alterações devido ao novo mecanismo criado e ainda em desenvolvimento, de atribuição de capacidade com flexibilidade. O Investimento Obrigatório foi ainda reforçado para dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares. Estas situações têm sido identificadas no decurso das inspeções a linhas de média e alta tensão.

De forma a incorporar as alterações referidas nesta proposta de PDIRD-E 2020 Atualização, e a manter os valores de investimento anuais do PDIRD-E 2020, foram efetuados os necessários ajustes aos programas e projetos de investimento, através da recalendarização de alguns investimentos, dos quais se destaca:

- - 2,2 M€ no Programa de Investimento Desenvolvimento de Rede, através da recalendarização dos projetos e redução de verba disponível para novas necessidades, tendo em consideração

que o período revisto nesta atualização é de apenas 3 anos. Garante-se que se mantêm no período do PDIRD-E 2020 (i.e. até 2025) todos os projetos que resolvem potenciais restrições relativas a potência não garantida em regime normal.

- - 4,0 M€ no Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica. Este ajuste no programa não tem impacto significativo no vetor Qualidade de Serviço, verificando-se uma ligeira variação da verba neste vetor no período 2023-2025, de 136 M€ para 133 M€ (-2%), o que permite manter a estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço.

- - 5,3 M€ no no subprograma Integração Paisagística, no Programa de Investimento Promoção Ambiental (Ficha n.º 7 do Anexo C), essencialmente no ano de 2025. Garante-se o início de todos os projetos de integração paisagística AT dentro do período do PDIRD-E 2020, mas com um período de realização mais ajustado às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos.

- - 1,8 M€ no Programa de Investimento Inovador para pequenos projetos AT/MT, não descritos individualmente, nos anos de 2023 e 2024, mais pressionados com a instalação acrescida de DTCs.

- - 5,3 M€ no subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 21 do Anexo C), devido à atualização dos resultados do RUL (Remaining Useful Life)..

- - 2,3 M€ no subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 19 do Anexo C), mantendo-se no período 2023 – 2025 uma verba que permite resolver todas as situações de rede AT e disjuntores AT e MT identificadas no período do PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025). Estão em análise soluções de otimização de parametrização de sistemas de proteção que terão impacto na revisão destas necessidades.

- - 1,7 M€ no subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 22 do Anexo C). Prevê-se uma melhor previsão da probabilidade de falha no médio prazo, através dos modelos de avaliação da condição a desenvolver.

- - 4,0 M€ no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, através da recalendarização de alguns projetos considerados menos prioritários.

O PDIRD-E 2020 Atualização apresenta, assim, um investimento total a custos totais de 550 M€ no período 2023 – 2025, igual ao valor previsto para o mesmo período no PDIRD-E 2020, tal como referido anteriormente.

No capítulo 3 deste documento encontram-se os cenários de procura considerados para a elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização. Para esta proposta final, realizou-se uma atualização destes cenários, considerando os consumos reais de 2022. No ponto 3.3 apresenta-se uma comparação entre as projeções consideradas na proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, estas projeções mais atuais e as projeções consideradas no PDIRD-E 2020. Nesta análise verifica-se que as três previsões são próximas e, por isso, conclui-se que os projetos incluídos no PDIRD-E 2020, e que se mantêm nesta proposta final de atualização, continuam a dar resposta às necessidades de Segurança de Abastecimento.

Deste modo, até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT no PDIRD-E 2020, detalhadamente descrita no seu capítulo 3, consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros investimentos complementares que, não contibuindo para os objetivos dos 5 vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

As alterações efetuadas nesta atualização, e já consideradas na proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, visam o alinhamento com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos cuja realização se revela neste momento mais crítica. As variações nos valores dos vetores de investimento, que dão cobertura aos objetivos estratégicos definidos até final do período do Plano (2025), são, contudo, muito pequenas (inferiores a 10%), tal como se pode verificar na Figura 1.2. Os valores do PDIRD-E 2020 Atualização incluem também os valores realizados em 2021 e previstos em 2022, de forma a manter a visão sobre o período do PDIRD-E 2020 (2021-2025).

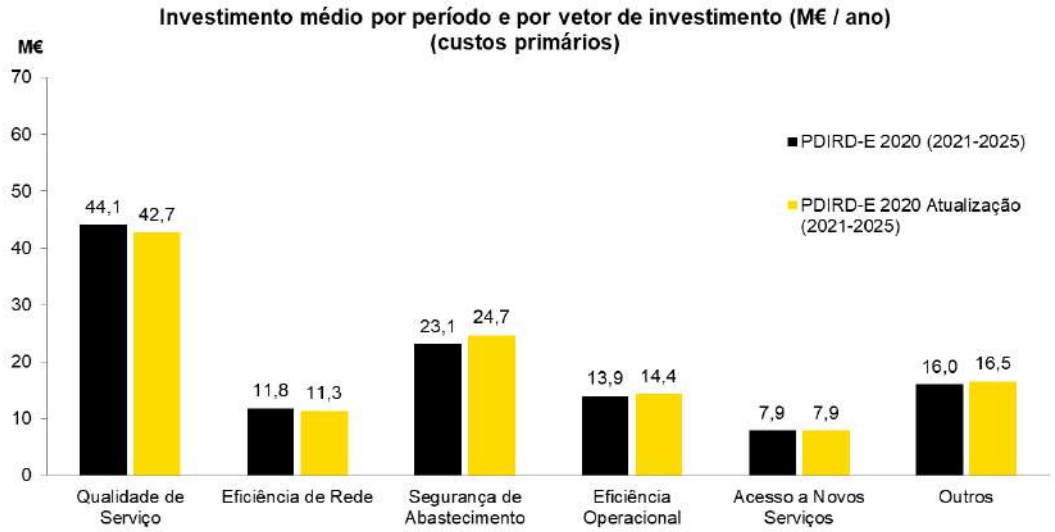


Figura 1.2: Investimento médio por vetor de investimento no período 2021-2025.

Assim, esta atualização do PDIRD-E 2020 mantém o valor total de investimento a custos totais e a estratégia apresentada no referido documento, entregue em fevereiro de 2021. Por este motivo, neste documento apenas são apresentadas as alterações realizadas no período 2023-2025 e reprogramados os projetos em conformidade nestes anos, não se fazendo uma revisão da estratégia. De igual forma, os Anexos C, D e E referem-se ao período que agora é atualizado (2023-2025), e apresenta-se a caracterização da rede, no Anexo B e no capítulo 5, para os anos de 2022 e 2025.

Considerando a incerteza que envolve as projeções futuras, constante nos documentos com previsões macroeconómicas para os próximos anos[2], e que esta atualização tem um horizonte de apenas 3 anos, até 2025, para a proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização foram revistos os valores dos projetos, considerando os melhores valores conhecidos à data da sua elaboração, e mantidos nesta proposta final, seguindo o mesmo procedimento de PDIRD-E anteriores. Associada à revisão dos valores, para além de alterações naturais que decorrem da adaptação técnica ou da execução do projeto no terreno, estão também potenciais alterações relacionadas com variações nos custos da mão-de-obra e dos materiais. O contexto socio-económico atual tem pressionado a relevância do tema dos preços, ao qual a E-REDES se tem mantido particularmente atenta. As variações que se verificarem no período desta

[2] MFAP - Programa de Estabilidade 2022-2026, março 2022; BdP - Boletim económico, março 2022; CE - Spring 2022 Economic Forecast, maio 2022; FMI WEO – World Economic Outlook, abril 2022

atualização serão refletidas nos projetos previstos, que assim podem ver o seu valor revisto face à condicionante da evolução dos preços.

Na presente proposta final de PDIRD-E 2020 Atualização foi incorporada informação adicional face à proposta inicial, na sequência das recomendações recebidas, nomeadamente:

- Atualização dos cenários de procura, que se apresenta no Anexo A.2, e comparação com os cenários de procura considerados na proposta inicial (ponto 3.3)
- Informação adicional sobre a estratégia de gestão dos transformadores AT/MT, no Anexo K
- Informação mais detalhada ao nível dos projetos de investimento para os anos de 2021 e 2022 no Anexo E.2, permitindo análise para o período 2021-2025
- Inclusão de maior maior detalhe ao nível da fundamentação dos programas e subprogramas que foram alvo de alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos, tendo-se criado o Anexo J para o efeito
- Inclusão da estimativa efetuada pela ERSE relativamente ao possível contributo dos investimentos da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 para o ativo a remunerar, no ponto 6.3.

Foi também incluído o Anexo K, que apresenta mais em detalhe as melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2020 Atualização face às recomendações e comentários emitidos pela ERSE e DGEG em sede de consulta pública.

1.2 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2020 Atualização, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência desta atualização do Plano e indica as infraestruturas que o operador da rede de distribuição estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND. Refere ainda as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

O capítulo 3 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o período 2023-2025, considerada na elaboração da proposta inicial de atualização, fazendo uma comparação com a previsão apresentada no PDIRD-E 2020 e com a previsão mais recente.

No capítulo 4 é apresentado um sumário da Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia.

No capítulo 5 é feita a caracterização da rede, apresentando-se os elementos constituintes e suas características. São também apresentados os investimentos a realizar na rede. Por fim, é caracterizada a RND, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2022 e 2025, ou seja, antes e após a conclusão do período de vigência desta atualização do Plano. Evidencia, ainda, a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

O capítulo 6 apresenta a atualização do plano de investimento para o período 2023-2025, 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 rubricas que o constituem.

Os valores de investimento apresentados neste Plano são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 6.3, 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 C, são apresentadas a custos totais[3], sendo também referido o respetivo valor previsto a custos primários.

[3] 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. Estes valores médios foram atualizados, de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Página em branco

2 PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

2.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2022 prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 67 Pontos de Entrega (abreviadamente PdE), divididos em 66 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. Entretanto, decorrente do Parecer do ORT à proposta do PDIRD-E 2020 (versão julho) e à recente revisão realizada pelos ORD e ORT sobre as capacidades de apoio mútuo permitida por esta linha a ambos os lados da fronteira, revelou-se que essa capacidade é muito limitada, podendo mesmo ser nula no sentido de Espanha para Portugal, de acordo com o apurado pelo ORT. Face a esta avaliação, o ORT informou que irá desenvolver na RNT uma solução para garantia de apoio e promover a desclassificação desta linha.

Em 2021 entrou ao serviço o PdE Divor, com a imediata entrada em serviço da alimentação 60kV da SE Cerâmica, anteriormente alimentada pela linha 400kV (explorada a 60kV) da RNT a partir do PdE Estremoz.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pela proposta final de atualização do PDIRD-E 2020 está prevista a entrada em serviço de um novo PdE da RNT:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO

O projeto foi descrito no PDIRD-E 2018, mantendo-se válida a necessidade de satisfação do crescimento dos consumos verificados no eixo Porto – Póvoa de Varzim, para a qual foi previsto um novo PdE. Este PdE esteve previsto entrar em exploração em 2019, prevendo-se agora que as primeiras ligações à RND ocorram em 2023. O atraso na entrada em serviço deve-se à dificuldade no estabelecimento da linha AT.

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 pela proposta final de atualização do PDIRD-E 2020.

Para além de novos PdE, estão previstas, no período abrangido pela atualização final do PDIRD-E 2020, novas ligações a pontos de entrega existentes e que necessitam de painéis nos PdE da RNT:

- PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO
- PdE DIVOR – painel Montemor I
- PdE DIVOR – painel Montemor II

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.

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 das redes elétricas Portuguesa e Espanhola.

2.2 LIGAÇÃO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

2.2.1 SITUAÇÃO EM DEZEMBRO 2021

Em 31 de Dezembro de 2021 a RND tinha ligada aproximadamente 5.515MVA (5.329MW) de produção distribuída, potência dividida entre 4.941MVA (4.774 MW) relativa a 687 instalações de PRE e 574MVA (452MW) de potência relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2019 e 31 de dezembro de 2021 o aumento da potência ligada na RND foi de 327MVA. O valor do aumento foi devido à ligação de 20 novos produtores, à alteração de potência de ligação de alguns produtores e à desativação de outros.

A fonte eólica mantém a maior contribuição para o mix de geração distribuída, representando 52% da potência ligada na RND. Verifica-se novamente que a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica com um crescimento de 70% (273MVA) entre 2019 e 2021, passando a representar cerca de 13% da potência ligada em PRE na RND. No valor da contribuição eólica, inclui-se a Central Eólica *Offshore* Windfloat Atlantic, com a consequente injeção de 25MVA na subestação da RND, Monserrate.

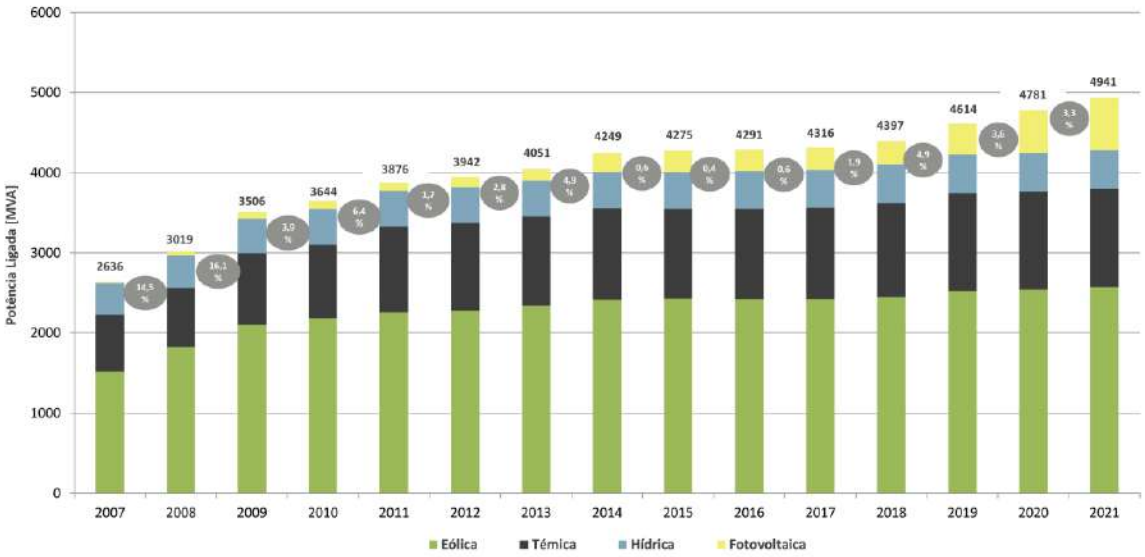


Figura 2.1: Evolução da PRE ligada na RND.

2.2.2 PROCESSOS EM CURSO E COMPROMETIDOS

Sobre a potência ligada na RND em 31 de dezembro 2021 acrescem 838 MVA de potência de ligação relativa a 10 instalações (142MVA) que se ligaram no decorrer de 2022, até à data de elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, e mais 50 instalações (696MVA) previstas ligar até ao final de 2022. A esmagadora maioria da potência de centrais com ligação em curso é devida a centrais de fonte solar, 96% da potência, aproximadamente 808MVA, ocupando as restantes tecnologias cerca de 4%. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.779MVA (coluna 2022(*) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso à data da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, estvam ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.422 MVA de potência. Este valor dividia-se entre 3.076MVA de produtores com Licenças de Produção, Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) válidos (decorrentes de procedimentos concorrenciais ou de modalidade de acesso geral), e certificados de exploração para Unidades de Pequena produção.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro electroprodutor 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.

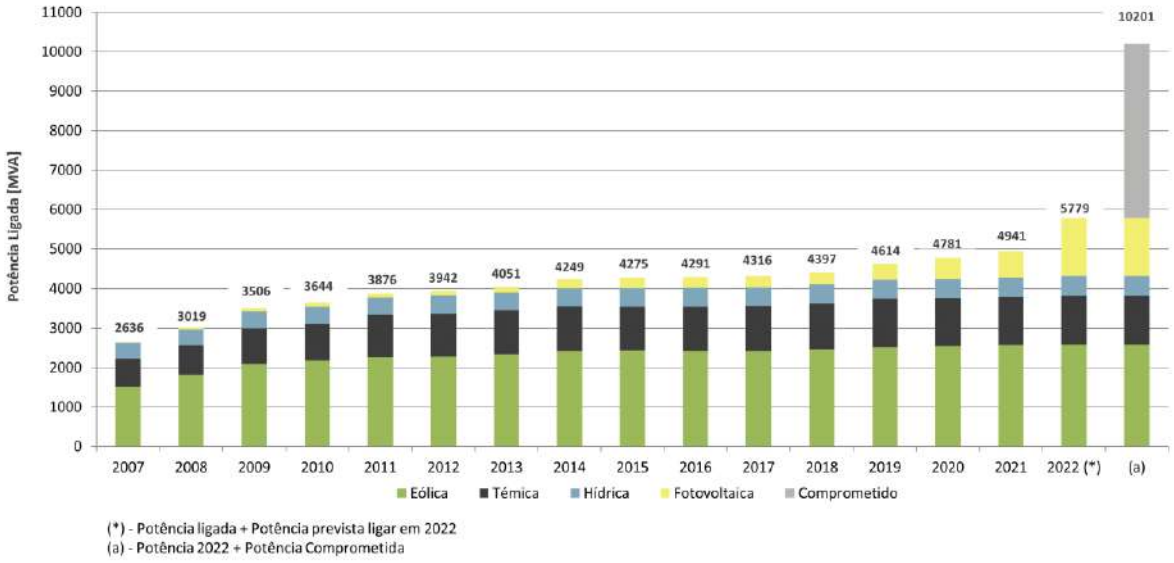


Figura 2.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida.

Sobre os 10.201 MVA de potência ligada e comprometida na RND, avaliou-se à data da elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, que em 2022 a RND disponha de 6.191 MVA de capacidade de receção para outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. No final de 2025 esta capacidade de receção da RND aumenta para 6.899 MVA, aumento consequente dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

Este aumento de PRE traz desafios acrescidos na gestão e estabilidade da rede, sendo necessário garantir a segurança da operação do sistema, em alinhamento com os Normativos Europeus. Neste âmbito, a E-REDES em alinhamento com a REN, DGEG e ERSE está a trabalhar numa nova proposta que permita a operação segura da produção distribuída existente e onde serão identificadas as necessidades de investimento futuras, a enquadrar no âmbito do Investimento Obrigatório.

2.2.3 Acompanhamento da Evolução das Expectativas Ligação de Nova Produção Distribuída a Nível Local

Desde a elaboração do PDIRD-E 2020 os portais para pedidos de Reserva de Capacidade no Regime Geral e para pedidos de Unidades de Pequena Produção encontram-se fechados, não tendo sido comprometida nova capacidade nestes enquadramentos.

Entre a data de elaboração do PDIRD-E 2020, e a redação da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, foram comprometidos na RND cerca de 560MVA.

Esta potência é relativa aos títulos de reserva de capacidade decorrentes do procedimento concorrencial em 2021 para produção de eletricidade a partir de energia solar por centros electroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras, com 113.6MVA, a Unidades de Autoconsumo e outros compromissos com a DGEG.

Relativamente ao autoconsumo, houve um crescimento acentuado de pedidos desde o 3º trimestre de 2020. Desde esta data foram recebidos mais de 72.000 pedidos de autoconsumo, dos quais cerca de 2400 careceram de parecer do ORD, totalizando cerca de 430MVA. Destes pedidos, 93% foram satisfeitos com a potência de ligação solicitada, e apenas 7% dos pedidos tiveram limitação da potência de ligação.

Verificou-se durante estes dois anos, que as unidades de pequena produção deram início aos pedidos de ligação das centrais e a construção das infraestruturas, assim como as centrais com TRC atribuídos a partir da modalidade geral em 2019 e dos procedimentos concorrenciais de 2019 e 2020.

Estão a ser estudadas as soluções de ligação no âmbito da atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de Acordo para os primeiros 15 pedidos, com aproximadamente 360MVA de potência de ligação.

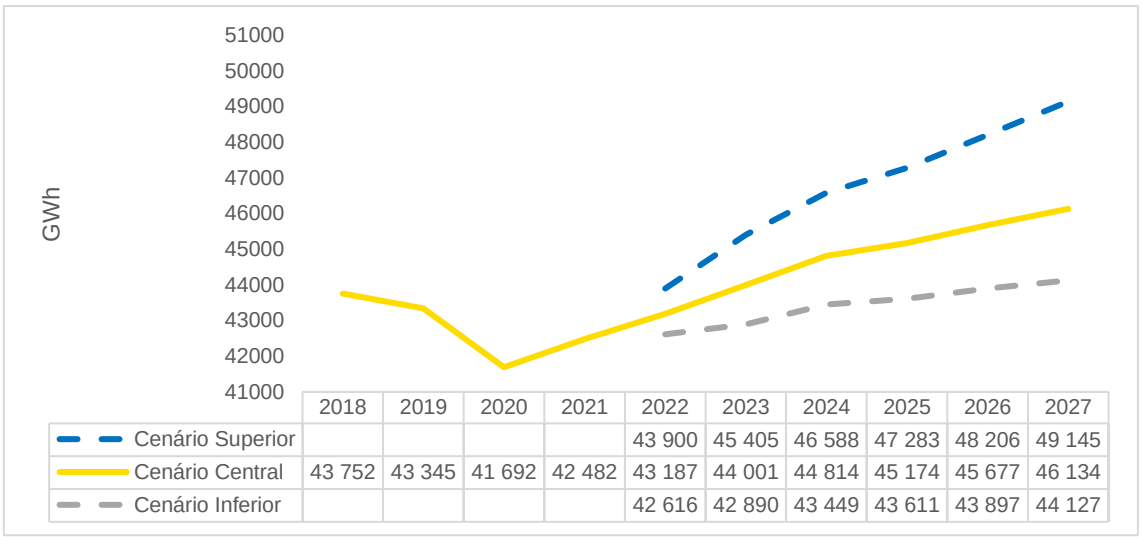
Página em branco

3 EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2020 Atualização considerada na proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, e que se mantém válida, fazendo-se uma análise breve à recente evolução histórica e uma comparação com as previsões mais recentes.

3.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (E-REDES)

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 "Previsão da Procura de Eletricidade 2022-2027" desenvolvido pela E-REDES para o período 2022-2027 para a proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização e que se apresenta no Anexo A. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

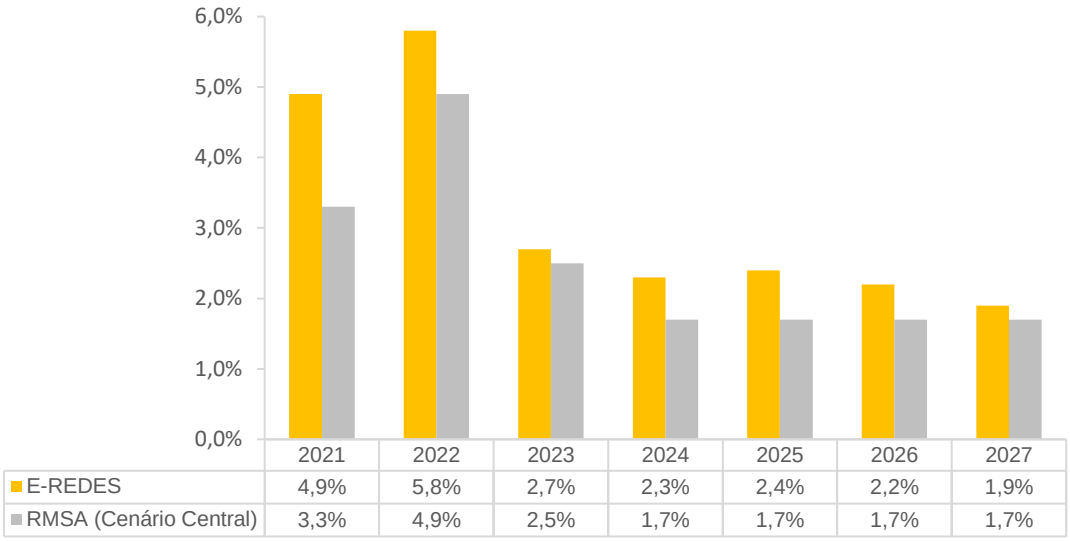


	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior					43 900	45 405	46 588	47 283	48 206	49 145
Cenário Central	43 752	43 345	41 692	42 482	43 187	44 001	44 814	45 174	45 677	46 134
Cenário Inferior					42 616	42 890	43 449	43 611	43 897	44 127

Figura 3.1: Energia Distribuída na RND sem considerar consumo MAT (previsão E-REDES).

3.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Em outubro de 2021 foi aprovado o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2021). O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA E-2021 apresentava uma taxa de variação anual de 2021 na altura ainda previsional, ao contrário do valor assumido pela E-REDES, na medida em que se encontrava apurado pelo INE o valor final do PIB para o ano de 2021. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 4,9% no ano de 2021 (INE), as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas no cenário da Comissão Europeia para os anos 2022 e 2023 e na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas para os restantes, são mais otimistas que as consideradas no RMSA-E 2021, para todo o período em análise.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES	4,9%	5,8%	2,7%	2,3%	2,4%	2,2%	1,9%
RMSA (Cenário Central)	3,3%	4,9%	2,5%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%

Figura 3.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
(Comparação de Estimativas E-REDES e RMSA-E 2021).

O estudo efetuado pela E-REDES para o período 2022-2027 para a proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, que se apresenta no Anexo A, para além de considerar as previsões mais recentes à data da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2021, bem como as estimativas mais recentes à data para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

É possível observar no gráfico da Figura 3.3 e na Tabela 3.1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2018-2027. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela E-REDES considera 3 cenários de consumo (Inferior, Central e Superior), o RMSA-E 2021 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior conservador; cenário central conservador; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética.

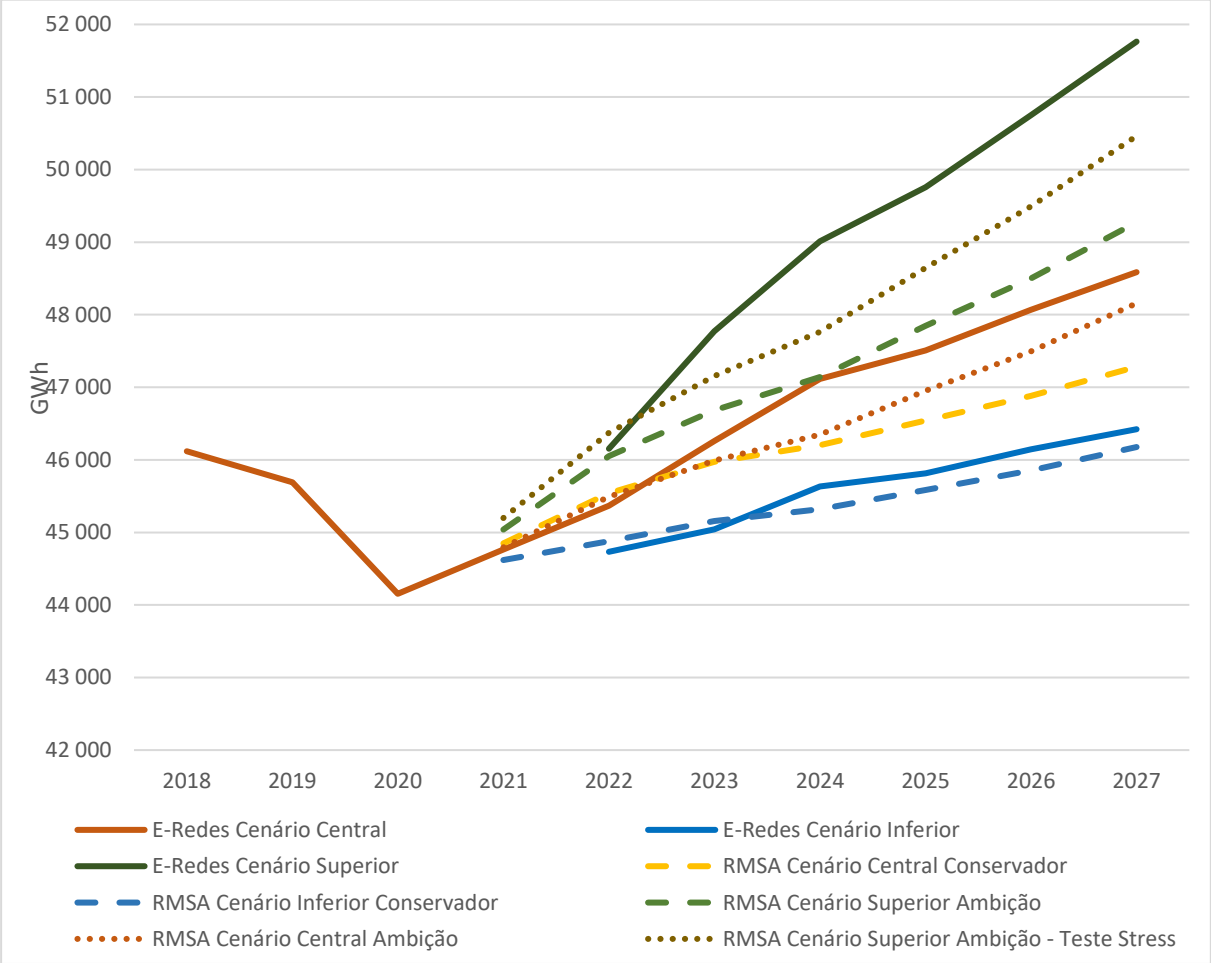


Figura 3.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021.

Tabela 3.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021.

Consumo (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES Cenário Inferior	44 753	45 688	45 688	44 154	44 765	44 732	45 041	45 632	45 815	46 145	46 422
E-REDES Cenário Central						45 370	46 257	47 114	47 509	48 069	48 586
E-REDES Cenário Superior						46 153	47 773	49 012	49 755	50 750	51 763
RMSA Cenário Inferior Conservador					44 619	44 879	45 155	45 318	45 585	45 853	46 176
RMSA Cenário Central Conservador					44 849	45 540	45 971	46 203	46 543	46 883	47 282
RMSA Cenário Superior Ambição					45 039	46 054	46 684	47 140	47 849	48 499	49 273
RMSA Cenário Central Ambição					44 794	45 491	45 990	46 346	46 951	47 493	48 157
RMSA Cenário Superior Ambição - Teste Stress					45 198	46 376	47 154	47 761	48 643	49 491	50 462

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:
(1) Consumo Final E-REDES = Energia Entrada na RND - Perdas na RND
(2) Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

Analisando os cenários dos dois estudos, verifica-se que o adotado no RMSA-2021 do Sistema Elétrico Nacional se encontra em linha com as atuais projeções da E-REDES. De salientar, que o cenário central da E-REDES se encontra bastante alinhado com os cenários centrais (conservador e de ambição) do RMSA para os anos 2022 e 2023. Nos anos seguintes, o cenário central da E-REDES aproxima-se mais dos cenários de ambição (central e superior), refletindo a tendência de projeção macroeconómica considerada (mais otimista no cenário E-REDES).

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.

3.3 COMPARAÇÃO COM PROJEÇÕES PDIRD-E 2020

Fazendo uma análise comparativa entre as previsões de consumo estimadas na versão final do PDIRD-E 2020 e na proposta inicial de atualização, verifica-se que os valores não sofreram uma grande alteração. Deste modo, os projetos incluídos no PDIRD-E 2020 que endereçam o tema da Segurança de Abastecimento e que nesta versão de atualização se mantêm, continuam a dar resposta às necessidades identificas neste âmbito.

Para a proposta final do PDIRD-E 2020 Atualização efetuou-se um atualização das previsões de consumo para o período 2023-2027 que, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2022, que se apresenta com maior detalhe no anexo A.2. Os valores das novas previsões não sofreram grandes alterações face aos cenários previstos anteriormente, mesmo tendo em conta os efeitos da guerra no leste da Europa, a elevada taxa de inflação e a subida dos juros, pelo que se justifica a manutenção dos pressupostos de investimento considerados na proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização.

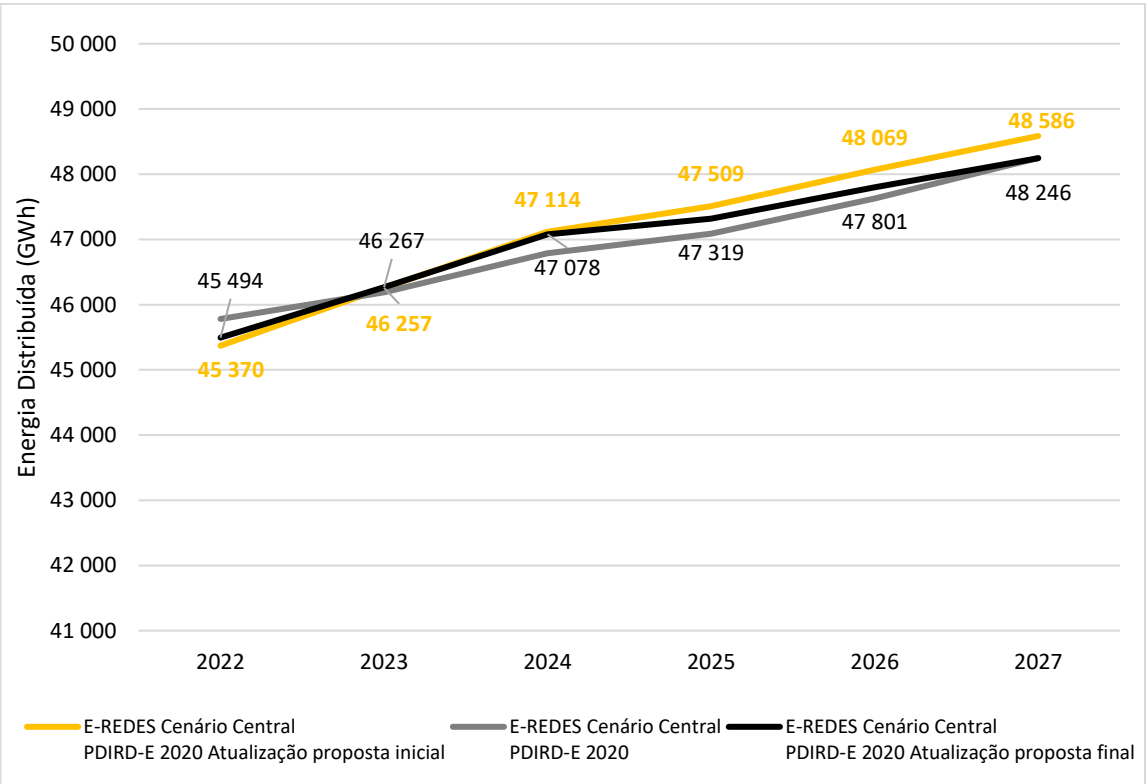


Figura 3.4: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES no PDIRD-E 2020, PDIRD-E 2020 Atualização proposta inicial e PDIRD-E 2020 Atualização proposta final

Tabela 3.2. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020 Atualização Proposta Inicial

Consumo (GWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES Cenário Inferior	44 732	45 041	45 632	45 815	46 145	46 422
E-REDES Cenário Central	45 370	46 257	47 114	47 509	48 069	48 586
E-REDES Cenário Superior	46 153	47 773	49 012	49 755	50 750	51 763

Tabela 3.3. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020

Consumo (GWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES Cenário Inferior	44 879	45 138	45 561	45 677	46 017	46 438
E-REDES Cenário Central	45 780	46 188	46 787	47 088	47 626	48 248
E-REDES Cenário Superior	46 912	47 599	48 520	49 171	50 128	51 168

Tabela 3.4. Previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES – PDIRD-E 2020 Atualização Proposta Final

Consumo (GWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES Cenário Inferior		45 201	45 829	45 898	46 152	46 391
E-REDES Cenário Central	45 494	46 267	47 078	47 319	47 801	48 246
E-REDES Cenário Superior		47 628	48 732	49 271	50 179	51 146

3.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A Figura 3.5 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2016-2021, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da E-REDES.

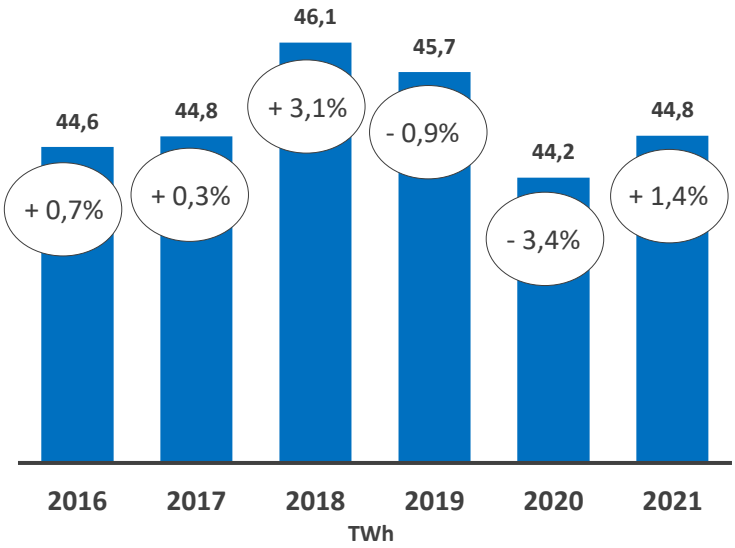


Figura 3.5: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2021.

Os consumos apresentavam um crescimento constante desde 2015, com uma subida acentuada em 2018 (+3,1%), tendo-se verificado uma queda muito acentuada em 2020, coincidente com o primeiro ano pandémico. Em 2021 verificou-se uma ligeira retoma, de 1,4%, estando no entanto o valor ainda mais de 1TWh abaixo do registado em 2018. Este valor atual está em linha com o registado no período entre 2012 a 2015.

Em 2021, os consumos de energia elétrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na Figura 3.6.

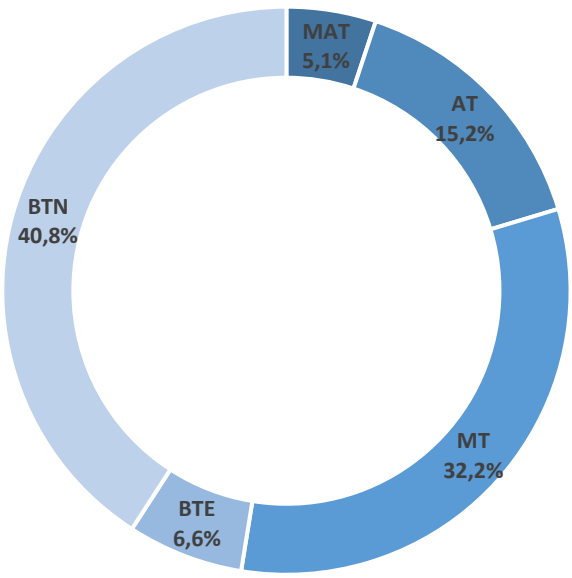


Figura 3.6: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2021.

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 47% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A Figura 3.7 apresenta a distribuição por tipo de uso.

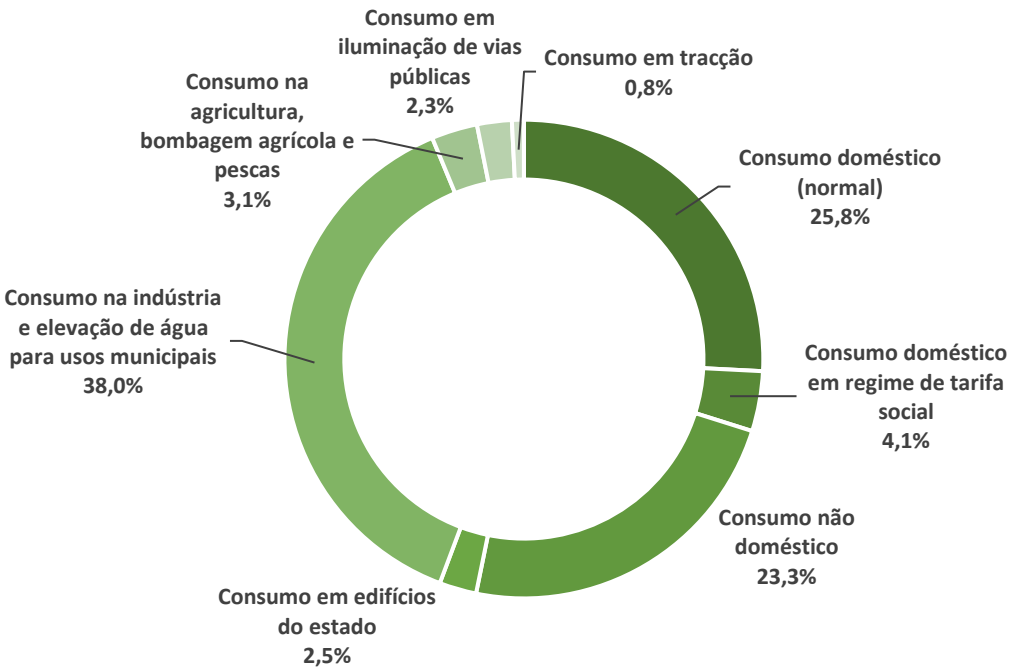


Figura 3.7: Distribuição de consumos por setor, ano 2021.

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 3.8 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).

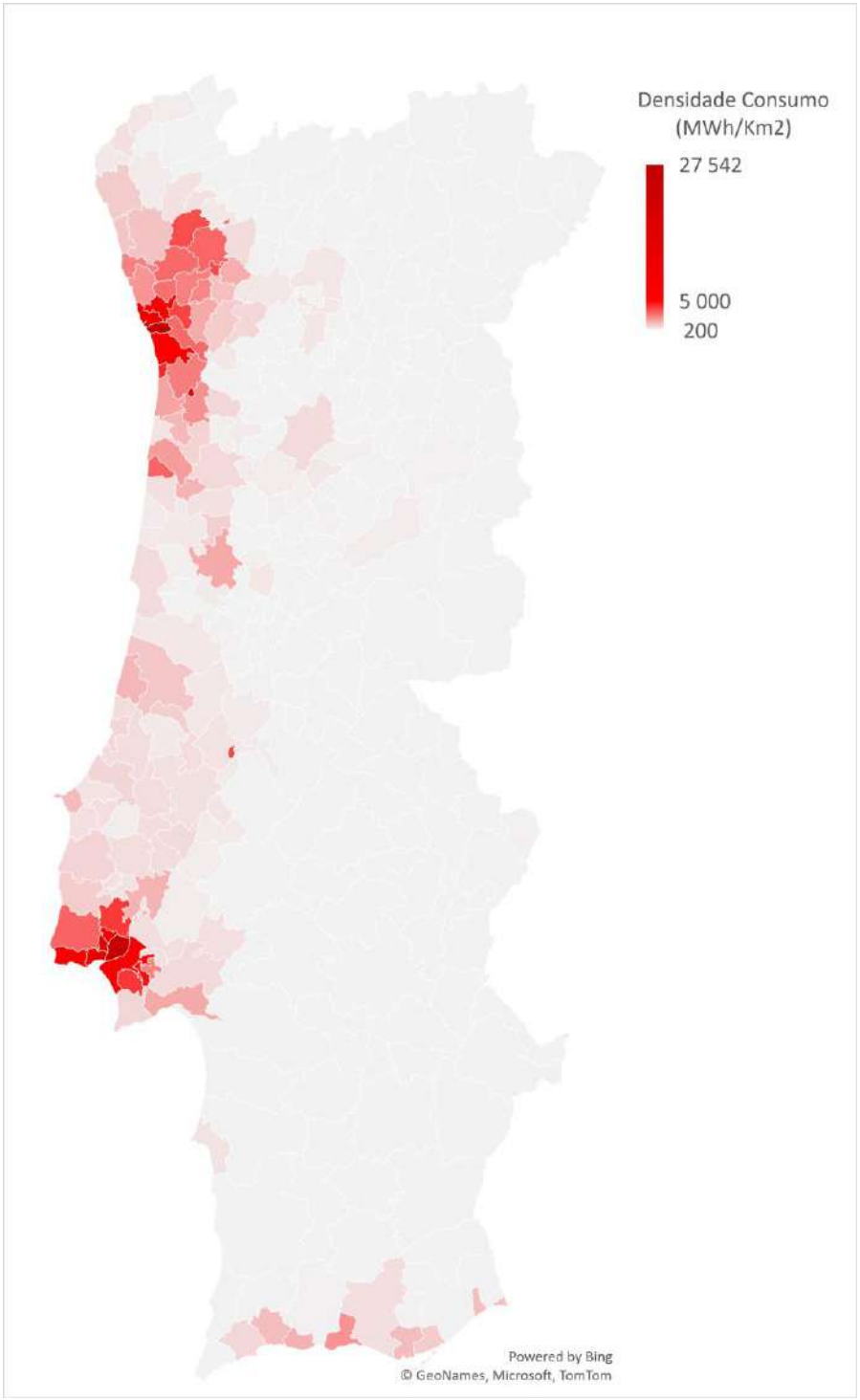


Figura 3.8: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2021.

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.~

3.5 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da E-REDES nos anos de 2016 a 2021 é representada na Figura 3.9.

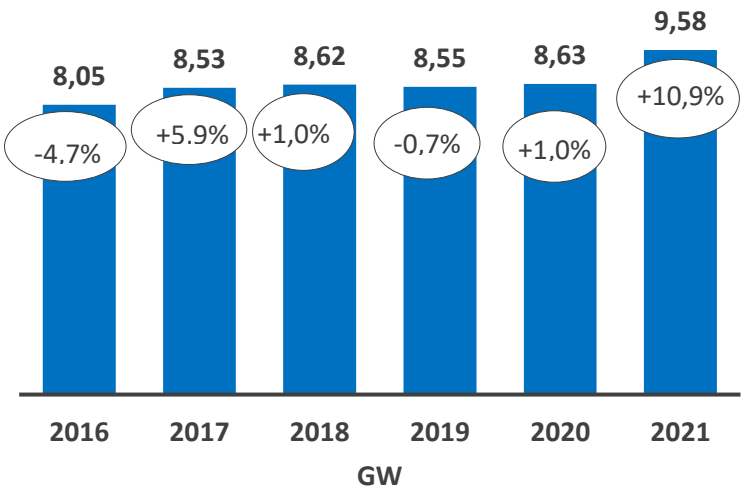


Figura 3.9: Evolução da ponta síncrona da E-REDES, 2016-2021.

Relativamente à evolução da ponta síncrona da E-REDES, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento muito acentuado no ano de 2021, sendo que o valor registado da ponta máxima foi consideravelmente superior aos anos anteriores devido ao efeito de confinamento associado às temperaturas baixas sentidas no inverno de 2021.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 3.10.

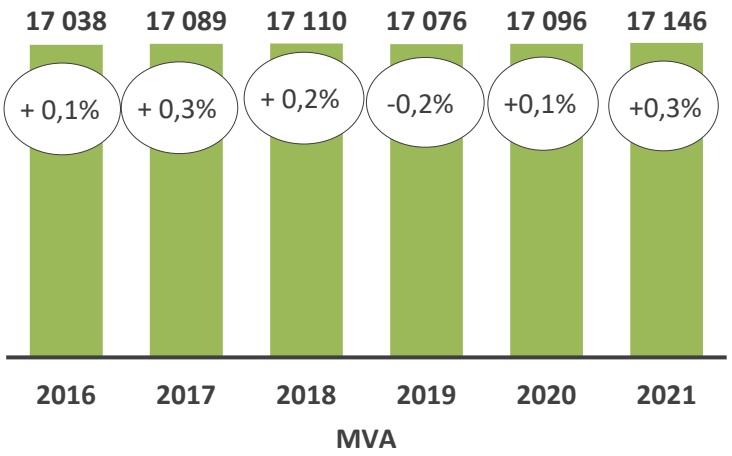


Figura 3.10: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da E-REDES, 2016-2021 (valores atualizados de acordo com Anexo F do artigo 22º do RARI).

Verifica-se que a potência instalada tem evoluído a um ritmo ajustado à evolução da carga no período. O crescimento da potência instalada justifica-se para fazer face a aumentos 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.

3.6 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

3.6.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme anteriormente referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano, inclui-se no Anexo A.1 o estudo elaborado pela E-REDES, considerando os consumos verificados até abril de 2022, as previsões à data de maio de 2022 da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na Tabela 3.5 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

Tabela 3.5. Previsão de Consumos Globais.

Unidade: GWh

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento da Energia Distribuída pela RND
2017	49 004	4 251	44 753	0,3%
2018	50 263	4 146	46 118	3,1%
2019	49 805	4 117	45 688	-0,9%
2020	48 245	4 091	44 154	-3,4%
2021	48 772	4 007	44 765	1,4%
2022	49 456	4 086	45 370	1,4%
2023	50 436	4 178	46 257	2,0%
2024	51 379	4 264	47 114	1,9%
2025	51 797	4 288	47 509	0,8%
2026	52 394	4 325	48 069	1,2%
2027	52 928	4 342	48 586	1,1%

A TMCA, no período 2023-2025, é de +1,3%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 47,5 TWh em 2025, prevendo-se ultrapassar a partir de 2026 o máximo histórico atingido em 2010 (47,8 TWh).

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada na Tabela 3.6 e na Tabela 3.7:

Tabela 3.6: Previsão de Consumos (MAT+AT).

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado					Previsto					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MAT + AT	9 042	9 402	9 415	9 254	9 108	9 030	9 167	9 348	9 448	9 583	9 713
Variação anual	3,60%	3,98%	0,14%	-1,72%	-1,57%	-0,87%	1,52%	1,97%	1,08%	1,43%	1,36%

Tabela 3.7: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP).

Unidade: **GWh**

Energia Distribuída pela RND	Verificado					Previsto					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MT + BTE + BTN + IP	35 710	36 716	36 273	34 900	35 656	36 340	37 091	37 768	38 061	38 486	38 873
Variação anual	-0,40%	2,82%	-1,21%	-3,79%	2,17%	1,92%	2,07%	1,83%	0,78%	1,11%	1,01%

3.6.2 Cenário de Evolução das Pontas

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2027, é a que se apresenta na Figura 3.11.

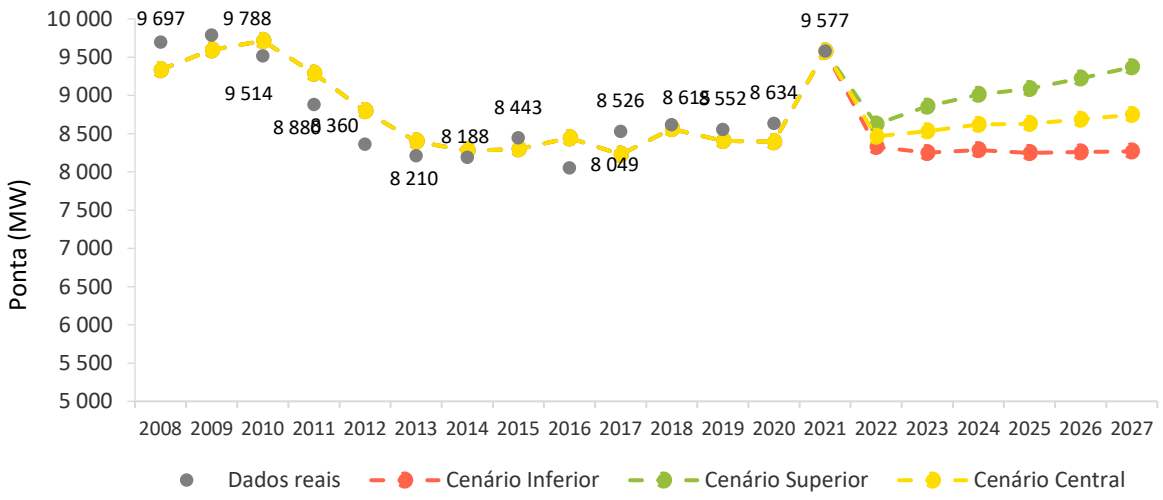


Figura 3.11: Evolução prevista para a ponta síncrona da E-REDES, 2022-2027.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2021 (dados reais). Para os anos de 2022 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada, sendo que para o período de 2008-2021 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. O peso relativo do consumo doméstico face à energia entrada tem vindo a registar um decréscimo ao longo do tempo, pelo que o crescimento previsto pela variável Energia Entrada é atenuado. Adicionalmente, o histórico do consumo incorpora as situações de penetração do autoconsumo, tendo impacto de redução na projeção da ponta máxima.

3.6.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À PONTA DE SUBESTAÇÕES

De acordo com uma recomendação da ERSE emitida no seu Parecer ao PDIRD-E 2016, foram efetuados estudos internos 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 tendo-se obtido resultados inconclusivos sobre a relação da variação da ponta com as variáveis incluídas.

Assim, manteve-se nesta atualização do PDIRD-E 2020 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.

Conforme referido no PDIRD-E 2020, está em fase final de conclusão o estudo com uma instituição científica para aprofundar o tema, cujo resultado se espera vir a incluir em próximas edições de PDIRD-E.

3.6.4 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 B.1.3.

Neste anexo é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2022, considerando os investimentos da E-REDES que se encontravam em curso com data prevista de conclusão no ano de 2022 à data de elaboração da proposta inicial, assim como a evolução dos consumos previstos para este ano e que interferem na estimativa de pontas.

No mesmo anexo encontra-se uma caracterização das pontas no ano de 2025, ou seja, após a realização dos investimentos previstos nesta atualização do Plano.

3.6.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a E-REDES 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.

4 QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares. Com base na recente legislação, que introduziu alterações substantivas ao processo de elaboração do PDIRD-E, o presente documento enquadra-se no âmbito das questões de Avaliação Ambiental referentes à atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025 (doravante designado "PDIRD-E 2020 Atualização").

Até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros investimentos complementares que, não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Tendo sido definidos em ciclos de planeamento anteriores, estes vetores ainda representam a visão estratégica que se pode considerar atual, ou seja, permitem enquadrar as opções e prioridades do plano de investimentos da rede de distribuição e integrar os sucessivos ajustamentos, face às necessidades internas e de atualização do contexto externo, com destaque para a publicação de referenciais nacionais e internacionais relacionados com o setor. Exemplo deste último aspeto, diz respeito ao PDIRD-E 2020 que, mantendo a estratégia, foi ajustado à evolução das novas dinâmicas da rede, consumada em três fatores-chave (Transição Energética e Expansão da Rede, Controlo de Rede e Novos Serviços e Resiliência da Rede – com Renovação de Ativos que reforçam a aposta na Qualidade de Serviço) de suporte aos vetores estratégicos, dando resposta aos desafios da crescente eletrificação da economia/ consumo.

As alterações agora efetuadas no PDIRD-E 2020 Atualização visam, novamente, o alinhamento com o previsto na legislação e com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos, cuja realização se revela neste momento mais crítica, permitindo assegurar a continuidade da execução do PDIRD-E 2020, em conformidade com as necessidades atuais e mantendo a perspetiva de continuidade estratégica do plano e o mesmo horizonte de planeamento.

Para elaboração desta proposta de atualização foi tida como base no PDIRD-E 2020, entregue em fevereiro de 2021, tendo em consideração os pareceres recebidos da DGEG, ERSE e operador da RNT no seguimento da Consulta Pública realizada. Foi igualmente considerado, no que relevante e aplicável, o PDIRD-E 2018 aprovado (por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em maio de 2021).

Globalmente, a estrutura do PDIRD-E é composta por um nível mais estratégico, onde se enquadram os referidos vetores estratégicos e, dentro destes, a sistematização dos programas alvo, que se mantém também atual, e por um nível mais operacional, que se segmenta e caracteriza à escala de projetos e obras de investimento. Decorridos 2 anos sobre a entrega do PDIRD-E 2020, foram identificados, ao nível operacional apenas, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, mas que foram incluídos nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

Assim, o PDIRD-E 2020 Atualização tem por objeto a reanálise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional, visando o ajustamento da carteira de projetos de investimento e a introdução de alterações ou correções, apenas a este nível, possuindo, deste modo, uma natureza fundamentalmente programática. Neste sentido, a atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no plano relativamente ao ciclo anterior, mantendo-se os mesmos vetores estratégicos e os programas de investimento.

Assim, e sendo certo que o PDIRD-E se encontra sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal, face à manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas, face à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020 (que podem ser consultadas em https://www.e-redes.pt/pt-pt/sobre-setor-energia), e face ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer, propõe-se a não sujeição da presente edição de atualização do Plano a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

Tendo em consideração a manutenção dos princípios e da estrutura do PDIRD-E (Figura 4.1), dos dois ciclos de planeamento anteriores, para o presente ciclo de planeamento, que visa dar resposta a uma mera atualização do PDIRD-E 2020 para o triénio 2023-2025, a E-REDES elaborou no domínio da avaliação ambiental:

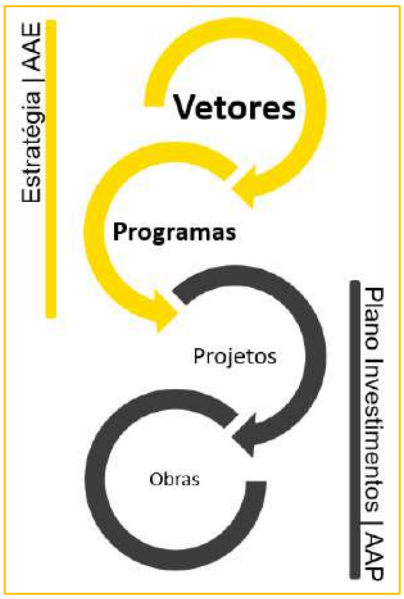


Figura 4.1: Evolução – Estrutura PDIRD-E e âmbitos da Avaliação Ambiental

- uma Nota Técnica justificativa de não realização da AAE. Apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico, constata-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes, assegurando os compromissos de Descarbonização através da Transição Energética com a integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital. Nota-se que esta mesma estratégia de investimento foi seguida e ajustada no PDIRD-E 2020, alvo de uma Nota Técnica justificativa de não realização da AAE. No âmbito da presente edição do Plano, considerando que não existe qualquer alteração à estratégia de investimento anteriormente definida, entende-se que a AAE inicial, no seu âmbito de aplicação, se mantém válida;

- um Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos. Consiste num procedimento ambiental complementar, de âmbito operacional, que constitui uma dimensão mais dinâmica do PDIRD-E, aplicável materialmente ao plano de investimentos (projetos e obras), no âmbito do qual são expectáveis alterações entre ciclos de planeamento. Em relação à AAP de projetos, entende-se que:

    - o procedimento da AAP implementado em anteriores edições do Plano, mantém-se válido e aplica-se à carteira de investimentos da atualização do PDIRD-E 2020. Concretiza-se em

projetos já incluídos nos PDIRD-E 2018 e do PDIRD-E 2020, bem como em novos projetos incluídos no presente documento de atualização do PDIRD-E 2020, devidamente justificados, verificando-se que o preenchimento das fichas de AAP foi efetuado de forma sistemática no âmbito da carteira de projetos da presente atualização (conforme descrito no ponto 3);

- o procedimento da AAP foi alvo de diversas ações de melhoria, a nível da fiabilidade e a eficácia da avaliação ambiental de novos investimentos da RND em Áreas Classificadas, tendo sido:
  - promovidas, em 2021, reuniões de envolvimento e interação das áreas operacionais da E-REDES (ligação de clientes à rede, investimento e manutenção) com as áreas regionais do Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF);
  - publicados na plataforma de gestão do conhecimento da E-REDES:
    - os contactos das áreas regionais do ICNF afetas aos pedidos de parecer prévio;
    - a recomendação técnica de submissão à análise do ICNF do estudo prévio dos traçados preliminares de linhas AT/MT georreferenciados e a descrição das medidas de minimização propostas. Um procedimento que permite a compatibilização do projeto com os valores de conservação da natureza existentes no local, no âmbito do qual são recebidas, analisadas e, sempre que possível, integradas as recomendações desta entidade.
  - solicitado o apoio da Comissão Técnica de Acompanhamento das Linhas Elétricas e Aves (CTALEA), no âmbito dos Protocolos Avifauna, para adequar a aplicação das medidas de minimização, nomeadamente nas situações mais problemáticas.

- a AAP tem ainda potencial para integrar novas oportunidades de melhoria, das quais se salientam:
  - a atualização regular da informação de base, ou evidência de consulta às plataformas oficiais disponíveis referentes à informação geográfica de suporte aos critérios ambientais alvo da AAP;
  - o reforço da formação dos técnicos que aplicam a AAP e dos que desenvolvem os projetos no sentido de serem considerados os principais aspetos ambientais nestas fases;
  - a realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental;
  - a consolidação, à escala do projeto, em fase de planeamento e/ou estudo prévio, do envolvimento ativo e antecipado das diversas entidades e intervenientes que influenciam ou podem ser influenciados pelo plano.

A *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia* que se encontra no Anexo I foi submetido à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano. Conclui-se que a maior parte das entidades que se pronunciaram no âmbito da consulta específica da AAE e da consulta pública do Plano concordam com o entendimento da E-REDES sobre a não realização da AAE na atual proposta de PDIRD, embora manifestem que esse exercício de avaliação ambiental deverá ocorrer na próxima edição do mesmo e deverá atender às recomendações incluídas nos respetivos pareceres, tanto no que respeita ao conteúdo da AAE, como à metodologia da AAP de projetos cuja revisão está em curso. No Anexo I pode ser consultada em detalhe a informação referente às ERAE contactadas e às respostas recebidas.

Página em branco

5 CARACTERIZAÇÃO DA RND

5.1 SITUAÇÃO PREVISTA EM 2022 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO

Apresenta-se, na Tabela 5.1, uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2022.

Tabela 5.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2022

Caraterização da Rede em 31.12.2022			
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		396
	Nº TP AT/MT		668
	Potência Instalada	[MVA]	17.183
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		51
	Potência Instalada	[MVA]	393
Rede AT:	Aérea	[km]	8 924
	Subterrânea	[km]	533
Rede MT:	Aérea	[km]	58.580
	Subterrânea	[km]	14.467

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).

Nesta proposta final de atualização do Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos, tomado como referência na proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização, e considerando-se que a revisão mais atual dos consumos está em linha com o referido cenário.

No Anexo B.1.1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2022 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT em 31.12.2022 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada em 31.12.2022 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada em 31.12.2022 e 31.12.2025.

No Anexo B.2 é apresentada a caracterização individual da rede MT, mais pormenorizada.

Apresenta-se, na Tabela 5.2, a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2022 e 31.12.2025, bem como a sua variação relativamente a 2022.

Tabela 5.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2022 e 31.12.2025

Caraterização da Rede			2022	2025	Variação 2022-2025	
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		396	404	8	2,0%
	Nº TP AT/MT		668	674	6	0,9%
	Potência Instalada	[MVA]	17.183	17.327	145	0,8%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28	27	-1	-3,6%
	Nº TP MT/MT		51	49	-2	-3,9%
	Potência Instalada	[MVA]	393	388	-5	-1,3%
Rede AT:	Aérea	[km]	8.924	9.143	219	2,5%
	Subterrânea	[km]	533	578	45	8,5%
Rede MT:	Aérea	[km]	58.580	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea	[km]	14.467	n.d	n.d	n.d

Da análise da tabela verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o período 2022-2025 se situará nos 2,0%, com um aumento da potência instalada de 0,8%.

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 com o investimento previsto para a reposição da capacidade de receção da RND e com a melhoria da qualidade de serviço técnica a 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.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto situa-se em 2,79% (o saldo indicado na Tabela 5.2 não contempla as situações de substituição de condutores).

O crescimento previsto na rede subterrânea AT é significativo (8,5%). Tal facto deve-se aos investimentos previstos, nomeadamente no subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas, cuja descrição mais detalhada se encontra no Anexo C.

Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2025 dado que as alterações da rede MT são principalmente devidas à indefinição da localização das novas subestações AT/MT previstas no período desta proposta final de atualização do Plano, assim como a pequenos projetos e a iniciativas de terceiros, e ainda não totalmente definidas para estes anos, o que não permite projetar a rede com rigor.

Apresenta-se na Figura 5.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, surgirão durante o triénio 2023-2025, num total de 10 novas subestações a construir. Em 2023, está prevista a desativação da subestação São Julião cuja carga passará a ser alimentada pela subestação Vila Robim e em 2024 a subestação Sabugueiro será substituída pela nova subestação Manteigas . Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na Tabela 5.1 é de 8 subestações.

Está prevista a desativação da subestação MT/MT Portel, em 2024, após a concretização da nova subestação AT/MT, no concelho de Portel, também prevista nesta proposta final de atualização do Plano.

Das 10 novas subestações previstas para o período, uma prende-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica, seis com a reposição da capacidade de receção da RND, uma no âmbito do dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito e as duas restantes para segurança de abastecimento.

A execução da nova subestação de Portalegre, prevista para a reposição da capacidade de receção da RND, cumpre também o objetivo de alimentação às cargas das capitais de distrito (zona A) para criação de dupla alimentação às cargas aí localizadas.

Na Figura 5.1 indicam-se por concelho, as novas subestações AT/MT e intervenções previstas nas existentes nesta proposta final de atualização do Plano.

Figura 5.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2023-2025

Refere-se que as alterações na potência de transformação instalada nas subestações da Feira (reforço) e Cantanhede (redução) resulta de uma troca prevista entre os transformadores de potência destas subestações de forma a permitir otimizar os níveis de utilização da potência instalada, assim como acomodar um pedido de ligação de uma central fotovoltaica, recentemente efetuado, na zona de abrangência da subestação da Feira.

Nos capítulos seguintes apresentam-se as condições de funcionamento da rede para o cenário central de consumos considerado na proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização.

5.1.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

A utilização de linhas e cabos AT da RND é obtida através de um processo estocástico que considera uma modelização das cargas da RND (consumo e geração) para gerar diagramas de simulação.

Estes diagramas representam as cargas em 12 regimes e que resultam do cruzamento entre as 4 estações do ano (primavera, verão, outono e inverno) para 3 tipos de dias da semana (úteis, sábados e domingos).

Desta forma, simula-se a dinâmica dos fluxos de consumo e geração da RND, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga em cada linha.

Na Tabela 5.3 indica-se a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado em 31.12.2022 e 31.12.2025.

Tabela 5.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2022 e 31.12.2025

Utilização	2022		2025	
[%]	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 70	9.341	98,77	9.605	98,80
Ut > 70	115,9	1,23	116,3	1,20

Embora se tenha verificado um abrandamento 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% em 31.12.2022.

No final do período desta proposta final de atualização, e para o cenário de consumo considerado, mantém-se a utilização da capacidade da rede AT relativamente a 2022.

Verifica-se que, para o cenário de consumo considerado, no final do Plano existe uma linha de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%, o que se deve à forte componente de geração. Dado tratar-se de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento nesta atualização do Plano para a redução do nível de utilização da mesma.

5.1.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

A utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND é obtida através de um processo estocástico, igual ao descrito no ponto 5.1.1, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga por subestação.

Na Tabela 5.4 apresentam-se as utilizações das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada, em 31.12.2022 e 31.12.2025.

Tabela 5.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2022 e 31.12.2025

Utilização	2022		2025	
[%]	[nº]	[%]	[nº]	[%]
Ut ≤70	359	90,7	359	88,9
70<Ut ≤90	35	8,8	40	9,9
Ut > 90	2	0,5	5	1,2

Em 2022 a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 49% para o cenário de consumo considerado. 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 da atualização do Plano, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No final do Plano, para o cenário de consumo considerado, prevê-se que cinco subestações AT/MT tenham uma utilização superior a 90%. Em três subestações as pontas consideram as elevadas quantidades de produção de energia que se estima rececionarem, eólica nas subestações de Jorjais e Oleiros e fotovoltaica na subestação da Feira. Uma vez que a ligação de produção na MT é alvo de estudo das condições de ligação, não se previu nesta atualização do Plano investimento específico para a redução dos níveis de utilização da potência instalada nestas subestações. Para as duas restantes subestações, na subestação de Parede prevê-se iniciar no período do Plano uma nova subestação em Caparide que após a sua conclusão irá retirar carga a esta subestação, e para a subestação de Olhão, uma vez que a sua utilização foi projetada atendendo ao elevado crescimento de consumos registados no início de 2021, resultante de uma vaga de frio e das medidas de confinamento em vigor, não se prevê investimento específico no período para a redução da sua utilização mantendo-se sobre monitorização a evolução da sua ponta.

Na Tabela 5.5 apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da E-REDES, para os anos de 2022 e 2025 e respetiva variação.

Tabela 5.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

AA	2022		2025		
	Pot. Inst. (MVA)	Utilização [%]	Pot. Inst. (MVA)	Utilização [%]	Δ Pot. Inst. 2022-2025 [%]
Douro	2.631	56	2.661	55	1,1
Porto	3.467	52	3.476	59	0,2
Mondego	1.897	44	1.892	41	-0,3
Tejo	2.558	47	2.638	45	3,1
Lisboa	4.656	45	4.596	50	-1,3
Alentejo e Algarve	1.975	51	2.067	44	4,6
TOTAL	**17.183**	**49**	**17.327**	**50**	**0,8**

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98 e um fator de potência médio de 0,93

Para o cenário de consumo considerado a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é de 50%, não se verificando variação significativa face ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações nas áreas do Porto e Lisboa, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada por área geográfica, refere-se que os valores das áreas Douro, Tejo e Alentejo e Algarve são superiores à média nacional, o que se deve essencialmente ao aparecimento de novas subestações para satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e para a reposição da capacidade de receção da RND.

5.1.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

A Tabela 5.6 reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para o cenário de consumo considerado.

Tabela 5.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2022

Situação em 31.12.2022			
Nível Tensão [kV]	**N. Saídas média/SE [un.]**	**Compr. médio/saída [km]**	**Carga média/saída [MW]**
30	6	41	2,2
15	7	19	2,4
10	16	5	1,3
6	13	1	0,2

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 E-REDES 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 31.12.2022 prevê-se que existam na rede MT cerca de 8.604 pontos telecomandados.

Com esta atualização final do Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações quando comparado com as previsões apresentadas no PDIRD-E 2020, mantendo-se 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 B.2 é apresentada a caracterização da rede MT a 31.12.2022, não estando caraterizada para 2025 pelos motivos anteriormente referidos.

Nesta atualização final do Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no Anexo C 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 telecomando de postos de transformação nas redes subterrâneas.

5.1.4 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 E-REDES 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 B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

Na proposta de atualização do Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores anteriormente referidos para efeitos de dimensionamento.

Página em branco

6 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2023-2025

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela E-REDES nesta proposta final de atualização de PDIRD-E 2020 (2023-2025). 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).

São também apresentados os valores realizados em 2021 e previstos em 2022, de forma a manter a visão sobre o período do PDIRD-E 2020 (2021-2025). Os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 6.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais.

Encargos de Investimento Capitalizáveis

Na E-REDES, 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.

Na figura seguinte é apresentada a evolução previstas para os encargos no período 2021-2025:

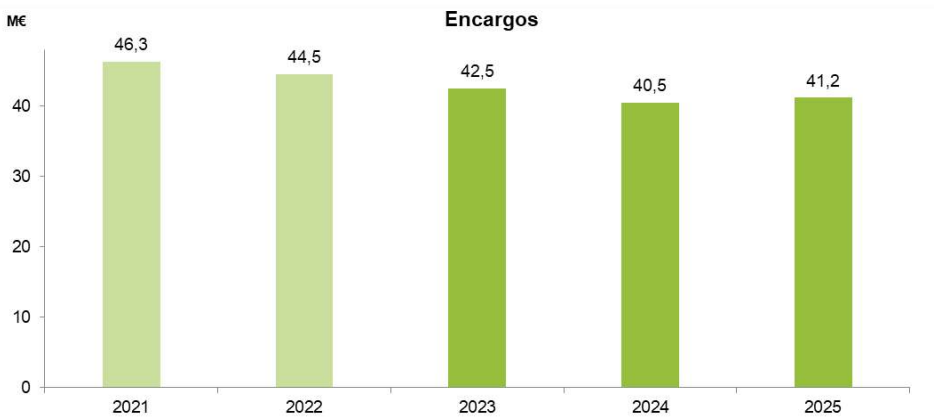


Figura 6.1: Evolução dos Encargos no período 2021-2025.

6.1 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 e Investimento de Iniciativa da Empresa, cujos valores propostos nesta atualização se apresentam de seguida.

6.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

O Investimento Obrigatório engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda as relacionadas com o cumprimento das obrigações legais e regulamentares, nomeadamente as estabelecidas nos contratos de concessão. 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 solicitações de terceiros.

Para atualização da estimativa dos montantes de investimento obrigatório para o período 2023-2025, foi revisto o modelo em vigor que permite estimar os valores de investimento previstos. Assim, correlacionando o mais recente histórico de execução financeira com os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores, modelizou-se para os próximos anos o investimento e comparticipações, admitindo-se que o andamento futuro se manteria semelhante ao passado recente. O Investimento Obrigatório foi ainda reforçado para dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares.

Na Figura 6.2 é apresentada a evolução prevista para o investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamento de contagem), considerando a proposta final de atualização para o período 2023-2025.

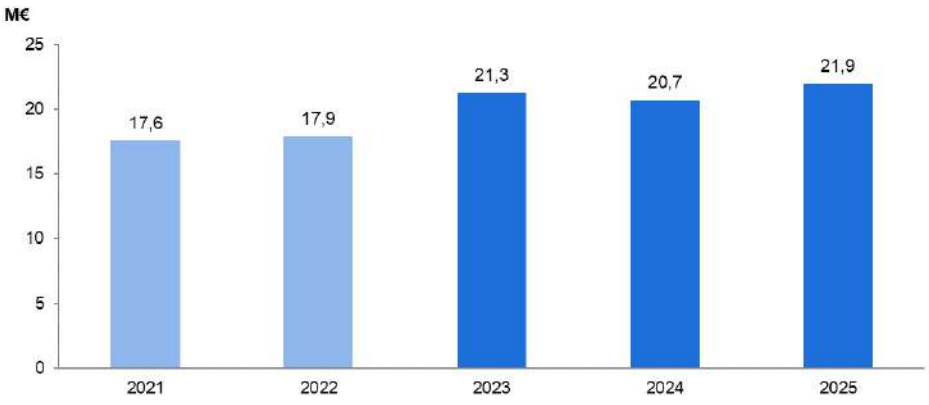


Figura 6.2: Evolução do Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) no período 2021-2025.

A evolução apresentada na Figura 6.2 sugere um aumento deste tipo de investimento nos próximos anos, face ao histórico recente, o que se explica com o reforço, referido anteriormente, para dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares.

Na Figura 6.3 é apresentada a evolução das comparticipações financeiras AT/MT, considerando a atualização do mesmo período.

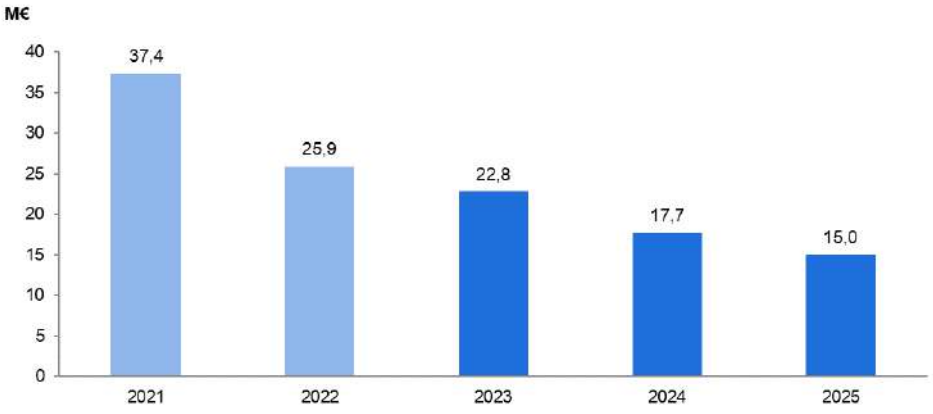


Figura 6.3: Evolução das Comparticipações financeiras AT/MT no período 2021-2025.

Os valores previstos para as comparticipações financeiras AT/MT no período 2023-2025 sugerem uma descida face ao histórico recente, o que se explica principalmente por não estarem a ser emitidos registos prévios/certificados de exploração para novas ligações e licenças de produção na modalidade geral.

Na Tabela 6.1 apresenta-se de forma resumida o investimento específico obrigatório de realização E-REDES, incluindo os equipamentos de contagem, bem como as comparticipações financeiras, com os valores 2023-2025 propostos nesta proposta final de atualização.

Tabela 6.1 Investimento Específico Obrigatório no período 2021-2025[4]

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)		PDIRD 2021-2025					Total
		2021	2022	2023	2024	2025	2023 - 2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		**17,6**	**17,9**	**21,3**	**20,7**	**21,9**	**63,9**
Eq. Contagem AT + MT		**1,5**	**1,3**	**1,9**	**1,9**	**2,0**	**5,7**
	Contadores	0,5	0,8	0,5	0,5	0,5	1,5
	Eq. Acessórios	0,9	0,5	1,4	1,4	1,4	4,2
Inv. Específico Obrigatório E-REDES		**19,0**	**19,2**	**23,1**	**22,6**	**23,9**	**69,6**
Comp. Financeiras AT + MT		**37,4**	**25,9**	**22,8**	**17,7**	**15,0**	**55,5**
	AT	6,7	15,2	11,7	7,6	5,2	24,5
	MT	30,7	10,7	11,1	10,1	9,8	31,0

Nota: custos primários

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.

6.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O Investimento de Iniciativa da Empresa engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

As verbas por programa de investimento de iniciativa da empresa são indicadas na tabela seguinte, onde são apresentados os valores propostos nesta proposta final de atualização para o período 2023-2025:

[4] CAPEX E-REDES = Total Realização E-REDES – Comparticipações Financeiras

Tabela 6.2 Investimento de iniciativa da empresa no período 2021-2025, por Programa de Investimento.

Programas de Investimento (milhões de euros)	PDIRD 2021-2025					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Desenvolvimento de Rede	7,1	10,1	9,6	16,1	19,5	**45,3**
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,2	10,8	8,8	8,8	10,8	**28,4**
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	4,5	4,5	5,0	5,0	**14,5**
Promoção Ambiental	1,9	3,6	3,4	7,4	7,4	**18,3**
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	**1,2**
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	**12,0**
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,8	5,7	6,7	6,7	7,8	**21,2**
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,0	1,5	1,0	1,0	**3,5**
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17,0	16,5	17,5	21,1	26,2	**64,9**
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	**3,5**
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	9,0	12,0	10,0	10,0	**32,0**
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,8	2,0	2,0	2,0	2,0	**6,0**
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	7,5	7,5	7,5	7,5	**22,5**
Investimento Inovador	7,3	12,2	15,1	6,9	1,0	**23,0**
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	**94,8**	**88,5**	**94,3**	**98,3**	**103,6**	**296,2**

Nota: custos primários

6.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico 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 não específico tem impacto em todos os níveis de tensão, sendo considerados os investimentos a realizar na RND e que resultam da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT[5].

Os valores considerados nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020 para os anos 2023-2025 apresentam-se na tabela seguinte, em conjunto com os valores dos anos 2021 (realizado) e 2022 (previsto), para a rede AT e MT.

Tabela 6.3: Investimento não específico AT/MT no período 2021-2025 (M€)

Rubricas (milhões de euros)	PDIRD 2021-2025					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Investimento Não Específico	**19,2**	**15,8**	**18,6**	**19,9**	**21,2**	**59,8**
Edifícios e Outras Construções	1,2	3,1	1,4	1,6	3,3	6,3
Equipamento de Transporte	1,2	2,5	1,5	1,5	1,7	4,7
Sistemas Informáticos	15,3	9,2	13,3	14,1	13,8	41,1
Outros	1,5	1,0	2,5	2,8	2,4	7,7

Nota: custos primários

[5] 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 E-REDES 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 (valores globais: AT –17,8%, MT – 37,3% e BT – 44,9%.)

6.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2023-2025

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados nesta proposta final de atualização do Plano para os anos 2023-2025, bem como outros indicadores, para o investimento proposto neste PDIRD-E 2020 Atualização (proposta final).

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição agora atualizado para 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, acrescido dos encargos totais.

Investimento Específico

Na Tabela 6.4 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico, destacando-se os valores propostos para o período 2023-2025:

Tabela 6.4: Investimentos nas redes de distribuição no período 2021-2025.

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)		PDIRD 2021-2025					Total
		2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Investimento Obrigatório		**19,0**	**19,2**	**23,1**	**22,6**	**23,9**	**69,6**
AT		5,2	4,6	4,8	4,6	4,8	14,2
MT		13,8	14,6	18,3	17,9	19,1	55,4
Investimento Iniciativa da Empresa		**94,8**	**88,5**	**94,3**	**98,3**	**103,6**	**296,2**
AT		34,4	12,5	10,8	11,0	12,6	34,3
MT		60,4	76,0	83,6	87,3	91,1	261,9
Total Realização E-REDES	**(1)**	**113,9**	**107,7**	**117,4**	**120,8**	**127,5**	**365,8**
Comp. Financeiras AT + MT	**(2)**	**37,4**	**25,9**	**22,8**	**17,7**	**15,0**	**55,5**
AT		6,7	15,2	11,7	7,6	5,2	24,5
MT		30,7	10,7	11,1	10,1	9,8	31,0
CAPEX Específico E-REDES	**(1-2)**	**76,5**	**81,8**	**94,6**	**103,1**	**112,6**	**310,3**

Nota: custos primários

Tal como no PDIRD-E 2020, prevê-se uma subida dos valores de CAPEX médios anuais no período 2023-2025, em comparação com os anos de 2021 e 2022, conforme apresentado na figura seguinte (Figura 6.4).

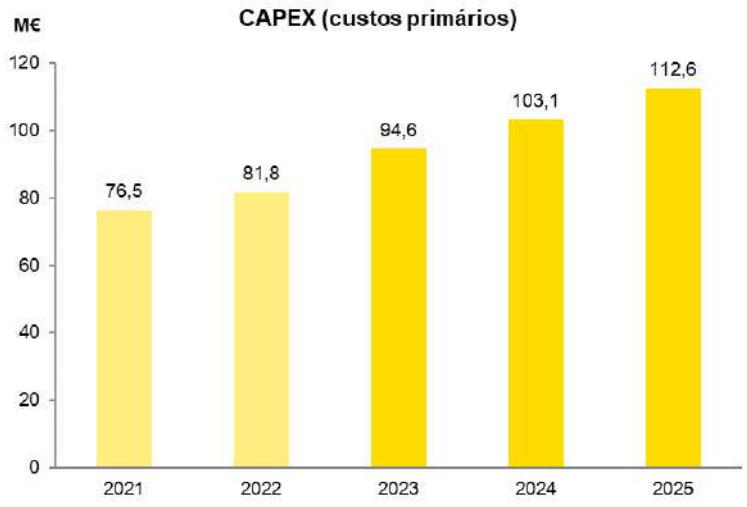


Figura 6.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2021-2025.

Também ao nível do peso do investimento específico na energia distribuída se continua a prever uma subida no período 2023-2025, quando comparado com os anos de 2021 e 2022 (Figura 6.5:).

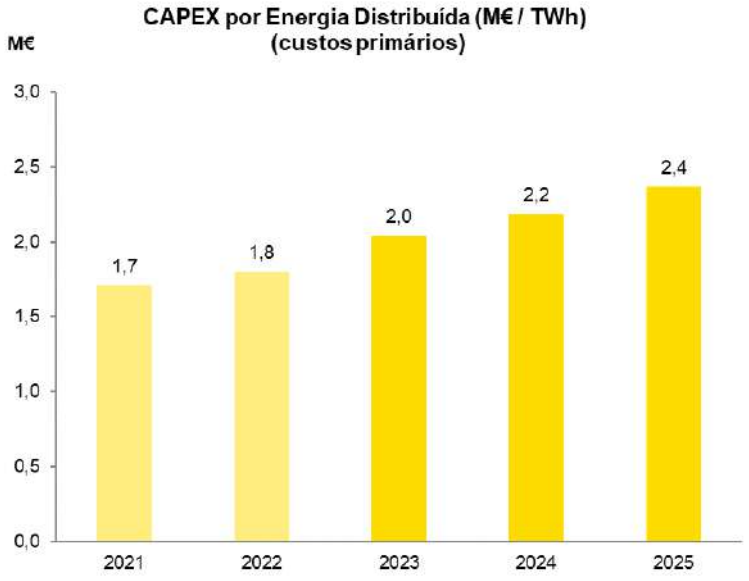


Figura 6.5: Evolução do investimento médio por TWh no período 2021-2025

Investimento Não Específico

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rubricas 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 (de acordo com a chave de repartição referida no capítulo 6.2), incluindo a atualização dos anos 2023-2025, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

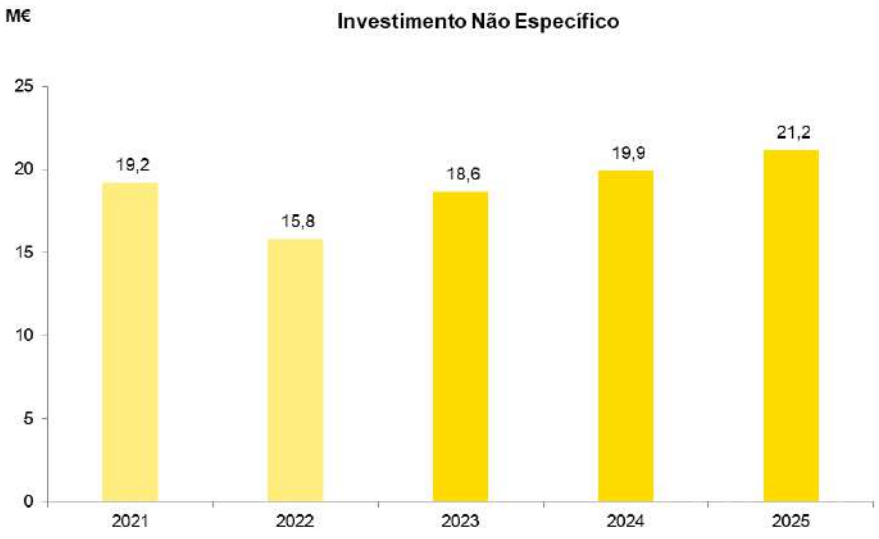


Figura 6.6: Investimento não específico a custos primários (M€)

O aumento do investimento a partir de 2023 está relacionado com a implementação do roadmap tecnológico, aceleração digital, evolução da arquitetura de sistemas críticos, ajuste na capacidade das equipas de produto, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

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.

Na Tabela 6.5 , apresentam-se os valores totais de investimento para a rede AT/MT, com os anos 2023-2025 propostos nesta atualização:

Tabela 6.5 Investimento Total a custos totais no período 2021-2025 (M€).

Valores em milhões de euros	PDIRD 2021-25					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Investimento Custos Primários	**133,1**	**123,5**	**136,1**	**140,8**	**148,7**	**425,6**
Investimento Específico	113,9	107,7	117,4	120,8	127,5	365,8
Investimento Não Específico	19,2	15,8	18,6	19,9	21,2	59,8
Encargos Diretos	**35,8**	**36,9**	**32,8**	**31,2**	**31,7**	**95,7**
Investimento Específico	32,9	34,2	31,0	29,5	30,1	90,6
Investimento Não Específico	2,9	2,7	1,9	1,7	1,6	5,2
Encargos Transversais	**8,7**	**6,4**	**8,0**	**7,6**	**7,7**	**23,2**
Investimento Específico	8,0	5,9	7,5	7,1	7,3	22,0
Investimento Não Específico	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	1,3
Encargos Financeiros	**1,0**	**1,3**	**1,8**	**1,8**	**1,8**	**5,3**
Investimento Específico	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	4,9
Investimento Não Específico	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,4
Investimento Custos Totais	**178,7**	**168,0**	**178,6**	**181,3**	**189,9**	**549,8**
Investimento Específico	155,7	148,8	157,5	159,1	166,6	483,2
Investimento Não Específico	22,9	19,2	21,1	22,2	23,3	66,6

Na Tabela 6.6 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o investimento proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 6.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais, no período 2021-2025 (M€).

Investimento por Natureza (milhões de euros)		PDIRD 2021-2025					Total
		2021	2022	2023	2024	2025	2023 - 2025
Investimento Obrigatório		**19,0**	**19,2**	**23,1**	**22,6**	**23,9**	**69,6**
AT		5,2	4,6	4,8	4,6	4,8	14,2
MT		13,8	14,6	18,3	17,9	19,1	55,4
Investimento Iniciativa da Empresa		**94,8**	**88,5**	**94,3**	**98,3**	**103,6**	**296,2**
AT		34,4	12,5	10,8	11,0	12,6	34,3
MT		60,4	76,0	83,6	87,3	91,1	261,9
Total Realização Inv. Específico	**(1)**	**113,9**	**107,7**	**117,4**	**120,8**	**127,5**	**365,8**
Comp. Financeiras AT + MT	**(2)**	**37,4**	**25,9**	**22,8**	**17,7**	**15,0**	**55,5**
AT		6,7	15,2	11,7	7,6	5,2	24,5
MT		30,7	10,7	11,1	10,1	9,8	31,0
CAPEX Inv. Específico	**(1-2)**	**76,5**	**81,8**	**94,6**	**103,1**	**112,6**	**310,3**
Investimento Não Específico	**(4)**	**19,2**	**15,8**	**18,6**	**19,9**	**21,2**	**59,8**
AT		6,2	5,4	6,0	6,4	6,8	19,3
MT		13,0	10,5	12,6	13,5	14,4	40,5
CAPEX Total (custos primários)	**(1-2+4)**	**95,7**	**97,6**	**113,3**	**123,1**	**133,8**	**370,1**
Encargos Directos	**(5)**	**35,8**	**36,9**	**32,8**	**31,2**	**31,7**	**95,7**
AT		5,2	5,6	3,7	3,5	3,7	10,9
MT		30,6	31,3	29,1	27,7	28,0	84,8
Encargos Transversais	**(6)**	**8,7**	**6,4**	**8,0**	**7,6**	**7,7**	**23,2**
AT		1,3	1,0	0,9	0,8	0,9	2,7
MT		7,4	5,4	7,1	6,7	6,8	20,6
Encargos Financeiros	**(7)**	**1,0**	**1,3**	**1,8**	**1,8**	**1,8**	**5,3**
AT		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	1,0
MT		0,8	1,0	1,4	1,4	1,4	4,3
Encargos Totais	**(5+6+7)**	**45,6**	**44,5**	**42,5**	**40,5**	**41,2**	**124,2**
CAPEX Total AT		45,8	14,0	14,8	19,1	24,0	57,9
CAPEX Total MT		95,5	128,0	141,0	144,4	150,9	436,4
CAPEX Total (custos totais)	**(1-2+4+5+6+7)**	**141,3**	**142,1**	**155,8**	**163,6**	**174,9**	**494,3**
Investimento Total (custos totais)	**(1+4+5+6+7)**	**178,7**	**168,0**	**178,6**	**181,3**	**189,9**	**549,8**

Tal como referido no ponto 1.1, nesta atualização foram mantidos os valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020, estando por isso também concordantes com os valores anuais de investimento apresentados no PDIRD-E 2020. Como tal, o investimento total a custos totais dos anos atualizados neste documento (2023-2025) perfaz um total de 550 M€.

Análise de impactes nos proveitos

A ERSE no Parecer à Proposta de "PDIRD-E 2020 – Atualização 2022" avaliou o impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E 2020, comparando-a com a evolução do ativo líquido a remunerar do PDIRD-E 2020 aprovado.

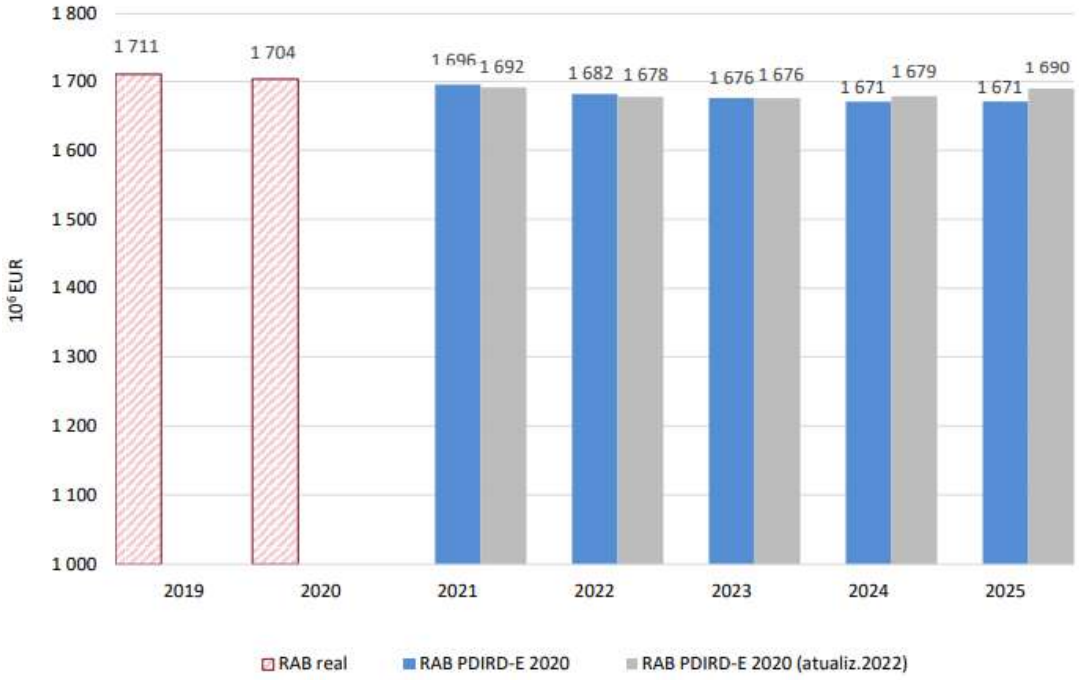


Figura 6.7: Ativo líquido a remunerar (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020 Atualização, ERSE, janeiro 2023).

Concluiu que a proposta de atualização do PDIRD-E 2020 resulta em valores estimados de ativo líquido a remunerar em linha com os do PDIRD-E 2020 aprovado, e portanto o impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 não diverge materialmente do estimado para o PDIRD-E 2020 aprovado.

Nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020 a E-REDES mantém o investimento que estava previsto na proposta de atualização, garantindo assim o mesmo impacte económico já previsto na proposta inicial desta atualização.

E-REDES
Distribuição de Eletricidade

PDIRD-E 2020

Atualização 2023-2025
proposta final

Anexos

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição

Página em branco

ANEXO A – PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Anexo A.1 – Previsão da Procura de Eletricidade 2022-2027

Anexo A.2 – Previsão da Procura de Eletricidade 2023-2027

Página em branco

ANEXO A.1 – PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2022-2027

Página em branco

PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

2022-2027

Junho de 2022

Índice

1. Consumo de eletricidade 3
2. Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade 4
   2.1. Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos 4
   2.2. Efeitos de temperatura 9
   2.3. Efeitos de calendário 10
   2.4. Medidas de eficiência energética 11
   2.5. Veículos Elétricos 13
   2.5.1 Projeções do número de veículos elétricos 14
   2.5.2 Projeções de consumo associado aos veículos elétricos 15
   2.5.3 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento 16
   2.6 Autoconsumo 17
   2.7 Instalação de LED no segmento IP 19
3 Previsão da procura de eletricidade 20
   3.1 Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição 20
   3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição 21
4 Comparação das projeções da procura de eletricidade com os dados reais observados 23
5 Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição 25
   Cenário Central 25
   Cenário Inferior 26
   Cenário Superior 27
6 Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional 28
7 Ponta máxima na RND 31
   7.1 Evolução histórica e projeções 31
   Cenário Central 32
   Cenário Inferior 33
   Cenário Superior 33

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 abril de 2022, 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 percetível 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.

O modelo desenvolvido foi sujeito a um parecer independente do Gabinete de Estatística, Modelação e Aplicações Computacionais (GEMAC) da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, relativamente ao qual obteve uma avaliação bastante positiva.

À semelhança dos últimos anos, as previsões de consumo foram baseadas em modelos matemáticos elaborados para a procura dirigida à Rede de Distribuição, desagregada por segmento — Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE), Baixa Tensão Normal (BTN) e Iluminação Pública (IP). Convém, contudo, realçar o contexto de significativa incerteza em que estas previsões foram efetuadas. Com efeito, o conflito na Ucrânia, as atuais tensões inflacionistas ou a evolução futura da situação pandémica de COVID-19 dificultam a definição de pressupostos que permitam sustentar uma previsão com a robustez desejável.

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 evolução do segmento em estudo)
- Efeitos de temperatura
- Efeitos de calendário
- Inércia de consumo (comportamental e térmica)
- Medidas de eficiência energética
- Consumo de veículos elétricos
- Autoconsumo
- Instalação de LED no segmento IP

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 segmento que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o comportamento do consumo da eletricidade para os segmentos Muito Alta Tensão (MAT), 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 2021 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, apresentadas pela Comissão Europeia (CE) para os anos de 2022 e 2023 e a média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas para os restantes anos, 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 (%)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MFAP - Ministério das Finanças	5,0	3,3	2,6	2,6	2,6	-
BdP - Banco de Portugal	4,9	2,9	2,0	-	-	-
CE - Comissão Europeia	5,8	2,7	-	-	-	-
OCDE	5,8	2,8	-	-		-
FMI	4,0	2,1	2,4	2,2	1,9	1,9

Tabela 2.1.1

Projeções da taxa de variação do Consumo Privado por fonte

Taxa variação Consumo Privado (%)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MFAP - Ministério das Finanças	4,3	2,1	1,9	2,0	1,9	-
BdP - Banco de Portugal	3,6	1,9	1,6	-	-	-
CE - Comissão Europeia	4,6	2,3	-	-	-	-
OCDE	4,6	1,9	-	-		-
FMI	-	-	-	-	-	-

Tabela 2.1.2

Fontes:
MFAP - Programa de Estabilidade 2022-2026, março 2022
BdP - Boletim económico, março 2022
CE - Spring 2022 Economic Forecast, maio 2022
OCDE - Economic Outlook, dezembro 2021
FMI WEO – World Economic Outlook, abril 2022

Da análise das projeções efetuadas, optou-se por manter constante o valor da projeção para o ano relativamente ao qual não se dispõe de informação.

Evolução prevista para as variáveis que determinam a tendência

Taxas de crescimento previstas (%)

Anos	PIB	Consumo Privado
2022	5,8	4,6
2023	2,7	2,3
2024	2,3	1,8
2025	2,4	2,0
2026	2,2	1,9
2027	1,9	1,9

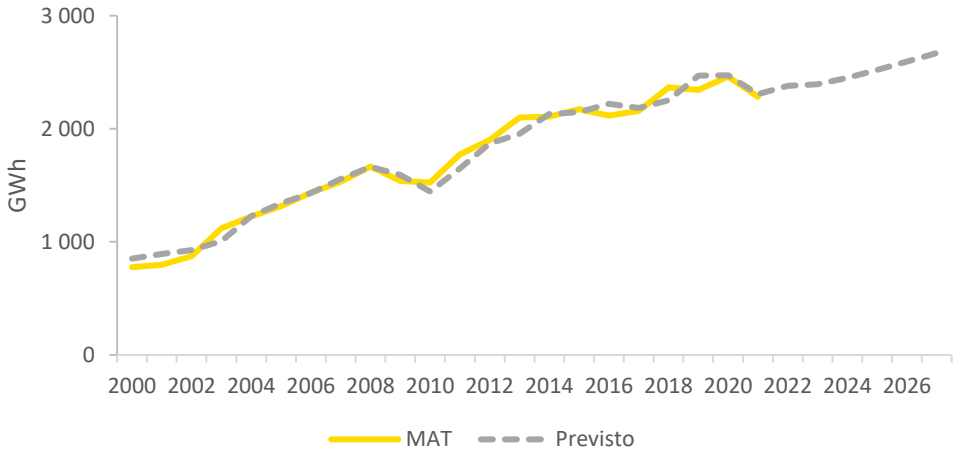
Tabela 2.1.3

Os modelos apresentados abaixo permitem observar o comportamento dos segmentos MAT, 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 MAT

$\widehat{MAT} = -603{,}764 + 0{,}005\ PIB_{a-1} + 0{,}935\ MAT_{a-1} - 201{,}99\ D_1$

$R^2 \approx 0{,}987$



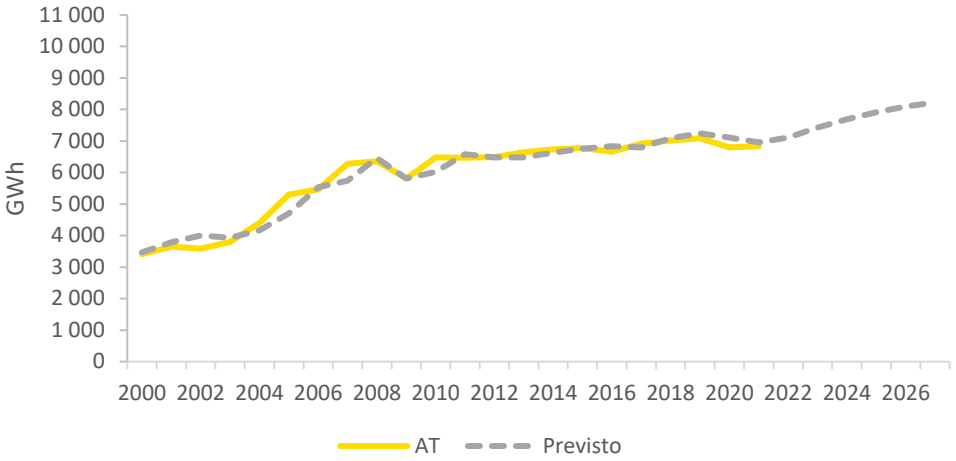
onde

- PIB_{a-1} – *PIB referente ao ano anterior ao ano "a";*
- MAT_{a-1} - *consumo MAT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2009; 2010; 2021\}; 0, caso\ contrário;$

Modelo AT

$$\widehat{AT} = -1270{,}37 + 0{,}012\ PIB + 0{,}887\ AT_{a-1} + 639{,}63\ D_1 - 660{,}23\ D_2$$

$$R^2 \approx 0{,}982$$



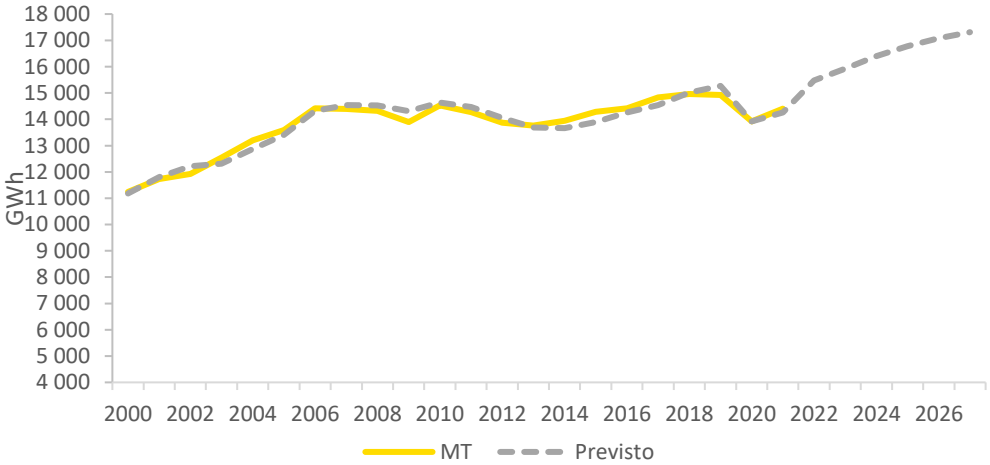
onde

- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- AT_{a-1} *- consumo AT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = 1992; 0, caso\ contrário;$
- $D_2 = 1\ se\ a = 2009; 0, caso\ contrário.$

Modelo MT

$$\widehat{MT} = -1916{,}927 + 0{,}031\ PIB + 0{,}751\ MT_{a-1} + 533{,}272\ D_1 - 817{,}757\ C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0{,}994$$



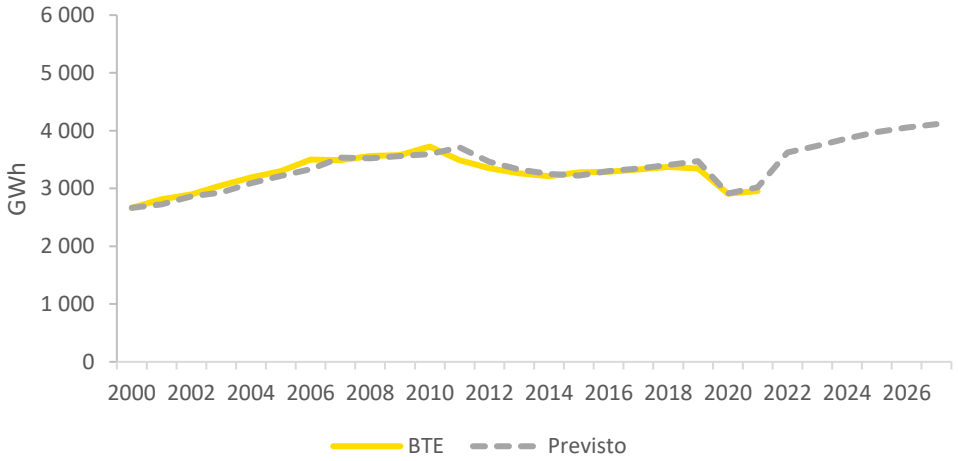
onde

- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- MT_{a-1} *- consumo MT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2006; 2010; 2011\};\ 0, caso\ contrário.$
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2020\};\ 0, caso\ contrário.$

Modelo BTE

$$\widehat{BTE} = -542{,}637 + 0{,}005\ PIB + 0{,}898\ BTE_{a-1} + 1199{,}899\ D_1 - 452{,}008\ C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0{,}996$$



onde

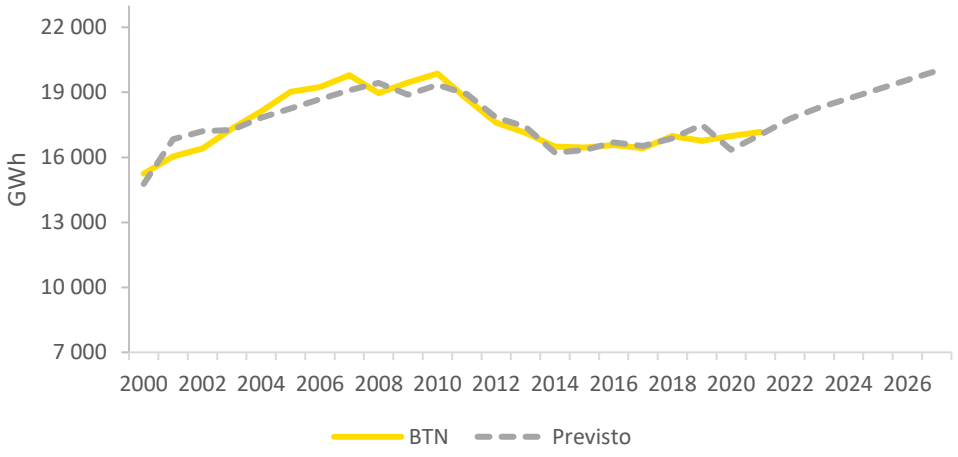
- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- BTE_{a-1} - *consumo BTE referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2000\};\ 0, caso\ contrário;$
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2020\};\ 0, caso\ contrário.$

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.

Modelo BTN

$$\widehat{BTN} = -317{,}304 + 0{,}124\ CP + 0{,}245\ BTN_{a-1} - 1391{,}907\ D_1 - 1974{,}162\ D_2 - 6381{,}622\ D_3$$

$$R^2 \approx 0{,}989$$



onde

- CP – *consumo privado referente ao ano "a";*
- BTN_{a-1} - *consumo BTN referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2015; 2016\};\ 0, caso\ contrário;$
- $D_2 = 1\ se\ a = \{2017; \ldots; 2021\};\ 0, caso\ contrário;$
- $D_3 = 1\ se\ a = \{1994; \ldots; 1999\};\ 0, caso\ contrário.$

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

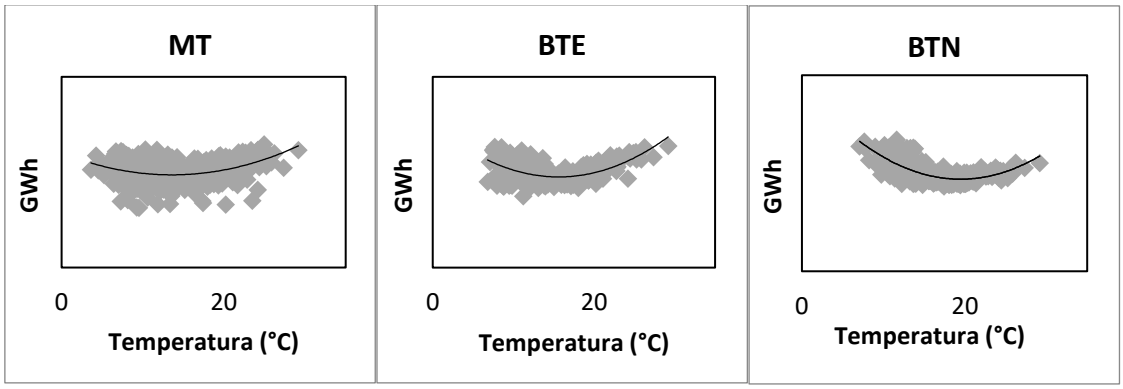


Figura 2.2.1

Pode verificar-se que os segmentos 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 47 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

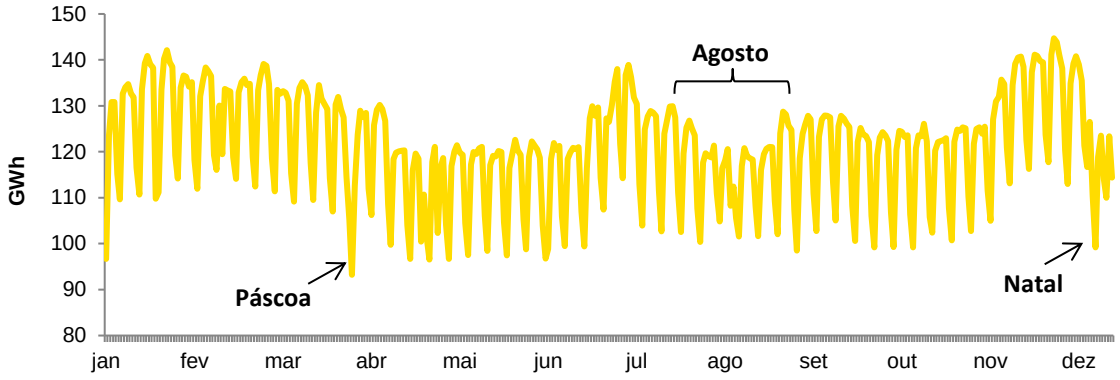


Gráfico 2.3.1

Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um mês

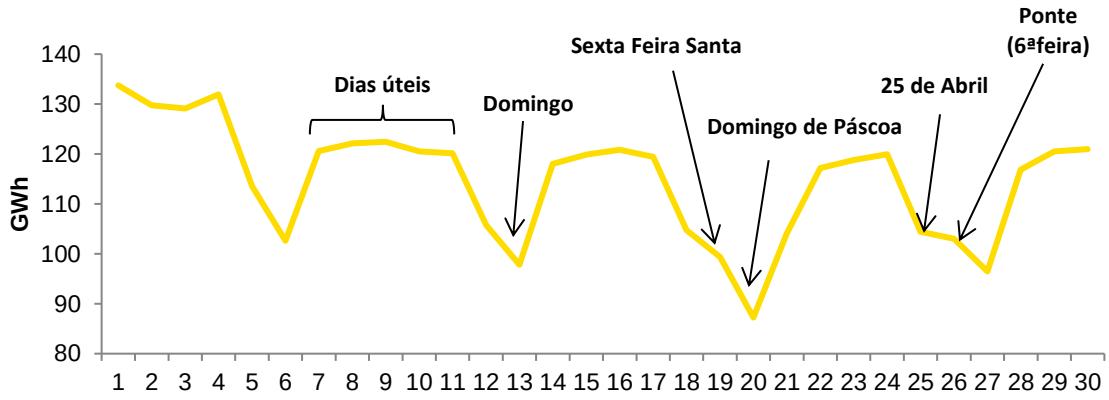


Gráfico 2.3.2

2.4. Medidas de eficiência energética

Nos últimos anos temos assistido a mudanças climáticas a um ritmo mais acelerado, que têm consequências profundas e transversais para toda a sociedade. Tomando consciência da necessidade de implementação de mudanças na forma como utilizamos a energia, em 2018 a União Europeia estabeleceu um novo pacote energético europeu, designado por "Pacote de Inverno - Energia Limpa para Todos", definindo metas de eficiência energética para 2030. Este pacote compreende:

- a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de

2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;
- o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

O Regulamento (UE) 2018/1999 estabelece que todos os Estados Membros devem elaborar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC), com uma perspetiva de médio prazo (horizonte 2021-2030). Em Portugal, no início de 2019, o PNEC foi apresentado, e foi promovido um debate público descentralizado. A versão consolidada, com os contributos recolhidos da consulta pública, foi já enviada para a Comissão Europeia, em 2019. O PNEC é o principal instrumento de política energética, sendo que fixa uma meta de 35% para eficiência energética, para o ano 2030. Esta meta é mais ambiciosa que a definida pela Diretiva (EU)2018/2002, ao ser fixada em 2.5 pontos percentuais acima da correspondente na referida Diretiva.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) tem nas suas competências a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, tendo publicado o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2021 (RMSA-E 2021), o qual incorpora, na elaboração dos cenários e pressupostos, as linhas de orientação de política energética.

A adoção de programas estruturados e medidas com vista à eficiência energética, bem como uma crescente consciencialização dos consumidores para esta temática e sua relação com os problemas da sustentabilidade ambiental, é uma das macrotendências de futuro. Assim esta tendência terá um impacto no consumo de eletricidade, através dos comportamentos e escolhas cada vez mais eficientes e sustentáveis por parte dos consumidores. De salientar, que o estudo de cenarização dos pressupostos da DGEG, só considera o cenário de evolução das poupanças de energia. Na Tabela 2.4.1 apresentam-se os valores acumulados de poupança, em GWh, apresentados no RMSA-E 2021.

As poupanças de eletricidade previstas no RMSA-E 2021, para o período 2021-2030, têm em conta a meta de poupanças no âmbito da Diretiva para a eficiência energética. As estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2017-2019 nos setores da indústria, doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, com esforço de poupança sobre a eletricidade igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Poupanças associadas às medidas de eficiência energética

RMSA E-2021	2021-2030	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
GWh	1410	1130

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2021

Tabela 2.4.1

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas nos últimos anos, os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito das medidas de eficiência energética para o período de previsão.
Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, são promovidas iniciativas de eficiência energética, direcionadas a segmentos específicos, nomeadamente, a Iluminação Pública (IP).

2.5. Veículos Elétricos

A evolução do consumo de eletricidade nos anos mais recentes beneficiou do impacto do consumo associado à utilização de veículos elétricos. No cálculo das previsões de consumo está incluído o consumo resultante de veículos elétricos (VE), tendo por base o histórico de consumos desde 2013, que se encontra ilustrado na tabela que se segue.

Consumo de veículos elétricos

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2013	1,5
2014	1,9
2015	4,0
2016	8,5
2017	26,0
2018	63,7
2019	107,9
2020	149,1
2021	210,7

Fonte: Estimativas E-REDES considerando o número de VE em Portugal (EAFO), 2022

Tabela 2.5.1

2.5.1 Projeções do número de veículos elétricos

Os quadros em baixo retratam a melhor estimativa dos números de veículos elétricos plug-in ligeiros e autocarros em Portugal nos últimos anos, bem como a projeção anual até 2027, tendo sido utilizado o cenário contante no RMSA (cenário central conservador).

Número de Veículos Elétricos Plug-In Ligeiros em Portugal

Ano	Ligeiros Passageiros 100% Elétricos	Ligeiros Passageiros Híbridos Plug-In	Ligeiros Comerciais 100% Elétricos	Total
2019	16.913	15.458	916	33.287
2020	29.800	25.500	1.800	57.100
2021	45.500	33.000	5.000	83.500
2022	64.000	43.000	8.500	115.500
2023	87.000	55.000	13.000	155.000
2024	115.500	71.000	18.000	204.500
2025	149.000	89.000	25.000	263.000
2026	200.000	110.000	34.000	344.000
2027	265.000	132.500	44.000	441.500

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2021

Tabela 2.5.1.1

Número de Autocarros Elétricos em Portugal

Ano	Autocarros Elétricos Plug-In
2019	66
2020	83
2021	103
2022	131
2023	168
2024	206
2025	253
2026	331
2027	418

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2021

Tabela 2.5.1.2

2.5.2 Projeções de consumo associado aos veículos elétricos

Na tabela que se segue são apresentados os valores considerados na análise do consumo de veículos elétricos, que foram incorporados no cenário superior. Para a realização de projeções da evolução do consumo de energia elétrica proveniente da eletrificação dos transportes, foi considerado o cenário constante no RMSA E-2021 (DGEG), na medida em que em que tem em consideração orientações de política energética nacional.

Consumo de veículos elétricos verificado e respetiva previsão

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2022	218
2023	307
2024	419
2025	561
2026	770
2027	1.031

Fonte: Dados e estimativas cenário central conservador DGEG - RMSA-E 2021

Tabela 2.5.2.1

2.5.3 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento

Para além das projeções do aumento de consumo associado à mobilidade elétrica, é importante distribuir este consumo pelos diversos segmentos: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT).

Esta distribuição revela-se importante, uma vez que tanto os Postos de Carregamento de Veículos Elétricos (PCVE) Rápidos como os *Hubs* de carregamento (locais específicos com vários PCVE) são instalações normalmente alimentadas em MT.

Assim, para a distribuição do consumo, foram utilizadas as seguintes informações/pressupostos:

1. Todo o consumo associado aos Autocarros Elétricos é atribuído à MT. Isto deve-se ao facto de estes necessitarem de baterias com grande capacidade, e, portanto, necessitam de ser recarregados com recurso a PCVE de grande potência (2019 EV Outlook – IEA). Para além disso, é provável que o local de carregamento destes veículos seja utilizado para carregar mais do que um em simultâneo, aumentando a potência necessária da instalação para níveis típicos de ligações MT.
2. Relativamente ao consumo dos veículos elétricos ligeiros, considerou-se que 69% dos carregamentos é doméstico, 21% no local de trabalho e os restantes 10% em PCVE acessíveis ao público (Impacts on Grid Integration Electric Vehicles – INESC).
3. Considerou-se que todos os carregamentos domésticos seriam atribuídos como BTN. Isto deve-se ao facto de a grande maioria dos clientes residenciais estarem associados à topologia de fornecimento em BTN.
4. Relativamente aos carregamentos no local de trabalho, considerou-se que seriam atribuídos tanto à topologia BTE como MT. Isto porque grande parte dos clientes empresariais têm ligações BTE e MT. Quanto à divisão entre estas topologias, foi utilizada a atual proporção clientes BTE/MT, isto é, 60%/40% (E-REDES, maio 2022).
5. Para o consumo relativo aos PCVE de acesso público, considerou-se que este seria equitativamente distribuído entre carregamento lento e rápido (5% para cada). Os PCVE lentos seriam atribuídos como BTN, uma vez que a grande maioria destes postos atualmente ligado à rede de distribuição é nesta tipologia.

Quanto aos PCVE rápidos ligados atualmente à rede de distribuição, estão ligados em BTE/MT na proporção 39%/61%, pelo que o consumo associado a estes PCVE seria distribuído por ambas as topologias na mesma proporção (Dados MOBI.E – maio 2022).

Tendo isto em consideração, apresenta-se de seguida a distribuição do consumo pelas tipologias BTN, BTE e MT, para cada um dos cenários obtidos:

Ano	Consumo BTN (GWh)	Consumo BTE (GWh)	Consumo MT (GWh)
2022	66,21	68,82	83,17
2023	92,68	96,88	117,44
2024	125,99	132,45	160,56
2025	168,21	177,56	215,23
2026	230,82	234,74	295,45
2027	309,17	326,30	395,53

Tabela 2.5.3.1

2.6 Autoconsumo

Analisando a evolução do autoconsumo entre 2005 e 2027 (Figura 2.1.6), é possível observar uma quebra significativa na evolução desta produção até 2009, refletindo ainda o impacto da adesão à Portaria 399/2002 de um conjunto significativo de empresas com cogeração que, desta forma, passaram a injetar toda a sua produção na rede a uma tarifa bonificada (feed-in-tariff), consumindo depois a partir desta a energia necessária à sua atividade. Após a saturação do número adicional de cogeradores em condições de aderir à referida Portaria, o autoconsumo apresenta uma relativa estabilização entre 2009 e 2014.

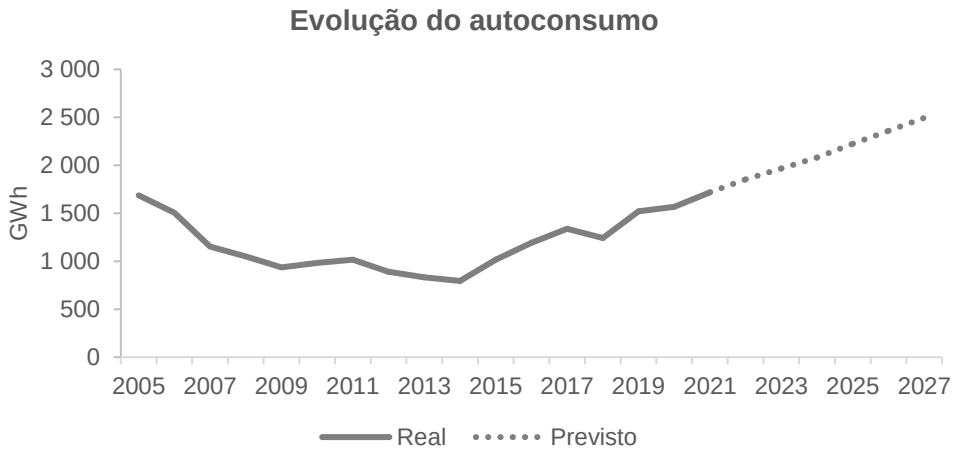
Adicionalmente, no âmbito do Decreto-Lei nº 153/2014 e as Portarias nº 14 e 15/2015 de 23 de janeiro, é estabelecido o regime jurídico para produção a partir de energias renováveis ou não renováveis destinadas ao autoconsumo na instalação de utilização associada à unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP (UPAC – unidade de produção para autoconsumo) e para produção a partir de energias renováveis, vendida na sua totalidade à RESP, baseado numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW (UPP – Unidade de Pequena Produção).

Mais recentemente, o decreto-lei nº 162/2019 estabelece um novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável. Enquanto até agora apenas era permitido o Autoconsumo Individual, este novo regime jurídico introduz o conceito de Autoconsumo Coletivo, permitindo que os consumidores se agrupem com o objetivo de partilhar a mesma unidade de produção de energia, cuja produção é repartida pelas várias instalações consumidoras que a compõe. Também irá permitir que os consumidores e outros participantes de projetos de energia renovável constituam Comunidades de Energia para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

Em adição, o novo regime determina que os valores de consumo requisitado à Rede e o valor de energia excedente seja obtido através do saldo quarto-horário, ou seja, a produção deixa de ter de ocorrer simultaneamente com o consumo, bastando que ocorra dentro do mesmo quarto-hora para que reduza o seu consumo. Estas alterações potenciam uma maior implementação de novas instalações de produção de energia renovável para o autoconsumo, tendo em vista a concretização nacional de metas definidas no âmbito do Plano de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente atingir uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis em 2030.

Para o período de previsão estima-se um crescimento desta produção, em linha com a variação prevista no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2022-2040 (RMSA-E 2021).

O gráfico que se segue ilustra a evolução atrás descrita, quer observada, quer prevista.



Fonte: Dados reais e projeções DGEG, junho 2021

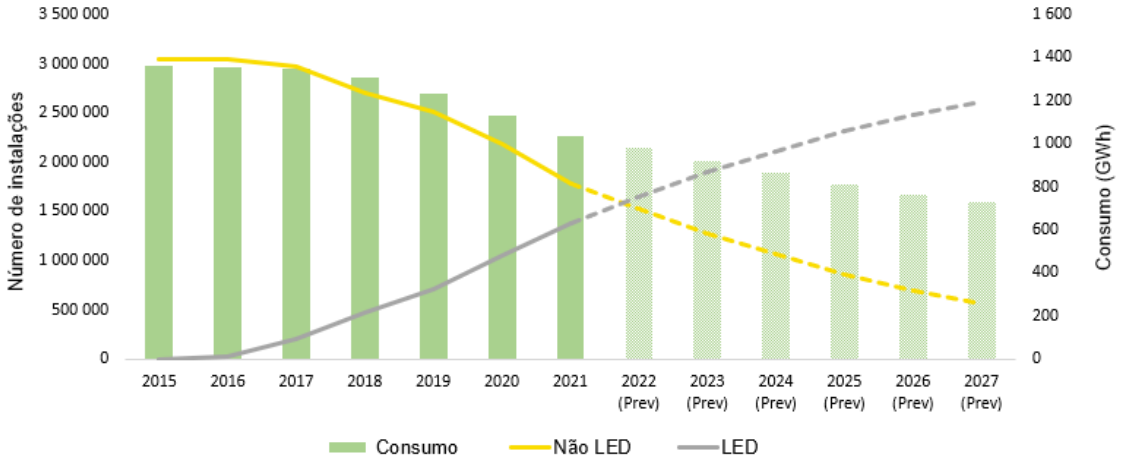
Figura 2.6.1

Aplicando a estimativa acima à previsão de consumo apresentada no capítulo 5, estima-se que o peso do autoconsumo relativamente à energia distribuída projetada no cenário central se situe em 4,9% no horizonte 2027.

2.7 Instalação de LED no segmento IP

Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, foram levadas a cabo iniciativas de eficiência energética direcionadas a segmentos específicos. Neste particular, a iniciativa da Empresa em promover a substituição por luminárias de tipo LED em Iluminação Pública, traduz uma opção de investimento na modernização da rede, que simultaneamente contribui para a criação de valor e sustentabilidade do negócio da Empresa, e responde a preocupações de eficiência energética e ambiental. A figura seguinte ilustra a evolução da substituição do parque IP por luminárias LED desde 2015 até ao final do atual horizonte de previsão bem como a evolução dos consumos deste segmento para o mesmo período. Como se pode verificar, a substituição para luminárias LED começou a intensificar-se em 2018, ano em que se começa a verificar uma queda maior no consumo deste segmento. Esta tendência manteve-se nos anos seguintes, sendo possível observar que, em 2021, 44% do parque IP tinha LED instalados. Para o período de previsão prevê-se a continuação desta tendência, atingindo-se em 2023 60% de LED instalados.

Evolução do Consumo IP VS substituição do parque IP por LED



Fonte: Estimativas E-REDES, 2022

Figura 2.7.1

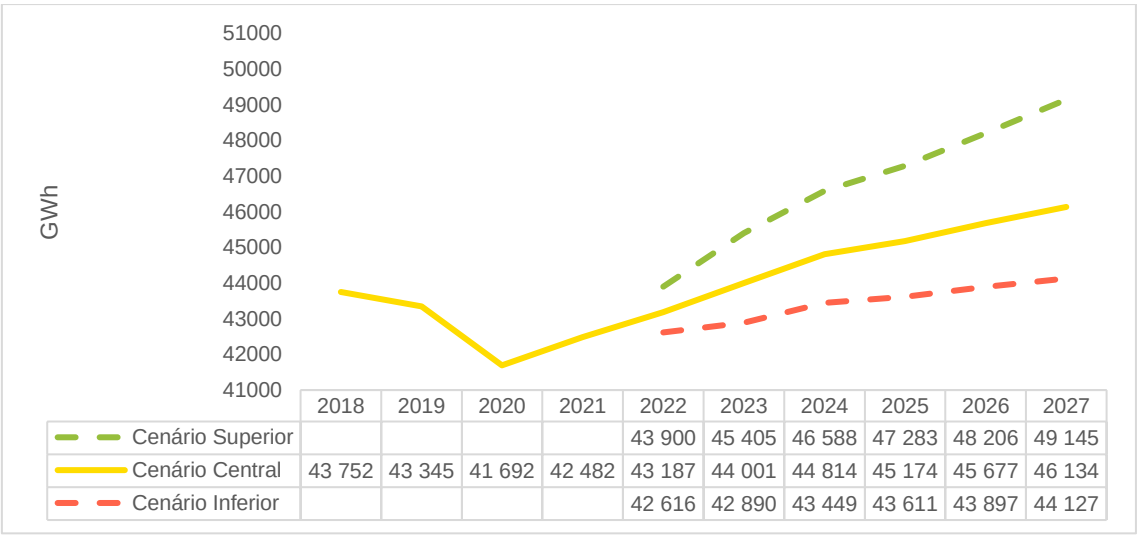
3 Previsão da procura de eletricidade

Após a estimação da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se 3 cenários possíveis. Desta forma, o cenário central assumiu-se como sendo a melhor estimativa de cada um dos modelos matemáticos construídos, sendo que, para determinar os cenários superior e inferior foi calculado um intervalo de previsão a 95% da estimativa integrada no cenário central, através de uma abordagem não paramétrica. Assumindo que os padrões de temperatura são estáveis a longo prazo, isto é, expurgando o efeito de alterações climáticas, foi aplicado o método *bootstrap* para o cálculo do intervalo de confiança, que envolve a amostragem aleatória dos resíduos dos dados históricos. Dada a importância de preservar quaisquer padrões sazonais ou tendências, bem como a correlação temporal inerente, utilizou-se o método *bootstrap sazonal duplo por blocos*, que respeita as sazonalidades diária e anual da série temporal.

3.1 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 mencionados. Estes valores consideram os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui a projeção de consumo dos veículos elétricos no cenário superior.

Energia distribuída na rede nacional de distribuição (sem considerar consumo MAT)



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior					43 900	45 405	46 588	47 283	48 206	49 145
Cenário Central	43 752	43 345	41 692	42 482	43 187	44 001	44 814	45 174	45 677	46 134
Cenário Inferior					42 616	42 890	43 449	43 611	43 897	44 127

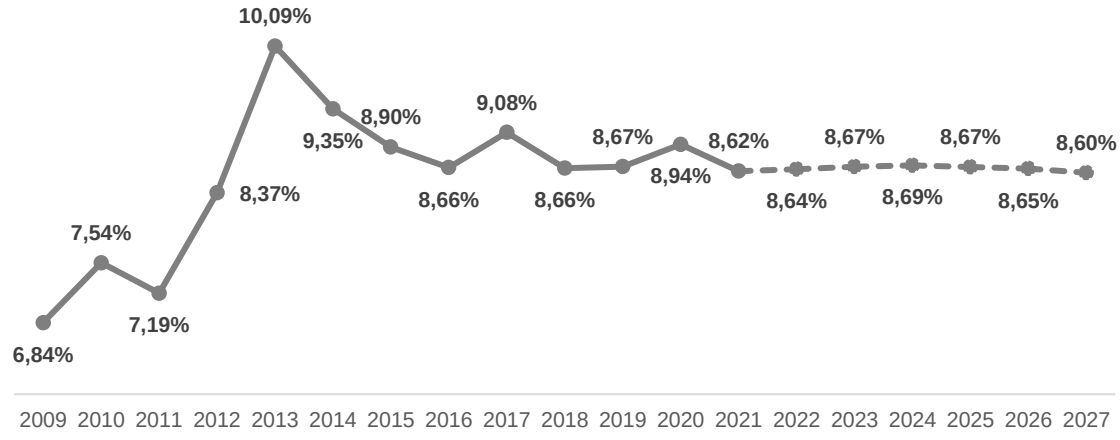
Fontes: Dados de 2018 a 2021 Balanço Energético Contabilístico, 2022-2027: Estimativas E-Redes

Gráfico 3.1

3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição

A figura seguinte ilustra a evolução real e prevista da taxa de perdas de distribuição desde 2009 até ao final do atual horizonte de previsão. Como se pode verificar, o período 2011-2013 foi caracterizado por um aumento significativo da taxa de perdas que, consequência da grave recessão económica que o país então atravessava, estará associado a um acréscimo do recurso à fraude e furto de energia. Desde então, a E-REDES reforçou as medidas de combate à fraude, com a criação de uma área dedicada à garantia de receita/combate à fraude, apostando no recurso a técnicas e ferramentas de análise de dados em articulação com a criação do Centro de Supervisão para gestão e otimização das operações no terreno. Resultado da estratégia adotada, verificou-se uma descida significativa nas perdas reportadas contabilisticamente, entre 2013 e 2019. Em 2020, por força do contexto da pandemia, observou-se a uma quebra significativa do peso do consumo nos níveis de tensão mais elevados na estrutura da energia saída da rede de distribuição, o que associado a efeitos contabilísticos contribuiu para o acréscimo na taxa de perdas reportada. No ano de 2021, a inversão dos efeitos contabilísticos que afetaram o ano anterior, associado ao aumento do consumo mais do que compensaram alguma retoma do peso do consumo não BTN, contribuindo deste modo para a redução das perdas contabilizadas nesse ano (8,62%).

Evolução das perdas* na Rede de Distribuição



* Perdas em % com referência à Energia Entrada

Gráfico 3.2.1

Para que se possa compreender as razões por detrás desta projeção, é necessário decompor a evolução das perdas globais entre a componente técnica e a que resulta de fatores de índole comercial. De realçar que para esta desagregação foram expurgados efeitos contabilísticos que de outra forma poderiam contaminar a análise pretendida.
No caso das perdas técnicas, foram identificados dois efeitos que determinam a evolução global desta componente:

- **efeito A-**: o forte crescimento que se projeta para a geração distribuída no horizonte 2025 (+4,2 GW de potência instalada), repartido entre a rede AT (41%) e MT (59%), deverá conduzir a um aumento expressivo na componente de perdas técnicas. Na estimativa do efeito A- para os anos 2026 e 2027 foi aplicada a taxa de crescimento reportada no documento do RMSA (cenário central conservador) para a previsão de capacidade instalada do período 2025-2030. Assumindo os resultados do estudo do INESC TEC sobre o impacto da geração distribuída nas perdas na rede, estima-se um agravamento das perdas técnicas associadas ao efeito A- em 0,56 p.p. entre 2022 e 2027. De realçar que para esta projeção consideraram-se os resultados dos estudos do INESC TEC sobre o impacto da geração distribuída na rede AT (já apresentado à ERSE) e na rede MT. As conclusões do estudo sobre o impacto da produção distribuída na rede MT foram semelhantes às obtidas para a rede AT, sendo o impacto ligeiramente inferior;
- **parcela outros**, relativa essencialmente às perdas nas linhas e nos transformadores. De notar que o aumento da geração distribuída referido no ponto anterior contribuirá para o decréscimo desta parcela, na medida em que associado a esse aumento ocorrerá uma redução da energia solicitada a montante do sistema. Por outro lado, a evolução desta componente reflete também, entre outros efeitos, a composição por nível de tensão subjacente às projeções globais de procura de eletricidade, com o acréscimo do peso do consumo não BT a contribuir para a redução de perdas técnicas.

Entre 2022 e 2024, resultado de um contexto de inflação - após 2 anos de pandemia - e da incerteza associado ao conflito na Ucrânia, perspetiva-se um agravamento acentuado das perdas comerciais, atenuado apenas pelas operações de combate à fraude e atividade associada ao roll-out das redes inteligentes. Esta subida das perdas comerciais constitui um desafio para o período de 2025-2027, uma vez que o valor base de partida será maior.

De salientar a redução perspetivada no efeito do A- do ano 2022 face aos restantes, associado ao facto do corrente ano já contar com dados de 4 meses reais onde este efeito foi reduzido.

A figura seguinte ilustra a decomposição das perdas globais, líquidas de efeitos contabilísticos, entre a parcela técnica e comercial. Importa realçar que esta repartição resulta de estimativas teóricas da E-REDES com base num modelo de perdas interno cuja componente de perdas técnicas foi alvo de certificação pelo INESC-ID/IST.

Evolução das perdas técnicas e comerciais previsionais*

* Perdas em % com referência à Energia Entrada

* A energia recuperada de fraude respeitante a consumos ocorridos no próprio ano civil, embora conste no Balanço Energético da Empresa, não foi faturada pelo processo comercial, encontrando-se por isso refletida na componente de perdas comerciais deste gráfico.

Gráfico 3.2.2

4 Comparação das projeções da procura de eletricidade com os dados reais observados

A energia saída da rede da E-REDES no ano de 2021 situou-se 0,8% abaixo da previsão realizada no final do ano de 2020. Corrigindo os valores verificados do impacto das condições de temperatura registadas após a data de previsão, bem como dos desvios de estimativas de consumo de 2021, conhecidos após o fecho do ano, a diferença entre os valores finais e a previsão altera-se para -1,1%. Conclui-se assim que a previsão então efetuada subestimou o impacto negativo da pandemia no consumo de eletricidade essencialmente sentido no início do ano 2021. Recorde-se, contudo, que a previsão foi elaborada numa altura em que existia enorme desconhecimento sobre a duração e o

impacto da pandemia, pelo que esse contexto contribuiu de forma necessariamente significativa para o desvio ocorrido.

Analisando as variações por nível de tensão, verifica-se um desvio de -1,3% face à previsão da E-REDES no consumo do agregado MAT, AT e MT. Por outro lado, regista-se um desvio, no mesmo sentido, de -0,2% para os segmentos de Baixa Tensão, que corrigida do impacto de temperatura resulta numa variação de +0,5% face à previsão enviada. De notar que à data de elaboração das projeções foram incorporados dados reais de consumo e temperatura até dezembro de 2020.

Energia Saída da Rede da E-REDES em 2021 (TWh)

Estimado vs. Registado

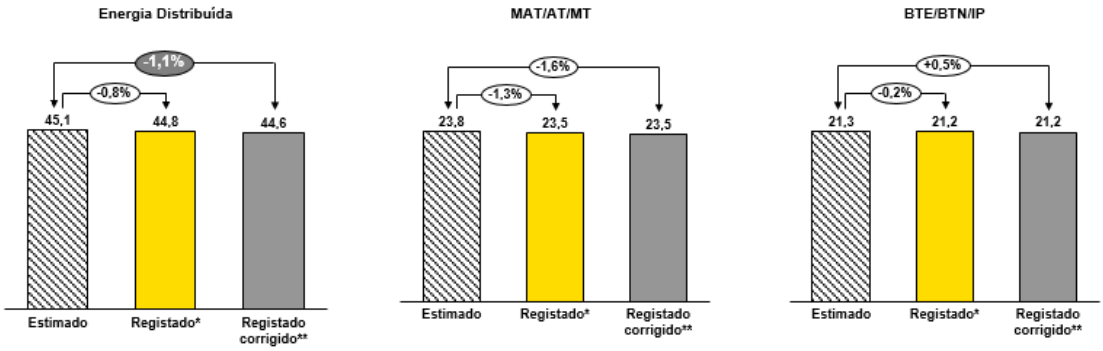


Figura 4.1

*Valor registado no balanço energético contabilístico em 2021.

**Valor registado (*) corrigido de impactos de estimativas e temperatura.

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 2027.

Cenário Central

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsto					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**49 456**	**50 436**	**51 379**	**51 797**	**52 394**	**52 928**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,4%	2,0%	1,9%	0,8%	1,2%	1,0%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**45 370**	**46 257**	**47 114**	**47 509**	**48 069**	**48 586**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	1,4%	2,0%	1,9%	0,8%	1,2%	1,1%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 183	2 257	2 301	2 335	2 392	2 451
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-4,3%	3,4%	2,0%	1,5%	2,4%	2,5%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 846	6 910	7 046	7 112	7 191	7 262
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	0,3%	0,9%	2,0%	0,9%	1,1%	1,0%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	14 907	15 385	15 821	16 081	16 350	16 578
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	3,4%	3,2%	2,8%	1,6%	1,7%	1,4%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**23 936**	**24 551**	**25 168**	**25 529**	**25 933**	**26 291**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	1,8%	2,6%	2,5%	1,4%	1,6%	1,4%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 267	3 435	3 527	3 582	3 639	3 690
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	10,5%	5,1%	2,7%	1,6%	1,6%	1,4%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	17 191	17 353	17 557	17 588	17 731	17 877
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	-0,2%	0,9%	1,2%	0,2%	0,8%	0,8%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	975	918	863	810	765	728
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-7,1%	-5,8%	-6,0%	-6,1%	-5,5%	-4,8%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 434**	**21 706**	**21 947**	**21 980**	**22 136**	**22 295**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	0,9%	1,3%	1,1%	0,2%	0,7%	0,7%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 086**	**4 178**	**4 264**	**4 288**	**4 325**	**4 342**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,64%	8,67%	8,69%	8,67%	8,65%	8,60%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	+0,02pp	+0,03pp	+0,02pp	-0,02pp	-0,02pp	-0,05pp
AT *		1,04%	1,09%	1,07%	0,98%	1,11%	1,18%	1,28%	1,34%	1,34%
MT *		2,81%	2,78%	2,79%	2,77%	2,76%	2,76%	2,74%	2,72%	2,69%
BT *		10,67%	10,57%	10,79%	10,79%	10,87%	10,91%	10,89%	10,87%	10,84%

**Cálculo das perdas por nível de tensão efetuado tendo por base a perda total para cada nível de tensão a dividir pela energia entrada para esse nível.

Tabela 5.1

Cenário Inferior

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsto					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**48 744**	**49 075**	**49 731**	**49 920**	**50 268**	**50 539**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	-0,1%	0,7%	1,3%	0,4%	0,7%	0,5%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**44 732**	**45 041**	**45 632**	**45 815**	**46 145**	**46 422**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	-0,1%	0,7%	1,3%	0,4%	0,7%	0,6%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 117	2 150	2 183	2 204	2 248	2 294
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-7,3%	1,6%	1,5%	1,0%	2,0%	2,1%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 757	6 743	6 783	6 804	6 833	6 851
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	-1,0%	-0,2%	0,6%	0,3%	0,4%	0,3%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	14 779	15 165	15 561	15 777	15 996	16 174
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	2,5%	2,6%	2,6%	1,4%	1,4%	1,1%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**23 653**	**24 058**	**24 528**	**24 786**	**25 077**	**25 320**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	0,5%	1,7%	2,0%	1,1%	1,2%	1,0%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 234	3 376	3 462	3 514	3 561	3 593
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	9,3%	4,4%	2,6%	1,5%	1,3%	0,9%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	16 882	16 721	16 826	16 765	16 812	16 861
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	-2,0%	-1,0%	0,6%	-0,4%	0,3%	0,3%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	964	885	816	750	694	648
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-8,2%	-8,2%	-7,8%	-8,1%	-7,5%	-6,7%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 080**	**20 982**	**21 104**	**21 029**	**21 067**	**21 101**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	-0,8%	-0,5%	0,6%	-0,4%	0,2%	0,2%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 011**	**4 035**	**4 099**	**4 105**	**4 123**	**4 117**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,60%	8,60%	8,62%	8,60%	8,59%	8,53%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	-0,02pp	-0,01pp	+0,02pp	-0,02pp	-0,02pp	-0,05pp

Tabela 5.2

Cenário Superior

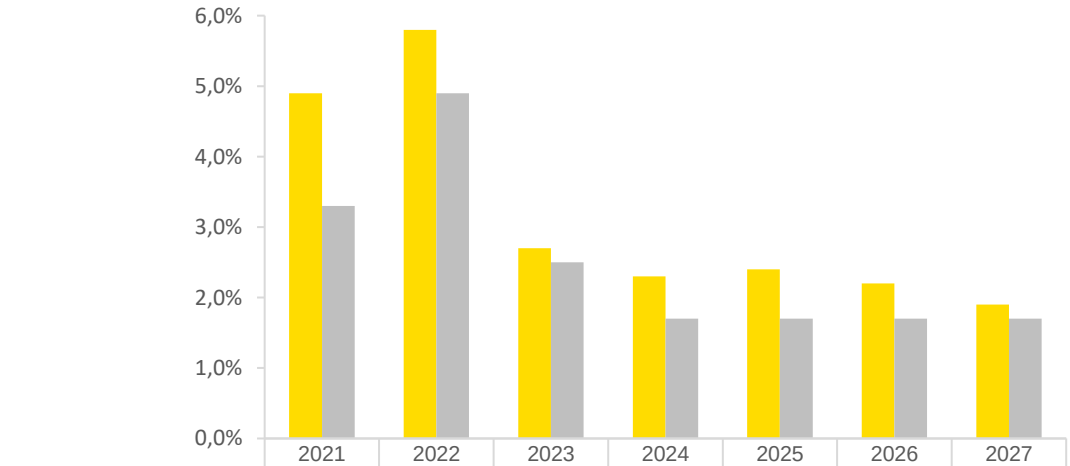
Rubricas (GWh)	Verificado				Previsto					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**50 334**	**52 151**	**53 498**	**54 302**	**55 383**	**56 470**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	3,2%	3,6%	2,6%	1,5%	2,0%	2,0%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**46 153**	**47 773**	**49 012**	**49 755**	**50 750**	**51 763**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	3,1%	3,5%	2,6%	1,5%	2,0%	2,0%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 253	2 367	2 424	2 472	2 544	2 618
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-1,3%	5,1%	2,4%	2,0%	2,9%	2,9%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 936	7 078	7 315	7 426	7 553	7 673
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	1,6%	2,1%	3,3%	1,5%	1,7%	1,6%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	15 074	15 687	16 194	16 538	16 916	17 269
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	4,6%	4,1%	3,2%	2,1%	2,3%	2,1%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**24 263**	**25 132**	**25 933**	**26 437**	**27 013**	**27 560**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	3,1%	3,6%	3,2%	1,9%	2,2%	2,0%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 357	3 610	3 752	3 865	4 015	4 188
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	13,5%	7,5%	3,9%	3,0%	3,9%	4,3%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	17 548	18 080	18 418	18 583	18 886	19 207
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	1,8%	3,0%	1,9%	0,9%	1,6%	1,7%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	985	951	910	870	836	809
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-6,1%	-3,5%	-4,4%	-4,3%	-3,9%	-3,3%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 890**	**22 640**	**23 079**	**23 318**	**23 737**	**24 203**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	3,1%	3,4%	1,9%	1,0%	1,8%	2,0%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 180**	**4 379**	**4 486**	**4 547**	**4 633**	**4 707**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,69%	8,80%	8,78%	8,77%	8,77%	8,74%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	+0,07pp	+0,10pp	-0,01pp	-0,01pp	-0,00pp	-0,03pp

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-2021) apresenta uma taxa de variação anual de 2021 (ainda previsional, à data de elaboração do RMSA), ao contrário do valor assumido pela E-Redes, na medida em que este já se encontra apurado pelo INE o valor final do PIB para o ano de 2021. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 4,9% no ano de 2021 (INE), as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas no cenário da Comissão Europeia para os anos 2022 e 2023 e na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas para os restantes, mencionadas na secção 3.1, são mais otimistas às consideradas no RMSA-E 2021, para todo o período em análise.

Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto Real e Comparação de Estimativas E-Redes e RMSA



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES	4,9%	5,8%	2,7%	2,3%	2,4%	2,2%	1,9%
RMSA (Cenário Central)	3,3%	4,9%	2,5%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%

Gráfico 6.1

O RMSA-E 2021 apresenta cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior conservador; cenário central conservador; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários

mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética. O gráfico 6.2 apresenta os cenários projetados nos dois relatórios para o período de 2021-2027.

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 encontra-se em linha com as atuais projeções da E-REDES. De salientar, que o cenário central da E-REDES se encontra bastante alinhado com os cenários centrais (conservador e de ambição) do RMSA para os anos 2022 e 2023. Nos anos seguintes, o cenário central da E-REDES aproxima-se mais dos cenários de ambição (central e superior), refletindo a tendência de projeção macroeconómica considerada (mais otimista no cenário E-REDES).

Comparação das previsões de consumo (GWh) pelas estimativas da E-Redes e RMSA-E 2021

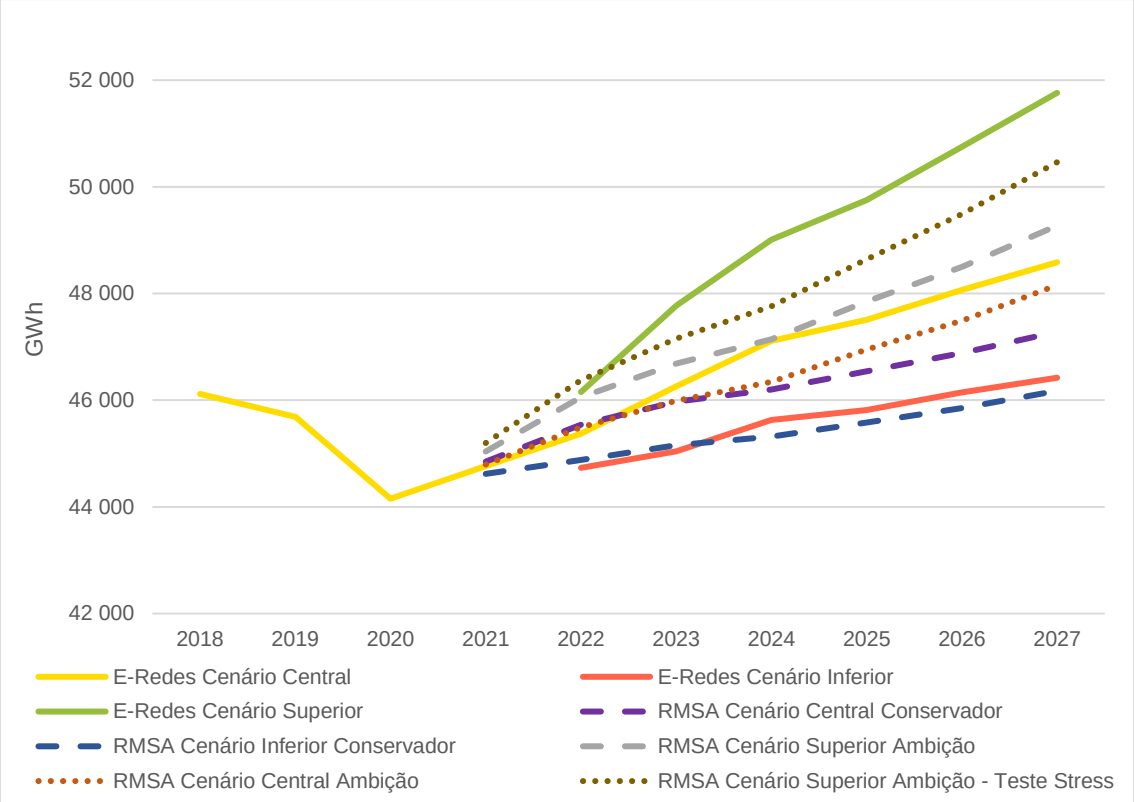


Gráfico 6.2

Observações:

- Valor de 2018 da E-Redes reflete impacto da temperatura de cerca de +700 GWh.
- Os resultados incorporam a energia recuperada em fraude a partir de 2018.

Consumo (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-Redes Cenário Inferior					44 732	45 041	45 632	45 815	46 145	46 422
E-Redes Cenário Central (1)	46 118	45 688	44 154	44 765	45 370	46 257	47 114	47 509	48 069	48 586
E-Redes Cenário Superior					46 153	47 773	49 012	49 755	50 750	51 763
RMSA Cenário Inferior Conservador				44 619	44 879	45 155	45 318	45 585	45 853	46 176
RMSA Cenário Central Conservador (2)				44 849	45 540	45 971	46 203	46 543	46 883	47 282
RMSA Cenário Superior Ambição				45 039	46 054	46 684	47 140	47 849	48 499	49 273
RMSA Cenário Central Ambição				44 794	45 491	45 990	46 346	46 951	47 493	48 157
RMSA Cenário Superior Ambição – Teste Stress				45 198	46 376	47 154	47 761	48 643	49 491	50 462

Tabela 6.1

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

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

(2) Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

7 Ponta máxima na RND

7.1 Evolução histórica e projeções

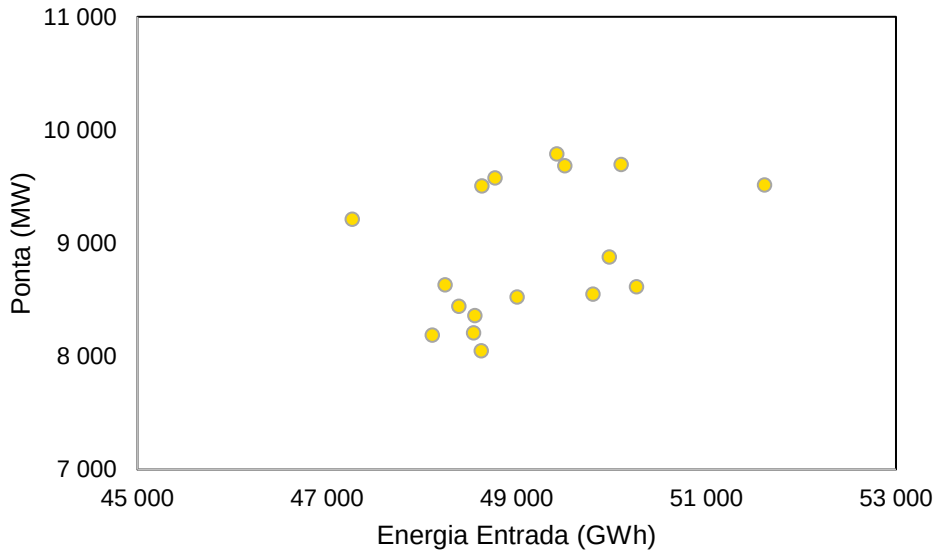
Com o objetivo de estimar a ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), foi estudada a relação entre esta variável e a evolução da procura de eletricidade (Energia Entrada na RND). Para além disso, foi incluído na análise o peso do consumo doméstico e iluminação 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 2005-2021.

Ponta vs. Energia Entrada na RND

$\widehat{P_{Máx}} = -6040{,}309 + 0{,}162\ EE + 177{,}123\ Peso_{BTN\ e\ IP} + 1089{,}551 C_{ovid}$

$R^2 \approx 0{,}83$



Fonte: Dados e estimativas E-Redes

Gráfico 7.1

onde

- EE – *Energia Entrada na RND*
- $Peso_{BTN\ e\ IP}$ – *peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total*
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2021\};\ 0, caso\ contrário.$

De acordo com o modelo estimado, uma variação de 1000 GWh na energia entrada implica uma variação no mesmo sentido de 162 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 177 MW na ponta máxima. No ano de 2021, houve a necessidade de incorporar uma variável *dummy* (C_{ovid}) na medida em que o valor registado da ponta máxima foi consideravelmente superior aos anos anteriores, devido ao efeito de confinamento associado às temperaturas baixas sentidas no inverno de 2021.

Os quadros seguintes apresentam os valores projetados para a energia entrada e ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), no horizonte 2027, 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					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	**49 004**	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**49 456**	**50 436**	**51 379**	**51 797**	**52 394**	**52 928**
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,4%	2,0%	1,9%	0,8%	1,2%	1,0%
Ponta Síncrona (MW)	**8 526**	**8 615**	**8 552**	**8356**	**9577**	**8464**	**8533**	**8619**	**8628**	**8686**	**8746**
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	10,9%	-11,6%	0,8%	1,0%	0,1%	0,7%	0,7%

Tabela 7.1

Cenário Inferior

Anos	Verificado					Previsão					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	**49 004**	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**48 744**	**49 075**	**49 731**	**49 920**	**50 268**	**50 539**
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	-0,1%	0,7%	1,3%	0,4%	0,7%	0,5%
Ponta Síncrona (MW)	**8 526**	**8 615**	**8 552**	**8356**	**9577**	**8328**	**8251**	**8286**	**8248**	**8258**	**8270**
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	10,9%	-13,0%	-0,9%	0,4%	-0,5%	0,1%	0,1%

Tabela 7.2

Cenário Superior

Anos	Verificado					Previsão					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	**49 004**	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**50 334**	**52 151**	**53 498**	**54 302**	**55 383**	**56 470**
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	3,2%	3,6%	2,6%	1,5%	2,0%	2,0%
Ponta Síncrona (MW)	**8 526**	**8 615**	**8 552**	**8356**	**9577**	**8622**	**8858**	**9011**	**9087**	**9224**	**9371**
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	10,9%	-10,0%	2,7%	1,7%	0,8%	1,5%	1,6%

Tabela 7.3

A figura seguinte retrata a evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2005-2027, com base no modelo referido.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2005 a 2021 (dados reais). Para os anos de 2022 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada, sendo que para o período de 2005-2021 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. O peso relativo do consumo doméstico face à energia entrada tem vindo a registar um decréscimo ao longo do tempo, pelo que o crescimento previsto pela variável Energia Entrada é atenuado. Adicionalmente, o histórico do consumo incorpora as situações de penetração do autoconsumo, tendo impacto de redução na projeção da ponta máxima.

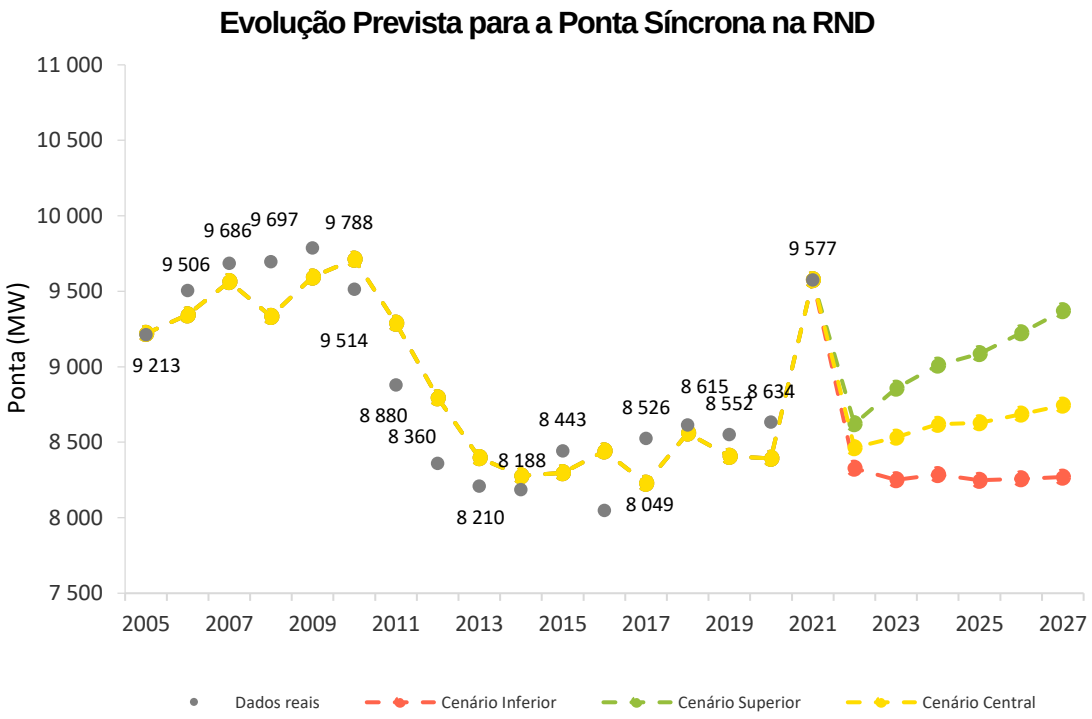

Evolução Prevista para a Ponta Síncrona na RND
Ponta (MW)
11 000
10 500
10 000
9 500
9 000
8 500
8 000
7 500
2005
2007
2009
2011
2013
2015
2017
2019
2021
2023
2025
2027
9 213
9 506
9 686
9 697
9 788
9 514
8 880
8 360
8 210
8 188
8 443
8 049
8 526
8 615
8 552
8 634
9 577
Dados reais
Cenário Inferior
Cenário Superior
Cenário Central

Gráfico 7.2

ANEXO A.2 – PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2023-2027

Página em branco

PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

2023-2027

Fevereiro de 2023

Índice

1. Consumo de eletricidade 3
2. Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade 4
   2.1. Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos 4
   2.2. Efeitos de temperatura 9
   2.3. Efeitos de calendário 10
   2.4. Medidas de eficiência energética 11
   2.5. Veículos Elétricos 13
   2.5.1 Projeções do número de veículos elétricos 14
   2.5.2 Projeções de consumo associado aos veículos elétricos 15
   2.5.3 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento 16
   2.6 Autoconsumo 17
   2.7 Instalação de LED no segmento IP 19
3 Previsão da procura de eletricidade 20
   3.1 Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição 20
   3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição 21
4 Comparação das projeções da procura de eletricidade com os dados reais observados 23
5 Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição 25
   Cenário Central 25
   Cenário Inferior 26
   Cenário Superior 27
6 Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional 28
7 Ponta máxima na RND 31
   7.1 Evolução histórica e projeções 31
   Cenário Central 32
   Cenário Inferior 33
   Cenário Superior 33

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 2022, 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 percetível 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.

O modelo desenvolvido foi sujeito a um parecer independente do Gabinete de Estatística, Modelação e Aplicações Computacionais (GEMAC) da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, relativamente ao qual obteve uma avaliação bastante positiva.

À semelhança dos últimos anos, as previsões de consumo foram baseadas em modelos matemáticos elaborados para a procura dirigida à Rede de Distribuição, desagregada por segmento — Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE), Baixa Tensão Normal (BTN) e Iluminação Pública (IP). Convém, contudo, realçar o contexto de significativa incerteza em que estas previsões foram efetuadas. Com efeito, o conflito na Ucrânia, as atuais tensões inflacionistas ou a evolução futura da situação pandémica de COVID-19 dificultam a definição de pressupostos que permitam sustentar uma previsão com a robustez desejável.

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 evolução do segmento em estudo)
- Efeitos de temperatura
- Efeitos de calendário
- Inércia de consumo (comportamental e térmica)
- Medidas de eficiência energética
- Consumo de veículos elétricos
- Autoconsumo
- Instalação de LED no segmento IP

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 segmento que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o comportamento do consumo da eletricidade para os segmentos Muito Alta Tensão (MAT), 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 2022 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 (%)	2023	2024	2025	2026	2027
MFAP - Ministério das Finanças	3,3	2,6	2,6	2,5	-
BdP - Banco de Portugal	1,5	2,0	1,9	-	-
CE - Comissão Europeia	0,7	1,7	-	-	-
OCDE	1,0	1,2	-	-	-
FMI	0,7	2,4	2,2	1,9	1,9

Tabela 2.1.1

Projeções da taxa de variação do Consumo Privado por fonte

Taxa variação Consumo Privado (%)	2023	2024	2025	2026	2027
MFAP - Ministério das Finanças	2,1	1,9	2,0	1,9	-
BdP - Banco de Portugal	0,2	0,8	1,1	-	-
CE - Comissão Europeia	0,5	1,6	-	-	-
OCDE	0,3	1,0	-	-	-
FMI	-	-	-	-	-

Tabela 2.1.2

Fontes:
MFAP - Programa de Estabilidade 2022-2026, março 2022
BdP - Boletim económico, dezembro 2022
CE - Spring 2022 Economic Forecast, novembro 2022
OCDE - Economic Outlook, novembro 2022
FMI WEO – World Economic Outlook, outubro 2022

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
2023	1,4	0,8
2024	2,0	1,3
2025	2,2	1,6
2026	2,2	1,9
2027	1,9	1,9

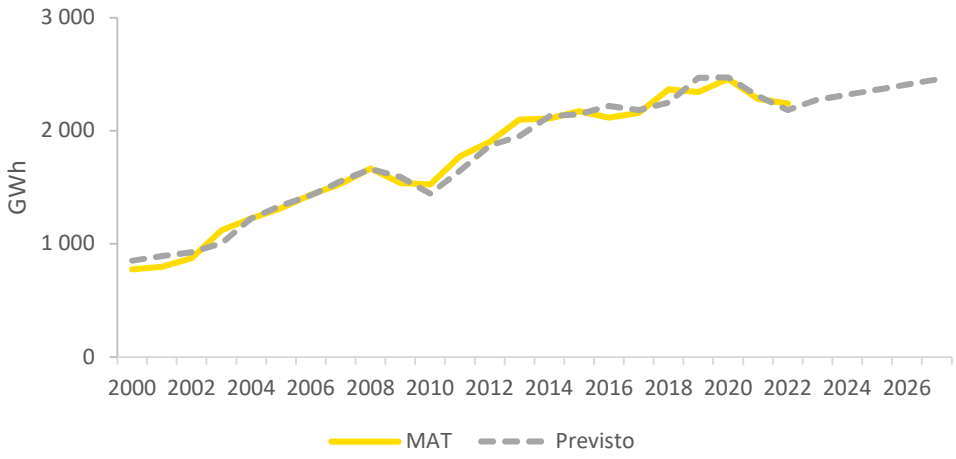
Tabela 2.1.3

Os modelos apresentados abaixo permitem observar o comportamento dos segmentos MAT, 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 MAT

$$\widehat{MAT} = -603{,}764 + 0{,}005\ PIB_{a-1} + 0{,}935\ MAT_{a-1} - 201{,}99\ D_1$$

$$R^2 \approx 0{,}987$$



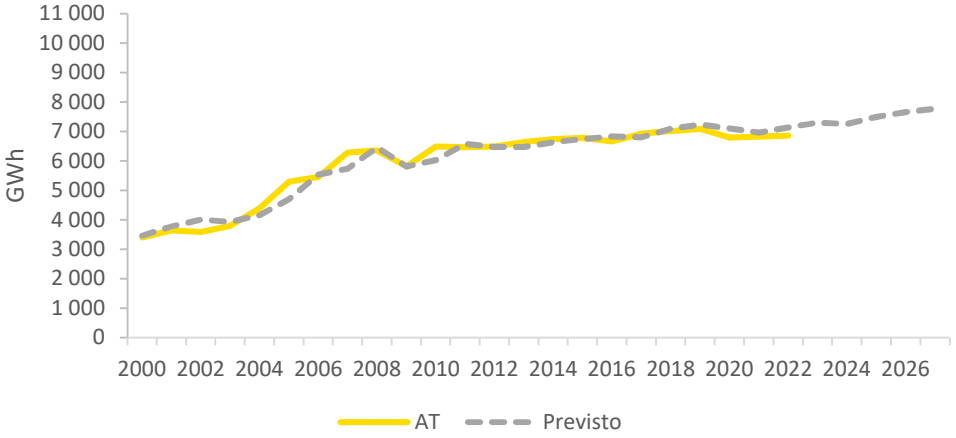
onde

- PIB_{a-1} – *PIB referente ao ano anterior ao ano "a";*
- MAT_{a-1} *- consumo MAT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2009; 2010; 2021\}; 0, caso\ contrário;$

Modelo AT

$$\widehat{AT} = -1270{,}37 + 0{,}012\ PIB + 0{,}887\ AT_{a-1} + 639{,}63\ D_1 - 660{,}23\ D_2$$

$$R^2 \approx 0{,}982$$



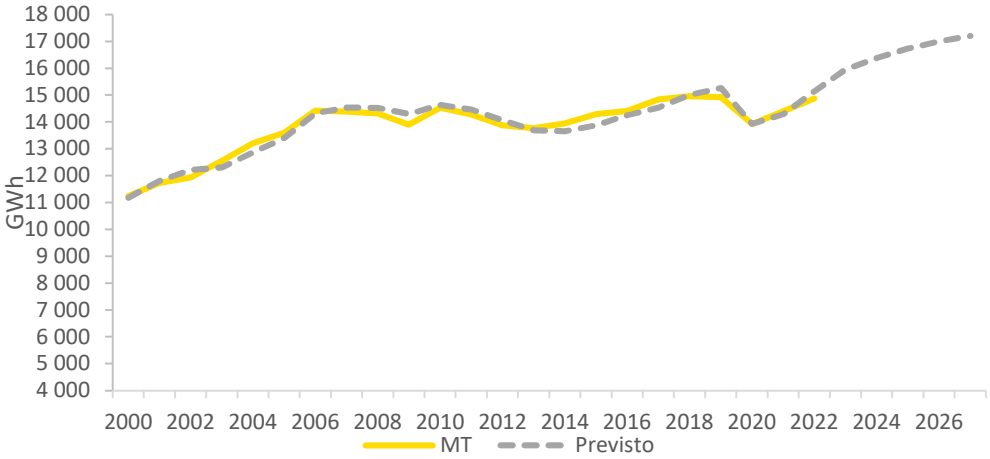
onde

- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- AT_{a-1} *- consumo AT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = 1992; 0, caso\ contrário;$
- $D_2 = 1\ se\ a = 2009; 0, caso\ contrário.$

Modelo MT

$$\widehat{MT} = -1916{,}927 + 0{,}031\ PIB + 0{,}751\ MT_{a-1} + 533{,}272\ D_1 - 817{,}757\ C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0{,}994$$



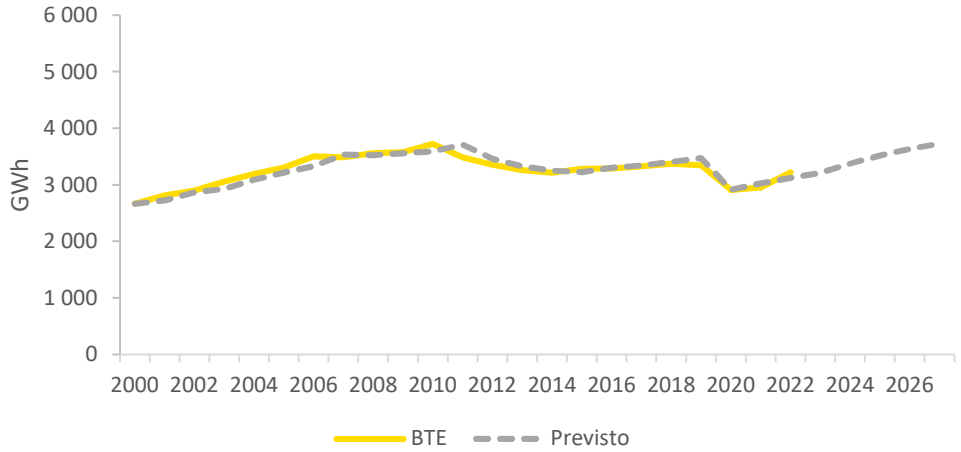
onde

- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- MT_{a-1} *- consumo MT referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2006; 2010; 2011\};\ 0, caso\ contrário.$
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2020\};\ 0, caso\ contrário.$

Modelo BTE

$$\widehat{BTE} = -542{,}637 + 0{,}005\ PIB + 0{,}898\ BTE_{a-1} + 1199{,}899\ D_1 - 452{,}008\ C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0{,}996$$



onde

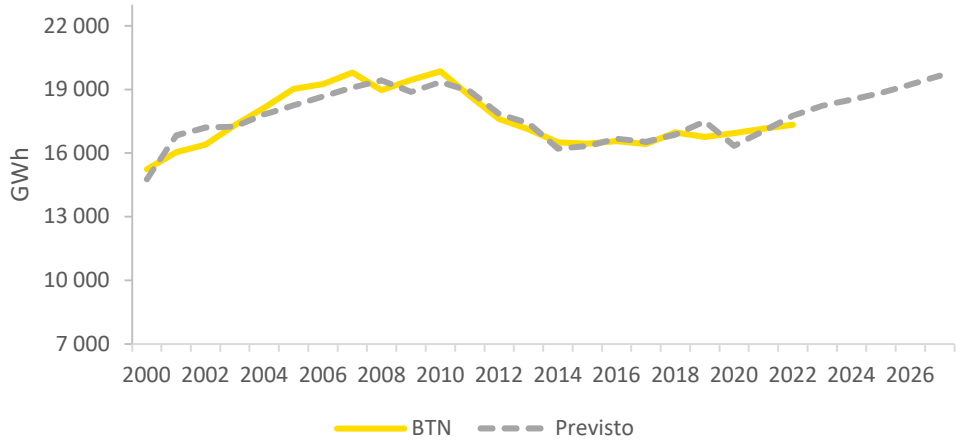
- PIB– *PIB referente ao ano "a";*
- BTE_{a-1} *- consumo BTE referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2000\};\ 0, caso\ contrário;$
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2020\};\ 0, caso\ contrário.$

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.

Modelo BTN

$$\widehat{BTN} = -317{,}304 + 0{,}124\ CP + 0{,}245\ BTN_{a-1} - 1391{,}907\ D_1 - 1974{,}162\ D_2 - 6381{,}622\ D_3$$

$$R^2 \approx 0{,}989$$



onde

- CP – *consumo privado referente ao ano "a";*
- BTN_{a-1} *- consumo BTN referente ao ano anterior ao ano "a";*
- $D_1 = 1\ se\ a = \{2015; 2016\};\ 0, caso\ contrário;$
- $D_2 = 1\ se\ a = \{2017; \ldots; 2021\};\ 0, caso\ contrário;$
- $D_3 = 1\ se\ a = \{1994; \ldots; 1999\};\ 0, caso\ contrário.$

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

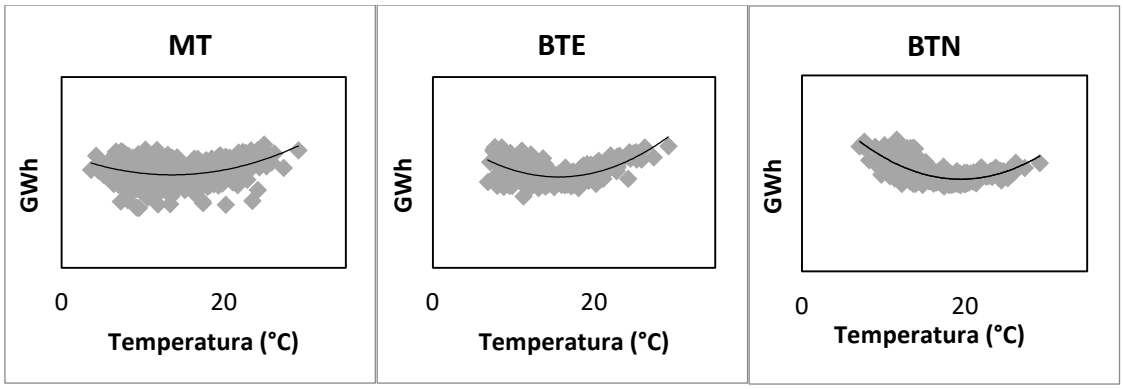


Figura 2.2.1

Pode verificar-se que os segmentos 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 47 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

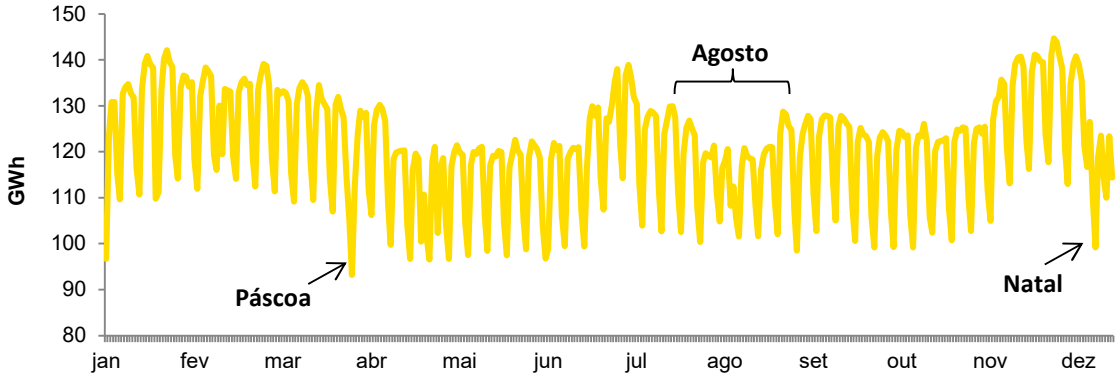


Gráfico 2.3.1

Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um mês

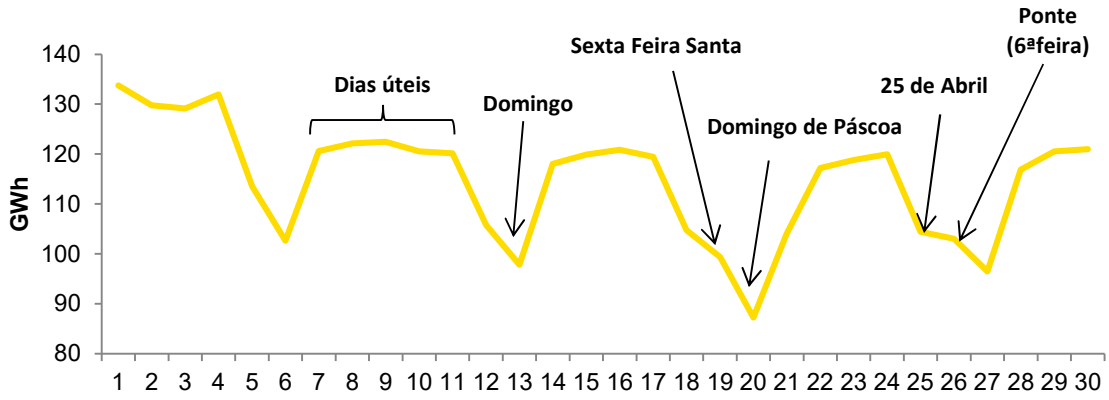


Gráfico 2.3.2

2.4. Medidas de eficiência energética

Nos últimos anos temos assistido a mudanças climáticas a um ritmo mais acelerado, que têm consequências profundas e transversais para toda a sociedade. Tomando consciência da necessidade de implementação de mudanças na forma como utilizamos a energia, em 2018 a União Europeia estabeleceu um novo pacote energético europeu, designado por "Pacote de Inverno - Energia Limpa para Todos", definindo metas de eficiência energética para 2030. Este pacote compreende:

- a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de

2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;
- o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

O Regulamento (UE) 2018/1999 estabelece que todos os Estados Membros devem elaborar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC), com uma perspetiva de médio prazo (horizonte 2021-2030). Em Portugal, no início de 2019, o PNEC foi apresentado, e foi promovido um debate público descentralizado. A versão consolidada, com os contributos recolhidos da consulta pública, foi já enviada para a Comissão Europeia, em 2019. O PNEC é o principal instrumento de política energética, sendo que fixa uma meta de 35% para eficiência energética, para o ano 2030. Esta meta é mais ambiciosa que a definida pela Diretiva (EU)2018/2002, ao ser fixada em 2.5 pontos percentuais acima da correspondente na referida Diretiva.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) tem nas suas competências a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, tendo publicado o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022), o qual incorpora, na elaboração dos cenários e pressupostos, as linhas de orientação de política energética.

A adoção de programas estruturados e medidas com vista à eficiência energética, bem como uma crescente consciencialização dos consumidores para esta temática e sua relação com os problemas da sustentabilidade ambiental, é uma das macrotendências de futuro. Assim esta tendência terá um impacto no consumo de eletricidade, através dos comportamentos e escolhas cada vez mais eficientes e sustentáveis por parte dos consumidores. De salientar, que o estudo de cenarização dos pressupostos da DGEG, só considera o cenário de evolução das poupanças de energia. Na Tabela 2.4.1 apresentam-se os valores acumulados de poupança, em GWh, apresentados no RMSA-E 2022.

As poupanças de eletricidade previstas no RMSA-E 2022, para o período 2022-2030, têm em conta a meta de poupanças no âmbito da Diretiva para a eficiência energética. As estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2018-2020 nos setores da indústria, doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, com esforço de poupança sobre a eletricidade igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Poupanças associadas às medidas de eficiência energética

RMSA E-2022	2022-2030	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
GWh	1269	1015

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2022

Tabela 2.4.1

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas nos últimos anos, os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito das medidas de eficiência energética para o período de previsão.
Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, são promovidas iniciativas de eficiência energética, direcionadas a segmentos específicos, nomeadamente, a Iluminação Pública (IP).

2.5. Veículos Elétricos

A evolução do consumo de eletricidade nos anos mais recentes beneficiou do impacto do consumo associado à utilização de veículos elétricos. No cálculo das previsões de consumo está incluído o consumo resultante de veículos elétricos (VE), tendo por base o histórico de consumos desde 2013, que se encontra ilustrado na tabela que se segue.

Consumo de veículos elétricos

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2013	1,5
2014	1,9
2015	4,0
2016	8,5
2017	26,0
2018	63,7
2019	107,9
2020	149,1
2021	210,7

Fonte: Estimativas E-REDES considerando o número de VE em Portugal (EAFO), 2022

Tabela 2.5.1

2.5.1 Projeções do número de veículos elétricos

Os quadros em baixo retratam a melhor estimativa dos números de veículos elétricos plug-in ligeiros e autocarros em Portugal nos últimos anos, bem como a projeção anual até 2027, tendo sido utilizado o cenário contante no RMSA (cenário central conservador).

Número de Veículos Elétricos Plug-In Ligeiros em Portugal

Ano	Ligeiros Passageiros 100% Elétricos	Ligeiros Passageiros Híbridos Plug-In	Ligeiros Comerciais 100% Elétricos	Total
2019	16.913	15.458	916	33.287
2020	29.800	25.500	1.800	57.100
2021	45.500	33.000	5.000	83.500
2022	64.000	55.000	4.000	123.000
2023	87.000	65.000	8.500	160.500
2024	115.500	75.000	16.000	206.500
2025	149.000	85.000	25.000	259.000
2026	200.000	100.000	34.000	334.000
2027	265.000	115.000	44.000	424.000

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2022

Tabela 2.5.1.1

Número de Autocarros Elétricos em Portugal

Ano	Autocarros Elétricos Plug-In
2019	66
2020	83
2021	103
2022	140
2023	160
2024	181
2025	213
2026	246
2027	283

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2022

Tabela 2.5.1.2

2.5.2 Projeções de consumo associado aos veículos elétricos

Na tabela que se segue são apresentados os valores considerados na análise do consumo de veículos elétricos, que foram incorporados no cenário superior. Para a realização de projeções da evolução do consumo de energia elétrica proveniente da eletrificação dos transportes, foi considerado o cenário constante no RMSA E-2022 (DGEG), na medida em que em que tem em consideração orientações de política energética nacional.

Previsão da evolução do consumo de veículos elétricos

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2023	303
2024	417
2025	553
2026	747
2027	989

Fonte: Estimativas do cenário central conservador DGEG – RMSA E-2022

Tabela 2.5.2.1

2.5.3 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento

Para além das projeções do aumento de consumo associado à mobilidade elétrica, é importante distribuir este consumo pelos diversos segmentos: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT).

Esta distribuição revela-se importante, uma vez que tanto os Postos de Carregamento de Veículos Elétricos (PCVE) Rápidos como os *Hubs* de carregamento (locais específicos com vários PCVE) são instalações normalmente alimentadas em MT.

Assim, para a distribuição do consumo, foram utilizadas as seguintes informações/pressupostos:

1. Todo o consumo associado aos Autocarros Elétricos é atribuído à MT. Isto deve-se ao facto de estes necessitarem de baterias com grande capacidade, e, portanto, necessitam de ser recarregados com recurso a PCVE de grande potência (2019 EV Outlook – IEA). Para além disso, é provável que o local de carregamento destes veículos seja utilizado para carregar mais do que um em simultâneo, aumentando a potência necessária da instalação para níveis típicos de ligações MT.
2. Relativamente ao consumo dos veículos elétricos ligeiros, considerou-se que 69% dos carregamentos é doméstico, 21% no local de trabalho e os restantes 10% em PCVE acessíveis ao público (Impacts on Grid Integration Electric Vehicles – INESC).
3. Considerou-se que todos os carregamentos domésticos seriam atribuídos como BTN. Isto deve-se ao facto de a grande maioria dos clientes residenciais estarem associados à topologia de fornecimento em BTN.
4. Relativamente aos carregamentos no local de trabalho, considerou-se que seriam atribuídos tanto à topologia BTE como MT. Isto porque grande parte dos clientes empresariais têm ligações BTE e MT. Quanto à divisão entre estas topologias, foi utilizada a atual proporção clientes BTE/MT, isto é, 60%/40% (E-REDES, maio 2022).
5. Para o consumo relativo aos PCVE de acesso público, considerou-se que este seria equitativamente distribuído entre carregamento lento e rápido (5% para cada). Os PCVE lentos seriam atribuídos como BTN, uma vez que a grande maioria destes postos atualmente ligado à rede de distribuição é nesta tipologia.

Quanto aos PCVE rápidos ligados atualmente à rede de distribuição, estão ligados em BTE/MT na proporção 39%/61%, pelo que o consumo associado a estes PCVE seria distribuído por ambas as topologias na mesma proporção (Dados MOBI.E – maio 2022).

Tendo isto em consideração, apresenta-se de seguida a distribuição do consumo pelas tipologias BTN, BTE e MT, para cada um dos cenários obtidos:

Ano	Consumo BTN (GWh)	Consumo BTE (GWh)	Consumo MT (GWh)
2023	91,47	118,11	93,42
2024	125,39	162,82	128,79
2025	165,81	216,18	171,00
2026	223,92	292,06	231,02
2027	296,57	386,61	305,81

Tabela 2.5.3.1

2.6 Autoconsumo

Analisando a evolução do autoconsumo entre 2005 e 2027 (Figura 2.1.6), é possível observar uma quebra significativa na evolução desta produção até 2009, refletindo ainda o impacto da adesão à Portaria 399/2002 de um conjunto significativo de empresas com cogeração que, desta forma, passaram a injetar toda a sua produção na rede a uma tarifa bonificada (feed-in-tariff), consumindo depois a partir desta a energia necessária à sua atividade. Após a saturação do número adicional de cogeradores em condições de aderir à referida Portaria, o autoconsumo apresenta uma relativa estabilização entre 2009 e 2014.

Adicionalmente, no âmbito do Decreto-Lei nº 153/2014 e as Portarias nº 14 e 15/2015 de 23 de janeiro, é estabelecido o regime jurídico para produção a partir de energias renováveis ou não renováveis destinadas ao autoconsumo na instalação de utilização associada à unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP (UPAC – unidade de produção para autoconsumo) e para produção a partir de energias renováveis, vendida na sua totalidade à RESP, baseado numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW (UPP – Unidade de Pequena Produção).

Mais recentemente, o decreto-lei nº 162/2019 estabelece um novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável. Enquanto até agora apenas era permitido o Autoconsumo Individual, este novo regime jurídico introduz o conceito de Autoconsumo Coletivo, permitindo que os consumidores se agrupem com o objetivo de partilhar a mesma unidade de produção de energia, cuja produção é repartida pelas várias instalações consumidoras que a compõe. Também irá permitir que os consumidores e outros participantes de projetos de energia renovável constituam Comunidades de Energia para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

Em adição, o novo regime determina que os valores de consumo requisitado à Rede e o valor de energia excedente seja obtido através do saldo quarto-horário, ou seja, a produção deixa de ter de ocorrer simultaneamente com o consumo, bastando que ocorra dentro do mesmo quarto-hora para que reduza o seu consumo. Estas alterações potenciam uma maior implementação de novas instalações de produção de energia renovável para o autoconsumo, tendo em vista a concretização nacional de metas definidas no âmbito do Plano de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente atingir uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis em 2030.

Para o período de previsão estima-se um crescimento desta produção, em linha com a variação prevista no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022).

O gráfico que se segue ilustra a evolução atrás descrita, quer observada, quer prevista.

Fonte: Dados reais e projeções DGEG, outubro 2022

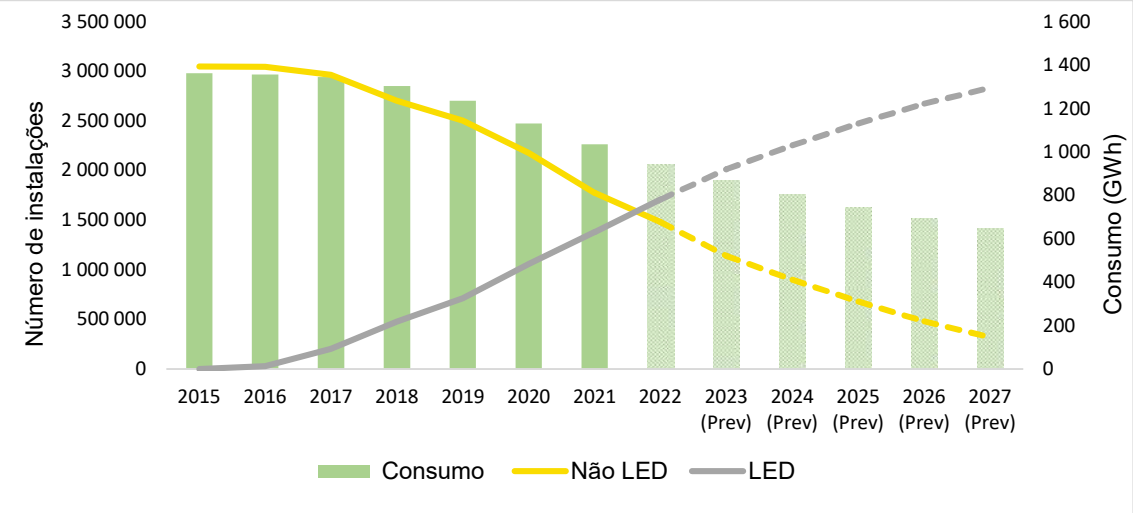
Figura 2.6.1

Aplicando a estimativa acima à previsão de consumo apresentada no capítulo 5, estima-se que o peso do autoconsumo relativamente à energia distribuída projetada no cenário central se situe em 11,4% no horizonte 2027.

2.7 Instalação de LED no segmento IP

Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, foram levadas a cabo iniciativas de eficiência energética direcionadas a segmentos específicos. Neste particular, a iniciativa da Empresa em promover a substituição por luminárias de tipo LED em Iluminação Pública, traduz uma opção de investimento na modernização da rede, que simultaneamente contribui para a criação de valor e sustentabilidade do negócio da Empresa, e responde a preocupações de eficiência energética e ambiental. A figura seguinte ilustra a evolução da substituição do parque IP por luminárias LED desde 2015 até ao final do atual horizonte de previsão bem como a evolução dos consumos deste segmento para o mesmo período. Como se pode verificar, a substituição para luminárias LED começou a intensificar-se em 2018, ano em que se começa a verificar uma queda maior no consumo deste segmento. Esta tendência manteve-se nos anos seguintes, sendo possível observar que, em 2022, 54% do parque IP tinha LED instalados. Para o período de previsão prevê-se a continuação desta tendência, atingindo-se em 2023 64% de LED instalados.

Evolução do Consumo IP vs. substituição do parque IP por LED



Fonte: Estimativas E-REDES, 2023

Figura 2.7.1

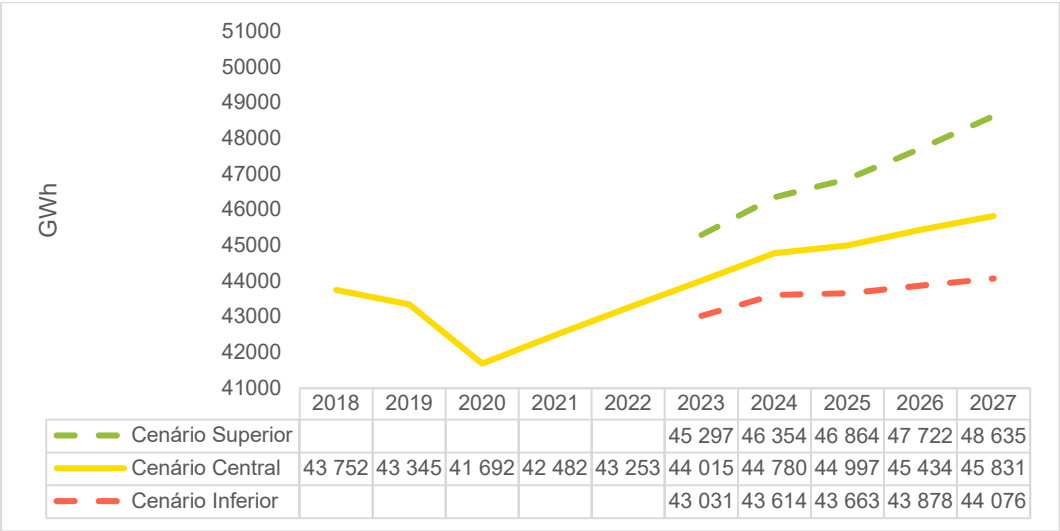
3 Previsão da procura de eletricidade

Após a estimação da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se 3 cenários possíveis. Desta forma, o cenário central assumiu-se como sendo a melhor estimativa de cada um dos modelos matemáticos construídos, sendo que, para determinar os cenários superior e inferior foi calculado um intervalo de previsão a 95% da estimativa integrada no cenário central, através de uma abordagem não paramétrica. Assumindo que os padrões de temperatura são estáveis a longo prazo, isto é, expurgando o efeito de alterações climáticas, foi aplicado o método *bootstrap* para o cálculo do intervalo de confiança, que envolve a amostragem aleatória dos resíduos dos dados históricos. Dada a importância de preservar quaisquer padrões sazonais ou tendências, bem como a correlação temporal inerente, utilizou-se o método *bootstrap sazonal duplo por blocos*, que respeita as sazonalidades diária e anual da série temporal.

3.1 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 mencionados. Estes valores consideram os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui a projeção de consumo dos veículos elétricos no cenário superior.

Energia distribuída na rede nacional de distribuição (sem considerar consumo MAT)



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário Superior						45 297	46 354	46 864	47 722	48 635
Cenário Central	43 752	43 345	41 692	42 482	43 253	44 015	44 780	44 997	45 434	45 831
Cenário Inferior						43 031	43 614	43 663	43 878	44 076

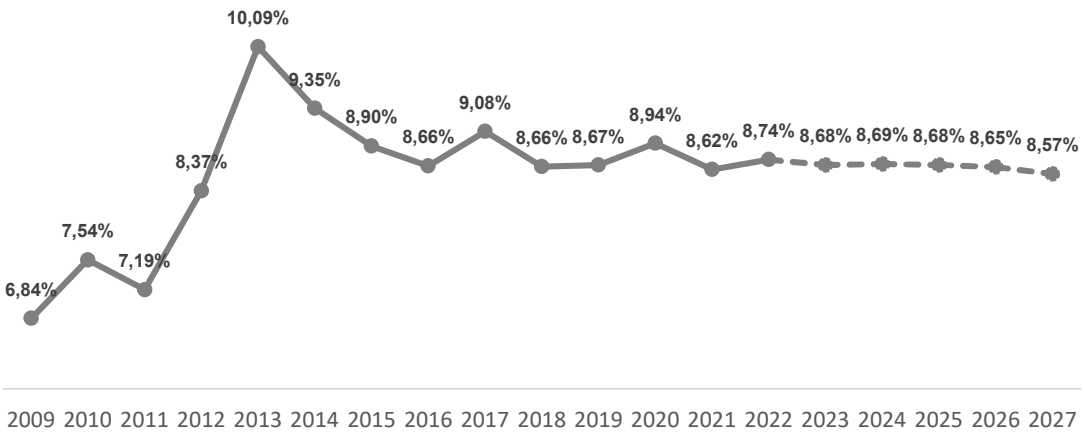
Fontes: Dados de 2018 a 2022 Balanço Energético Contabilístico, 2023-2027: Estimativas E-Redes

Gráfico 3.1

3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição

A figura seguinte ilustra a evolução real e prevista da taxa de perdas de distribuição desde 2009 até ao final do atual horizonte de previsão. Como se pode verificar, o período 2011-2013 foi caracterizado por um aumento significativo da taxa de perdas que, consequência da grave recessão económica que o país então atravessava, estará associado a um acréscimo do recurso à fraude e furto de energia. Desde então, a E-REDES reforçou as medidas de combate à fraude, com a criação de uma área dedicada à garantia de receita/combate à fraude, apostando no recurso a técnicas e ferramentas de análise de dados em articulação com a criação do Centro de Supervisão para gestão e otimização das operações no terreno. Resultado da estratégia adotada, verificou-se uma descida significativa nas perdas reportadas contabilisticamente, entre 2013 e 2019. Em 2020, por força do contexto da pandemia, observou-se a uma quebra significativa do peso do consumo nos níveis de tensão mais elevados na estrutura da energia saída da rede de distribuição, o que associado a efeitos contabilísticos contribuiu para o acréscimo na taxa de perdas reportada. Nos anos de 2021 e 2022, a inversão dos efeitos contabilísticos que afetaram o ano 2020, associado ao aumento do consumo mais do que compensaram alguma retoma do peso do consumo não BTN, contribuindo deste modo para a redução das perdas contabilizadas nesses anos (8,62% e 8,74%, respetivamente).

Evolução das perdas* na Rede de Distribuição



* Perdas em % com referência à Energia Entrada

Gráfico 3.2.1

Para que se possa compreender as razões por detrás desta projeção, é necessário decompor a evolução das perdas globais entre a componente técnica e a que resulta de fatores de índole comercial. De realçar que para esta desagregação foram expurgados efeitos contabilísticos que de outra forma poderiam contaminar a análise pretendida.
No caso das perdas técnicas, foram identificados dois efeitos que determinam a evolução global desta componente:

- **efeito A-**: o forte crescimento que se projeta para a geração distribuída no horizonte 2025 (+5,5 GW de potência instalada), repartido entre a rede AT (41%) e MT (59%), deverá conduzir a um aumento expressivo na componente de perdas técnicas. Na estimativa do efeito A- para os anos 2026 e 2027 foi aplicada a taxa de crescimento reportada no documento do RMSA (cenário central conservador) para a previsão de capacidade instalada do período 2025-2030. Assumindo os resultados do estudo do INESC TEC sobre o impacto da geração distribuída nas perdas na rede, estima-se um agravamento das perdas técnicas associadas ao efeito A- em 0,53 p.p. entre 2023 e 2027. De realçar que para esta projeção consideraram-se os resultados dos estudos do INESC TEC sobre o impacto da geração distribuída na rede AT (já apresentado à ERSE) e na rede MT. As conclusões do estudo sobre o impacto da produção distribuída na rede MT foram semelhantes às obtidas para a rede AT, sendo o impacto ligeiramente inferior;
- **parcela outros**, relativa essencialmente às perdas nas linhas e nos transformadores. De notar que o aumento da geração distribuída referido no ponto anterior contribuirá para o decréscimo desta parcela, na medida em que associado a esse aumento ocorrerá uma redução da energia solicitada a montante do sistema. Por outro lado, a evolução desta componente reflete também, entre outros efeitos, a composição por nível de tensão subjacente às projeções globais de procura de eletricidade, com o acréscimo do peso do consumo não BT a contribuir para a redução de perdas técnicas.

Entre 2023 e 2024, resultado de um contexto de inflação - após 2 anos de pandemia - e da incerteza associado ao conflito na Ucrânia, perspetiva-se um agravamento das perdas comerciais, atenuado apenas pelas operações de combate à fraude e atividade associada ao roll-out das redes inteligentes. Esta subida das perdas comerciais constitui um desafio para o período de 2025-2027, uma vez que o valor base de partida será maior.

De salientar a redução verificada no efeito do A- do ano 2022 face aos restantes, na sequência da baixa hidraulicidade registada nesse ano.

A figura seguinte ilustra a decomposição das perdas globais, líquidas de efeitos contabilísticos, entre a parcela técnica e comercial. Importa realçar que esta repartição resulta de estimativas teóricas da E-REDES com base num modelo de perdas interno cuja componente de perdas técnicas foi alvo de certificação pelo INESC-ID/IST.

Evolução das perdas técnicas e comerciais previsionais*

* Perdas em % com referência à Energia Entrada

* A energia recuperada de fraude respeitante a consumos ocorridos no próprio ano civil, embora conste no Balanço Energético da Empresa, não foi faturada pelo processo comercial, encontrando-se por isso refletida na componente de perdas comerciais deste gráfico.

Gráfico 3.2.2

4 Comparação das projeções da procura de eletricidade com os dados reais observados

A energia saída da rede da E-REDES no ano de 2022 situou-se 0,3% acima da previsão realizada em maio de 2022. Corrigindo os valores verificados do impacto das condições de temperatura registadas após a data de previsão, bem como dos desvios de estimativas de consumo de 2022, conhecidos após o fecho do ano, a diferença entre os valores finais e a previsão altera-se para -0,5%. Conclui-se assim que a previsão então efetuada foi mais pessimista face ao que se verificou, subestimando a recuperação dos efeitos sentidos na pandemia. Recorde-se, contudo, que a previsão foi elaborada numa altura em que existia enorme desconhecimento sobre a recuperação do impacto da

pandemia na economia, pelo que esse contexto contribuiu de forma necessariamente significativa para o desvio ocorrido.

Analisando as variações por nível de tensão, verifica-se um desvio de +0,3% face à previsão da E-REDES no consumo do agregado MAT, AT e MT. No mesmo sentido, regista-se um desvio de +0,3% para os segmentos de Baixa Tensão, que corrigida do impacto de temperatura resulta numa variação de +1,4% face à previsão enviada. De notar que à data de elaboração das projeções foram incorporados dados reais de consumo e temperatura até abril de 2022.

Energia Saída da Rede da E-REDES em 2022 (TWh)

Estimado vs. Registado

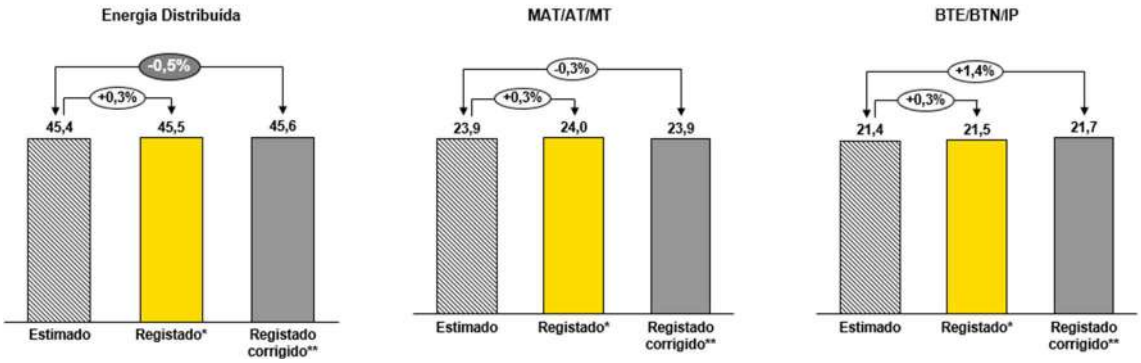


Figura 4.1

*Valor registado no balanço energético contabilístico em 2022.

**Valor registado (*) corrigido de impactos de estimativas e temperatura.

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 2027.

Cenário Central

Rubricas (GWh)	Verificado					Previsto				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**49 636**	**50 448**	**51 339**	**51 594**	**52 103**	**52 540**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	1,6%	1,8%	0,5%	1,0%	0,8%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**45 494**	**46 267**	**47 078**	**47 319**	**47 801**	**48 246**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	1,6%	1,7%	1,8%	0,5%	1,0%	0,9%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 242	2 252	2 298	2 322	2 367	2 414
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-1,8%	0,5%	2,0%	1,0%	1,9%	2,0%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 862	6 923	7 046	7 050	7 127	7 188
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	0,5%	0,9%	1,8%	0,1%	1,1%	0,9%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	14 896	15 456	15 897	16 145	16 404	16 620
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	3,3%	3,8%	2,9%	1,6%	1,6%	1,3%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**23 999**	**24 631**	**25 241**	**25 516**	**25 898**	**26 222**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	2,0%	2,6%	2,5%	1,1%	1,5%	1,3%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 224	3 404	3 496	3 541	3 591	3 634
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	9,0%	5,6%	2,7%	1,3%	1,4%	1,2%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	17 337	17 361	17 536	17 515	17 619	17 740
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	0,6%	0,1%	1,0%	-0,1%	0,6%	0,7%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	935	870	805	746	693	650
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-10,9%	-7,0%	-7,4%	-7,3%	-7,2%	-6,2%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 495**	**21 635**	**21 837**	**21 802**	**21 903**	**22 024**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	1,2%	0,7%	0,9%	-0,2%	0,5%	0,6%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 142**	**4 181**	**4 260**	**4 275**	**4 303**	**4 294**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,74%	8,68%	8,69%	8,68%	8,65%	8,57%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	+0,12pp	-0,06pp	+0,01pp	-0,01pp	-0,03pp	-0,08pp
AT *		1,08%	1,13%	1,11%	1,04%	1,25%	1,37%	1,53%	1,62%	1,62%
MT *		2,73%	2,70%	2,72%	2,73%	2,66%	2,64%	2,61%	2,57%	2,53%
BT *		10,74%	10,72%	10,83%	10,78%	10,89%	10,91%	10,86%	10,83%	10,78%

**Cálculo das perdas por nível de tensão efetuado tendo por base a perda total para cada nível de tensão a dividir pela energia entrada para esse nível.

Tabela 5.1

Cenário Inferior

Rubricas (GWh)	Verificado					Previsto				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**49 636**	**49 269**	**49 967**	**50 050**	**50 325**	**50 553**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	-0,7%	1,4%	0,2%	0,5%	0,5%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**45 494**	**45 201**	**45 829**	**45 898**	**46 152**	**46 391**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	1,6%	-0,6%	1,4%	0,1%	0,6%	0,5%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 242	2 170	2 215	2 234	2 274	2 316
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-1,8%	-3,2%	2,1%	0,8%	1,8%	1,8%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 862	6 833	6 913	6 871	6 908	6 939
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	0,5%	-0,4%	1,2%	-0,6%	0,5%	0,4%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	14 896	15 255	15 670	15 905	16 110	16 285
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	3,3%	2,4%	2,7%	1,5%	1,3%	1,1%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**23 999**	**24 257**	**24 798**	**25 010**	**25 292**	**25 539**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	2,0%	1,1%	2,2%	0,9%	1,1%	1,0%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 224	3 337	3 421	3 472	3 511	3 546
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	9,0%	3,5%	2,5%	1,5%	1,1%	1,0%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	17 337	16 770	16 855	16 734	16 734	16 745
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	0,6%	-3,3%	0,5%	-0,7%	0,0%	0,1%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	935	836	756	682	615	562
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-10,9%	-10,5%	-9,6%	-9,8%	-9,8%	-8,7%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 495**	**20 944**	**21 031**	**20 887**	**20 860**	**20 852**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	1,2%	-2,6%	0,4%	-0,7%	-0,1%	0,0%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 142**	**4 068**	**4 138**	**4 153**	**4 173**	**4 161**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,74%	8,64%	8,66%	8,68%	8,69%	8,63%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	+0,12pp	-0,10pp	+0,03pp	+0,02pp	+0,00pp	-0,06pp

Tabela 5.2

Cenário Superior

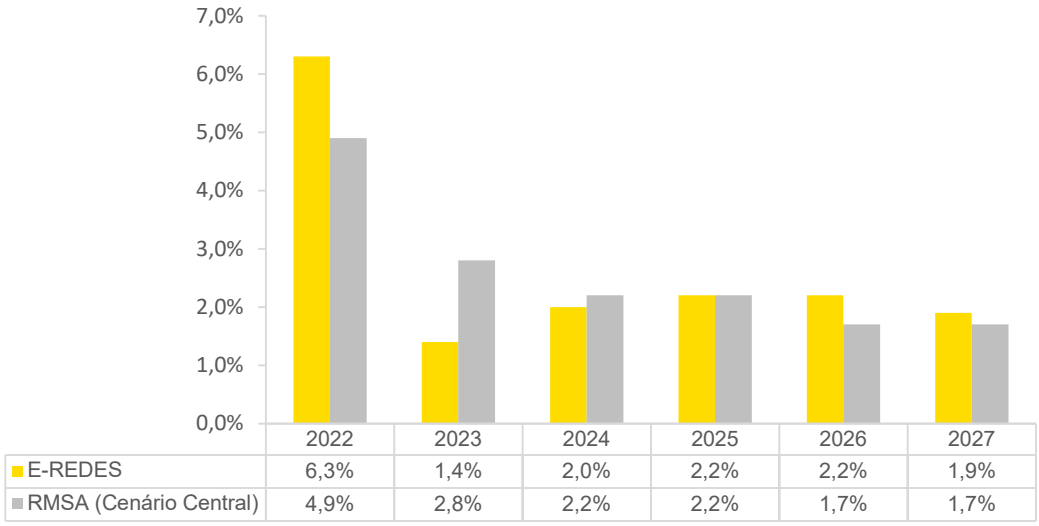
Rubricas (GWh)	Verificado					Previsto				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E. Entrada RND	**50 263**	**49 805**	**48 245**	**48 772**	**49 636**	**52 006**	**53 235**	**53 829**	**54 828**	**55 769**
- variação anual	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	4,8%	2,4%	1,1%	1,9%	1,7%
Consumo	**46 118**	**45 688**	**44 154**	**44 765**	**45 494**	**47 628**	**48 732**	**49 271**	**50 179**	**51 146**
- variação anual	3,1%	-0,9%	-3,4%	1,4%	1,6%	4,7%	2,3%	1,1%	1,8%	1,9%
MAT	2 366	2 344	2 461	2 282	2 242	2 331	2 378	2 407	2 458	2 511
- variação anual	9,6%	-0,9%	5,0%	-7,3%	-1,8%	4,0%	2,0%	1,2%	2,1%	2,2%
AT	7 036	7 072	6 792	6 826	6 862	7 012	7 171	7 217	7 331	7 421
- variação anual	2,2%	0,5%	-3,9%	0,5%	0,5%	2,2%	2,3%	0,6%	1,6%	1,2%
MT	14 987	14 939	13 916	14 416	14 896	15 749	16 242	16 543	16 913	17 240
- variação anual	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,6%	3,3%	5,7%	3,1%	1,9%	2,2%	1,9%
MAT/AT/MT	**24 389**	**24 355**	**23 170**	**23 524**	**23 999**	**25 092**	**25 790**	**26 166**	**26 701**	**27 172**
- variação anual	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,5%	2,0%	4,6%	2,8%	1,5%	2,0%	1,8%
BTE	3 361	3 359	2 922	2 957	3 224	3 587	3 731	3 823	3 959	4 188
- variação anual	1,0%	-0,1%	-13,0%	1,2%	9,0%	11,3%	4,0%	2,5%	3,6%	5,8%
BTN	17 068	16 770	16 905	17 233	17 337	18 067	18 376	18 492	18 770	19 069
- variação anual	5,4%	-1,7%	0,8%	1,9%	0,6%	4,2%	1,7%	0,6%	1,5%	1,6%
IP	1 300	1 204	1 157	1 050	935	882	834	790	749	717
- variação anual	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-9,3%	-10,9%	-5,7%	-5,5%	-5,3%	-5,1%	-4,3%
BT	**21 729**	**21 334**	**20 984**	**21 240**	**21 495**	**22 536**	**22 942**	**23 105**	**23 478**	**23 974**
- variação anual	4,1%	-1,8%	-1,6%	1,2%	1,2%	4,8%	1,8%	0,7%	1,6%	2,1%
Perdas RND	**4 146**	**4 117**	**4 091**	**4 007**	**4 142**	**4 378**	**4 503**	**4 558**	**4 649**	**4 623**
- variação anual	8,66%	8,67%	8,94%	8,62%	8,74%	8,81%	8,85%	8,86%	8,88%	8,68%
	-0,42pp	+0,02pp	+0,26pp	-0,32pp	+0,12pp	+0,07pp	+0,04pp	+0,01pp	+0,01pp	-0,20pp

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-2022) apresenta uma taxa de variação anual de 2022 (ainda previsional, à data de elaboração do RMSA), à semelhança do valor assumido pela E-REDES, na medida em que o valor final do PIB para o ano de 2022 ainda não se encontra apurado pelo INE. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento previsional de 6,3% no ano de 2022, as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas, mencionadas na secção 3.1, são menos otimistas às consideradas no RMSA-E 2022, para os primeiros anos de projeção, no sentido contrário às projeções referentes aos anos de 2026 e 2027.

Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto
Comparação de Estimativas E-REDES e RMSA



	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-REDES	6,3%	1,4%	2,0%	2,2%	2,2%	1,9%
RMSA (Cenário Central)	4,9%	2,8%	2,2%	2,2%	1,7%	1,7%

Gráfico 6.1

O RMSA E-2022 apresenta cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior conservador; cenário central conservador; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética. O

gráfico 6.2 apresenta os cenários projetados nos dois relatórios para o período de 2023-2027.

Quando se comparam os cenários dos dois estudos, verifica-se que os adotados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2022) encontram-se menos otimistas que as atuais projeções da E-REDES para os anos de 2023 e 2024. De salientar, que o cenário central da E-REDES se encontra bastante alinhado com o cenário mais otimista (superior de ambição – teste stress) do RMSA para os primeiros 2 anos de projeções. Nos anos seguintes, o cenário central da E-REDES situa-se entre as projeções dos cenários centrais (conservador e ambição), refletindo a tendência de projeção macroeconómica considerada (mais otimista no cenário E-REDES).

Comparação das previsões de consumo (GWh) pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2022

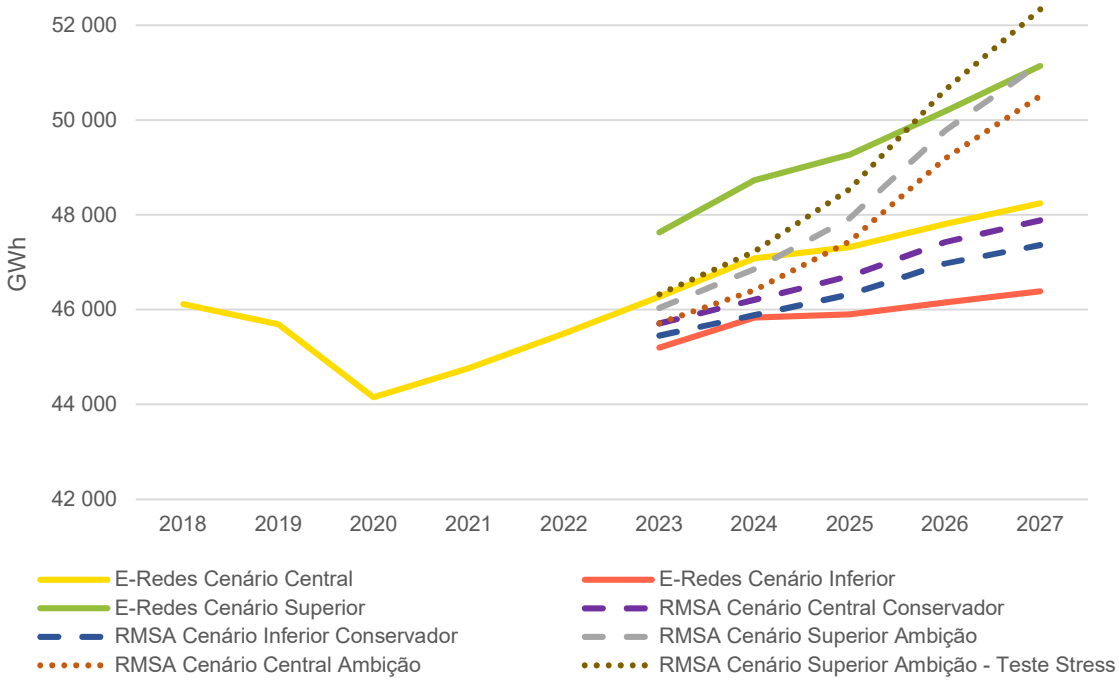


Gráfico 6.2

Observações:

- Valor de 2018 da E-Redes reflete impacto da temperatura de cerca de +700 GWh.
- Os resultados incorporam a energia recuperada em fraude a partir de 2018.

Consumo (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E-Redes Cenário Inferior						45 201	45 829	45 898	46 152	46 391
E-Redes Cenário Central (1)	46 118	45 688	44 154	44 765	45 494	46 267	47 078	47 319	47 801	48 246
E-Redes Cenário Superior						47 628	48 732	49 271	50 179	51 146
RMSA Cenário Inferior Conservador						45 453	45 887	46 322	46 975	47 364
RMSA Cenário Central Conservador (2)						45 709	46 208	46 709	47 428	47 885
RMSA Cenário Superior Ambição						46 036	46 855	47 931	49 773	51 201
RMSA Cenário Central Ambição						45 716	46 410	47 447	49 187	50 510
RMSA Cenário Superior Ambição – Teste Stress						46 325	47 229	48 547	50 633	52 337

Tabela 6.1

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

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

(2) Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

7 Ponta máxima na RND

7.1 Evolução histórica e projeções

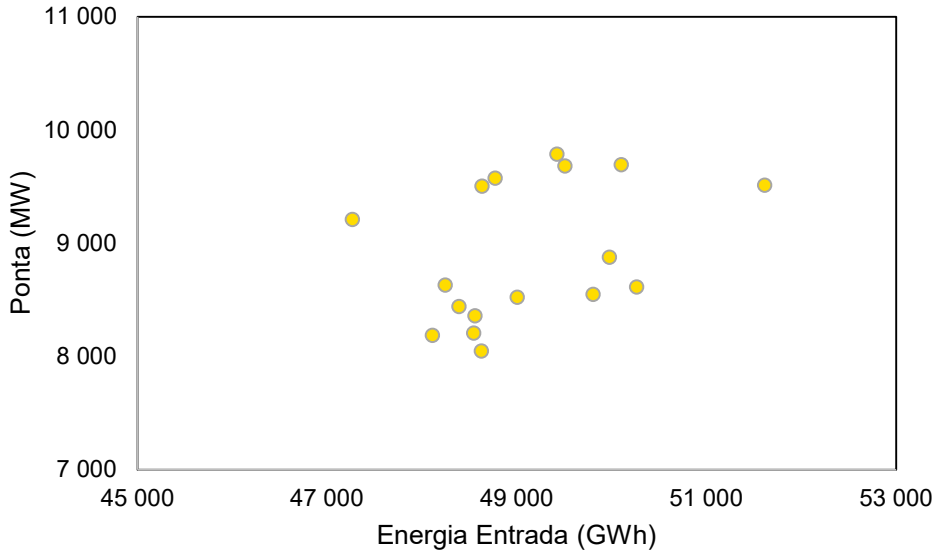
Com o objetivo de estimar a ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), foi estudada a relação entre esta variável e a evolução da procura de eletricidade (Energia Entrada na RND). Para além disso, foi incluído na análise o peso do consumo doméstico e iluminação 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 2005-2021.

Ponta vs. Energia Entrada na RND

$$\widehat{P_{Máx}} = -6040{,}309 + 0{,}162\ EE + 177{,}123\ Peso_{BTN\ e\ IP} + 1089{,}551 C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0{,}83$$



Fonte: Dados e estimativas E-Redes

Gráfico 7.1

onde

- EE – *Energia Entrada na RND*
- $Peso_{BTN\ e\ IP}$ – *peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total*
- $C_{ovid} = 1\ se\ a = \{2021\};\ 0, caso\ contrário.$

De acordo com o modelo estimado, uma variação de 1000 GWh na energia entrada implica uma variação no mesmo sentido de 162 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 177 MW na ponta máxima. No ano de 2021, houve a necessidade de incorporar uma variável *dummy* (C_{ovid}) na medida em que o valor registado da ponta máxima foi consideravelmente superior aos anos anteriores, devido ao efeito de confinamento associado às temperaturas baixas sentidas no inverno de 2021.

Os quadros seguintes apresentam os valores projetados para a energia entrada e ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), no horizonte 2027, 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					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	49 004	50 263	49 805	48 245	48 772	49 636	50 448	51 339	51 594	52 103	52 540
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	1,6%	1,8%	0,5%	1,0%	0,8%
Ponta Síncrona (MW)	8 526	8 615	8 552	8634	9577	8508	8520	8591	8573	8612	8657
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	1,0%	10,9%	-11,2%	0,1%	0,8%	-0,2%	0,4%	0,5%

Tabela 7.1

Cenário Inferior

Anos	Verificado					Previsão					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	49 004	50 263	49 805	48 245	48 772	49 636	49 269	49 967	50 050	50 325	50 553
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	-0,7%	1,4%	0,2%	0,5%	0,5%
Ponta Síncrona (MW)	8 526	8 615	8 552	8634	9577	8508	8258	8284	8218	8205	8199
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	1,0%	10,9%	-11,2%	-2,9%	0,3%	-0,8%	-0,2%	-0,1%

Tabela 7.2

Cenário Superior

Anos	Verificado					Previsão					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Energia Entrada RND (GWh)	49 004	50 263	49 805	48 245	48 772	49 636	52 006	53 235	53 829	54 828	55 769
Variação (%)	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,1%	1,8%	4,8%	2,4%	1,1%	1,9%	1,7%
Ponta Síncrona (MW)	8 526	8 615	8 552	8634	9577	8508	8824	8961	9010	9133	9263
Variação (%)	5,9%	1,0%	-0,7%	1,0%	10,9%	-11,2%	3,7%	1,5%	0,5%	1,4%	1,4%

Tabela 7.3

A figura seguinte retrata a evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2005-2027, com base no modelo referido.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2005 a 2021 (dados reais). Para os anos de 2022 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada, sendo que para o período de 2005-2022 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. O peso relativo do consumo doméstico face à energia entrada tem vindo a registar um decréscimo ao longo do tempo, pelo que o crescimento previsto pela variável Energia Entrada é atenuado. Adicionalmente, o histórico do consumo incorpora as situações de penetração do autoconsumo, tendo impacto de redução na projeção da ponta máxima.

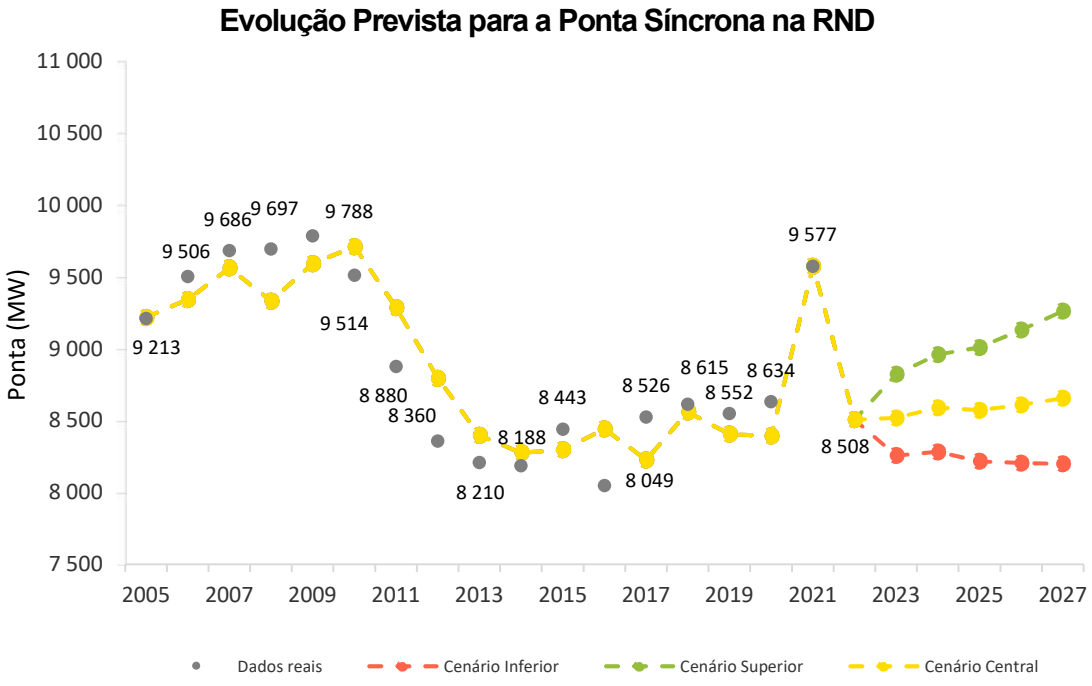

Evolução Prevista para a Ponta Síncrona na RND
Ponta (MW)
11 000
10 500
10 000
9 500
9 000
8 500
8 000
7 500
2005
2007
2009
2011
2013
2015
2017
2019
2021
2023
2025
2027
9 213
9 506
9 686
9 697
9 788
9 514
8 880
8 360
8 210
8 188
8 443
8 049
8 526
8 615
8 552
8 634
9 577
8 508
Dados reais
Cenário Inferior
Cenário Superior
Cenário Central

Gráfico 7.2

ANEXO B – CARACTERIZAÇÃO DA REDE

Anexo B.1 – Caracterização da Rede AT e Subestações AT/MT

Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT

Anexo B.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

Página em branco

ANEXO B.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT E SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo B.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT

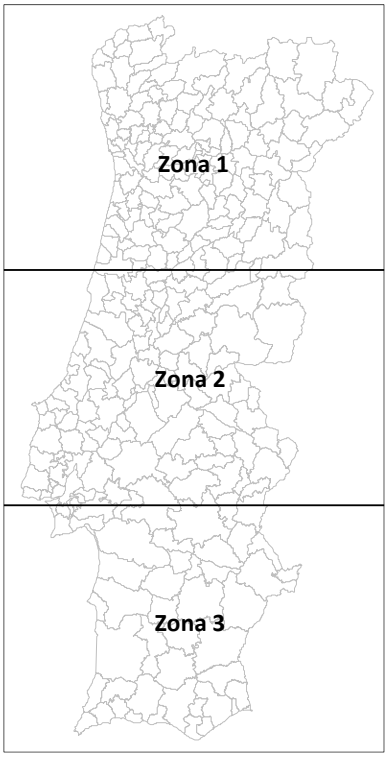
Anexo B.1.4 – Caracterização da rede AT

Página em branco

Neste anexo apresentam-se os mapas da rede de distribuição AT e subestações AT/MT prevista em 31.12.2022 (Anexo B.1.1.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.1.2).

São também apresentados mapas com o grau de utilização das infraestruturas na rede de distribuição AT e subestações AT/MT previsto em 31.12.2022 (Anexo B.1.2.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.2.2).

Por razões de comodidade de representação, dividiu-se o mapa de Portugal Continental em 3 zonas, apresentando-se um mapa para cada zona, com a escala 1:750.000, em formato A3:



FiguraB.1.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)

No Anexo B.1.3.1 é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2022, considerando os investimentos da E-REDES que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2022, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

No Anexo B.1.3.2 é feita uma caracterização das pontas nos anos de 2025, ou seja, após a realização dos investimentos previstos nesta atualização de 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).

No Anexo B.1.4 é feita a caracterização da rede AT prevista em 31.12.2022 (Anexo B.1.4.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.4.2), utilizando os mesmos pressupostos considerados para as subestações AT/MT.

ANEXO B.1.1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT

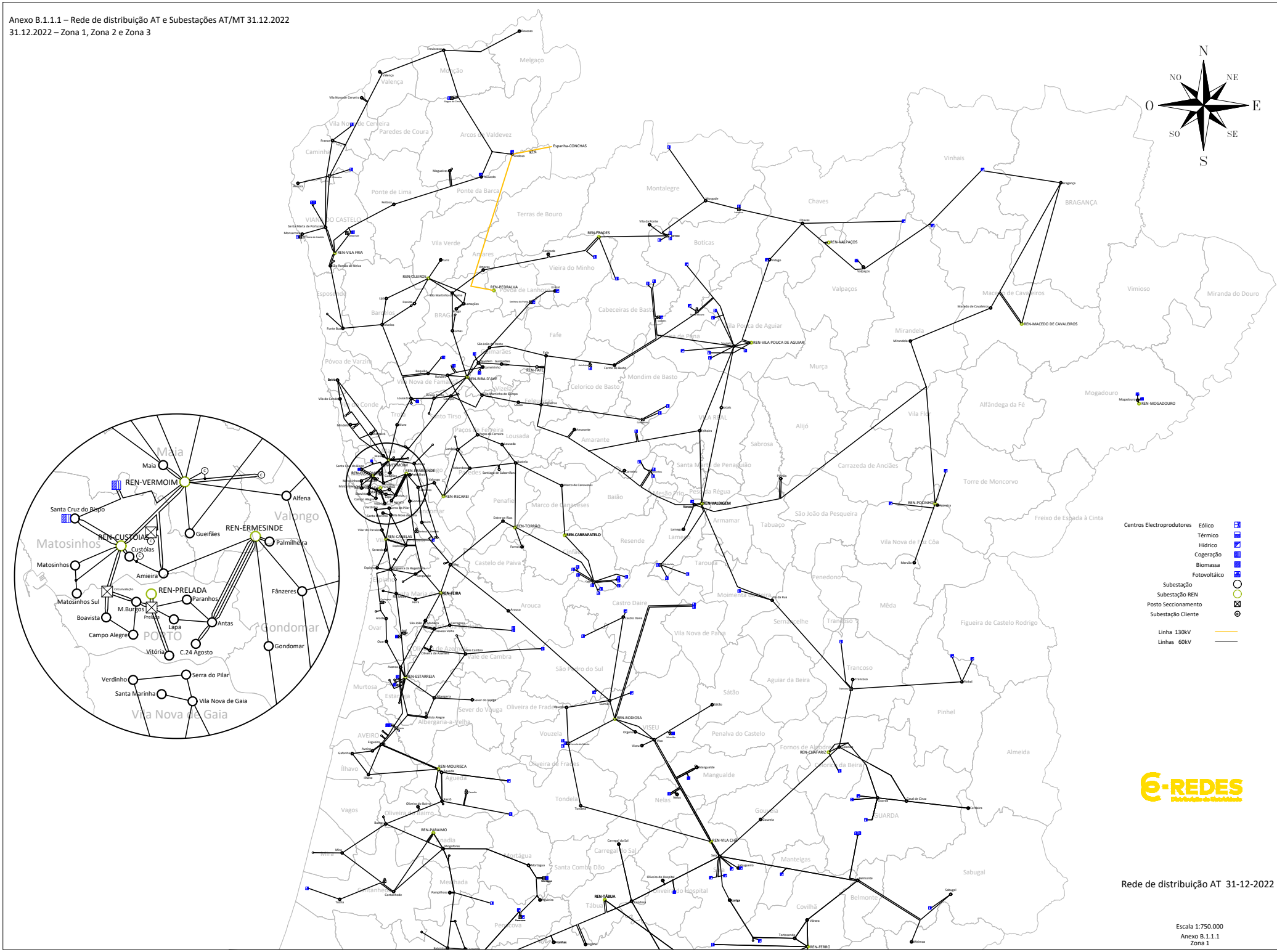
Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

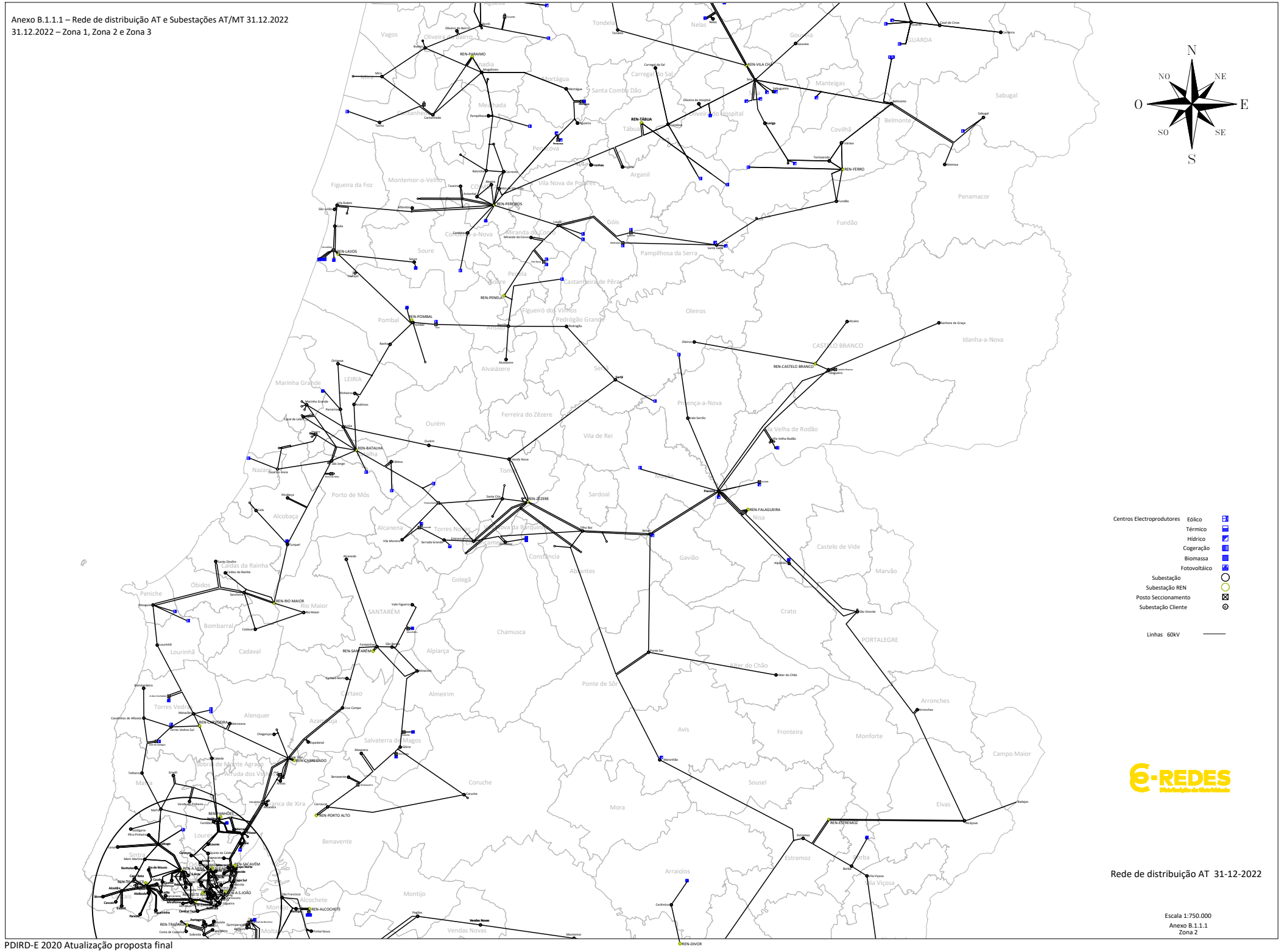
Página em branco

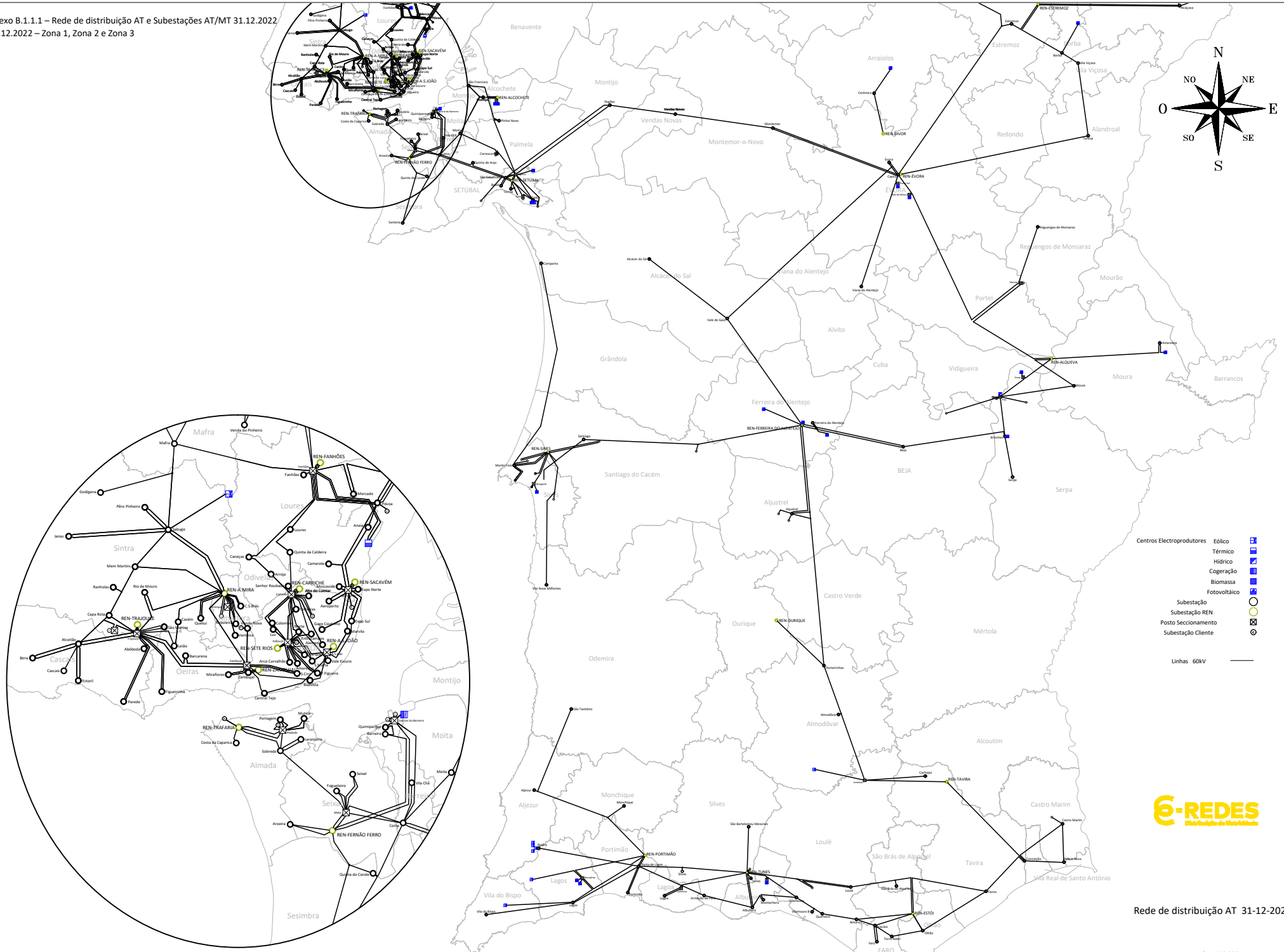
ANEXO B.1.1.1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022

Página em branco


N
NO
NE
O
E
SO
SE
S
Melgaço
Monção
Valença
Vila Nova de Cerveira
Paredes de Coura
Arcos de Valdevez
Caminha
Ponte de Lima
Ponte da Barca
Terras de Bouro
VIANA DO CASTELO
Vila Verde
Amares
Vieira do Minho
Esposende
Barcelos
Póvoa de Lanhoso
Cabeceiras de Basto
Fafe
Póvoa de Varzim
Guimarães
Vizela
Vila Nova de Famalicão
Celorico de Basto
Mondim de Basto
Vila Pouca de Aguiar
Murça
Trofa
Santo Tirso
Vila Real
Paços de Ferreira
Lousada
Amarante
Alijó
Sabrosa
Penafiel
Baião
Marco de Canaveses
Santa Marta de Penaguião
Carrazeda de Ansiães
Torre de Moncorvo
Resende
Armamar
Tabuaço
São João da Pesqueira
Freixo de Espada à Cinta
Castelo de Paiva
Arouca
Castro Daire
Penedono
Vila Nova de Foz Côa
Mêda
Trancoso
Figueira de Castelo Rodrigo
Vila Nova de Paiva
Sátão
Aguiar da Beira
Pinhel
Almeida
São Pedro do Sul
Oliveira de Frades
Vouzela
VISEU
Penalva do Castelo
Fornos de Algodres
Murtosa
Estarreja
Sever do Vouga
Albergaria-a-Velha
AVEIRO
Ílhavo
Águeda
Oliveira de Frades
Mangualde
Nelas
Gouveia
GUARDA
Vagos
Oliveira de Bairro
Tondela
Carregal do Sal
Manteigas
Sabugal
Anadia
Mealhada
Penacova
Santa Comba Dão
Tábua
Covilhã
Belmonte
Cantanhede
Montemor-o-Velho
Figueira da Foz
Soure
Pombal
Ansião
Alvaiázere
Ourém
Tomar
Abrantes
Sardoal
Mação
Vila de Rei
Proença-a-Nova
Oleiros
Sertã
Castelo Branco
Idanha-a-Nova
Penamacor
Fundão
Belmonte
Covilhã
Sabugal
Almeida
Figueira de Castelo Rodrigo
Meda
Trancoso
Sátão
Aguiar da Beira
Pinhel
Penalva do Castelo
Fornos de Algodres
Gouveia
Manteigas
Nelas
Mangualde
Oliveira de Frades
Vouzela
Tondela
Carregal do Sal
Santa Comba Dão
Tábua
Penacova
Mealhada
Anadia
Oliveira do Bairro
Vagos
Ílhavo
Águeda
Albergaria-a-Velha
Sever do Vouga
Murtosa
Estarreja
São Pedro do Sul
Vouzela
Oliveira de Frades
Arouca
Castro Daire
Vila Nova de Paiva
Penalva do Castelo
Fornos de Algodres
Gouveia
Manteigas
Sabugal
Almeida
Figueira de Castelo Rodrigo
Meda
Trancoso
Sátão
Aguiar da Beira
Pinhel
Resende
Armamar
Tabuaço
São João da Pesqueira
Freixo de Espada à Cinta
Torre de Moncorvo
Carrazeda de Ansiães
Santa Marta de Penaguião
Alijó
Sabrosa
Vila Real
Mondim de Basto
Celorico de Basto
Cabeceiras de Basto
Fafe
Vizela
Guimarães
Póvoa de Lanhoso
Vieira do Minho
Terras de Bouro
Ponte da Barca
Ponte de Lima
Paredes de Coura
Arcos de Valdevez
Melgaço
Monção
Valença
Vila Nova de Cerveira
Caminha
VIANA DO CASTELO
Vila Verde
Amares
Barcelos
Esposende
Póvoa de Varzim
Trofa
Santo Tirso
Paços de Ferreira
Lousada
Amarante
Baião
Marco de Canaveses
Penafiel
Resende
Castelo de Paiva
Arouca
Oliveira de Azeméis
Santa Maria da Feira
Vale de Cambra
São João da Madeira
Oliveira de Azeméis
Ovar
Murtosa
Estarreja
Albergaria-a-Velha
Sever do Vouga
AVEIRO
Ílhavo
Águeda
Oliveira de Frades
Vouzela
VISEU
Penalva do Castelo
Fornos de Algodres
Gouveia
GUARDA
Manteigas
Sabugal
Almeida
Figueira de Castelo Rodrigo
Meda
Trancoso
Sátão
Aguiar da Beira
Pinhel
Vila Nova de Paiva
Penedono
Moimenta da Beira
Vila Nova de Foz Côa
Tarouca
Tabuaço
Armamar
Lamego
Resende
Castelo de Paiva
Arouca
Castro Daire
Oliveira de Azeméis
Santa Maria da Feira
Vale de Cambra
São João da Madeira

Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022
31.12.2022 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



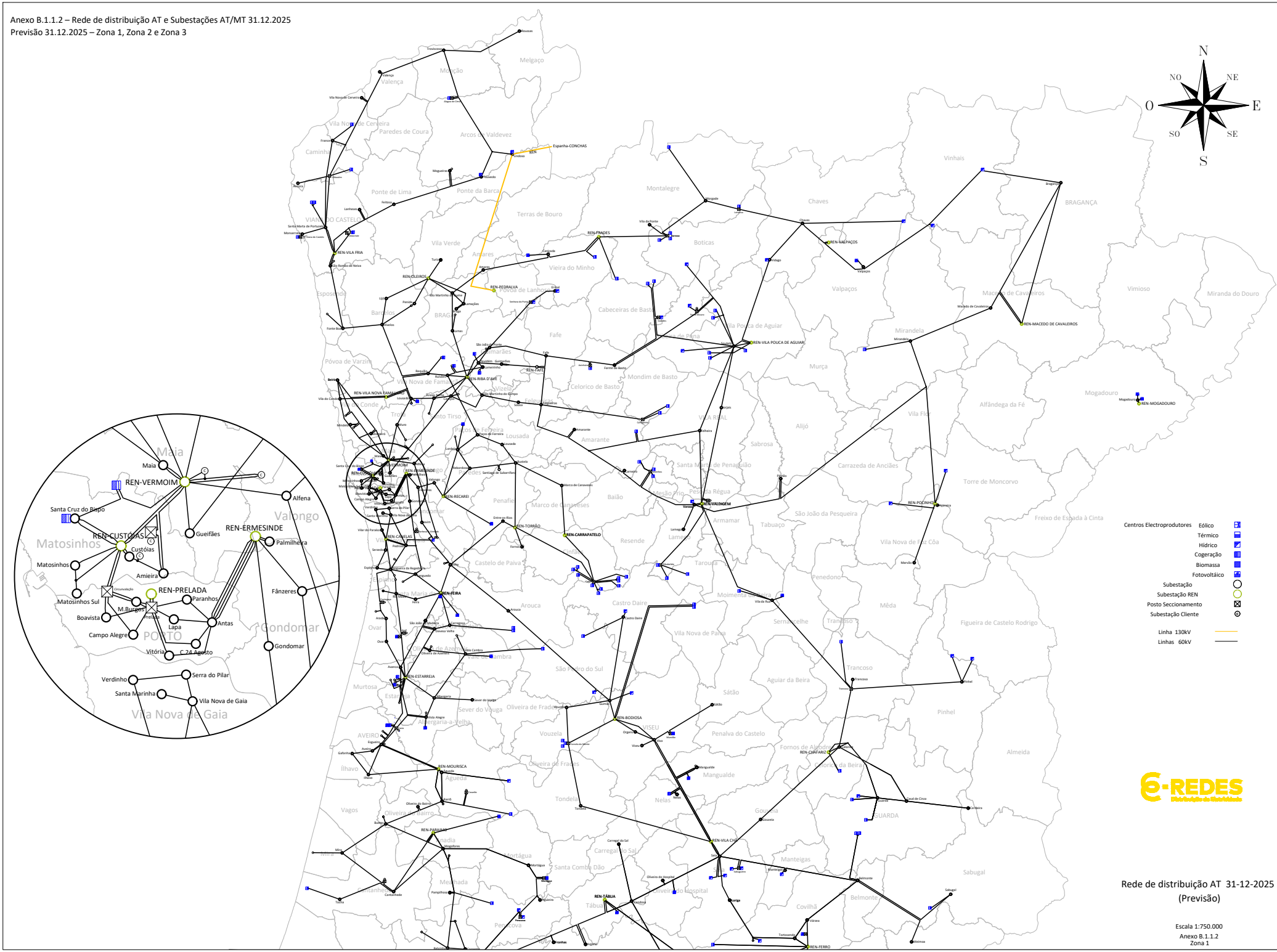

N
NO
NE
O
E
SO
SE
S
REN-FANHÕES
REN-A.MIRA
REN-CARRICHE
REN-SACAVÉM
REN-A.S.JOÃO
REN-SETE RIOS
REN-ZAMBUJAL
REN-TRAJOUCE
REN-TRAFARIA
REN-FERNÃO FERRO
REN-ALCOCHETE
REN-SETÚBAL
REN-DIVOR
REN-ÉVORA
REN-ESTREMOZ
REN-ALQUEVA
REN-FERREIRA DO ALENTEJO
REN-SINES
REN-DURIQUE
REN-PORTIMÃO
REN-TAVIRA
REN-ESTÓI
Centros Electroprodutores
Eólico
Térmico
Hídrico
Cogeração
Biomassa
Fotovoltáico
Subestação
Subestação REN
Posto Seccionamento
Subestação Cliente
Linhas 60kV
Rede de distribuição AT 31-12-2022
Escala 1:750.000
Anexo B.1.1.1
Zona 3

Página em branco

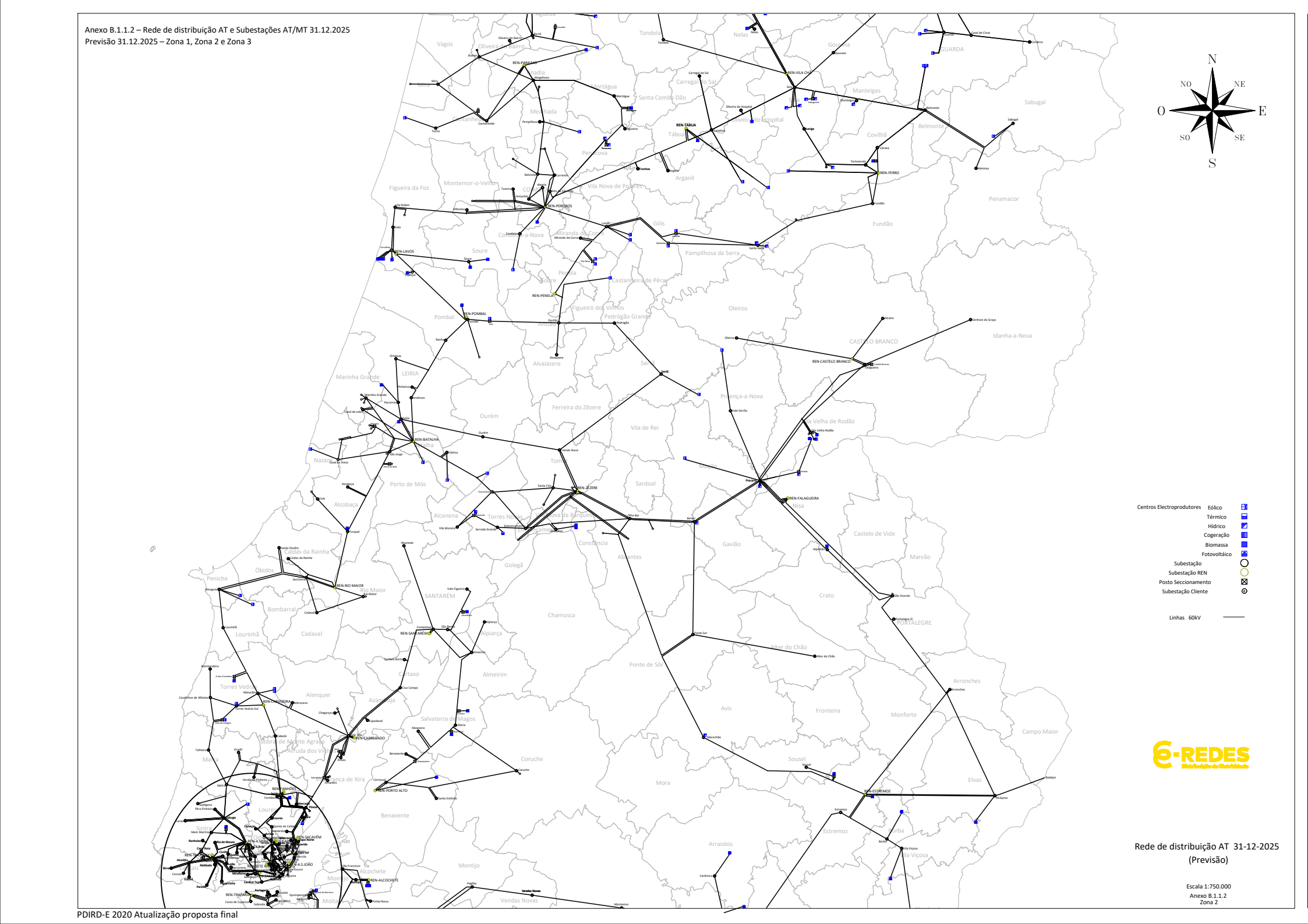
ANEXO B.1.1.2 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

Página em branco

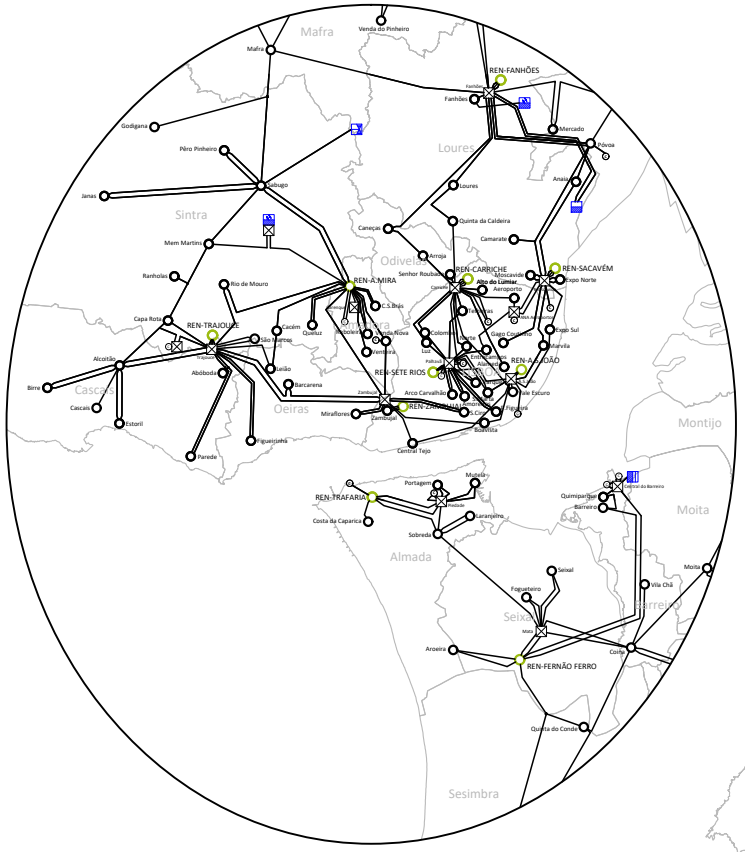
Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

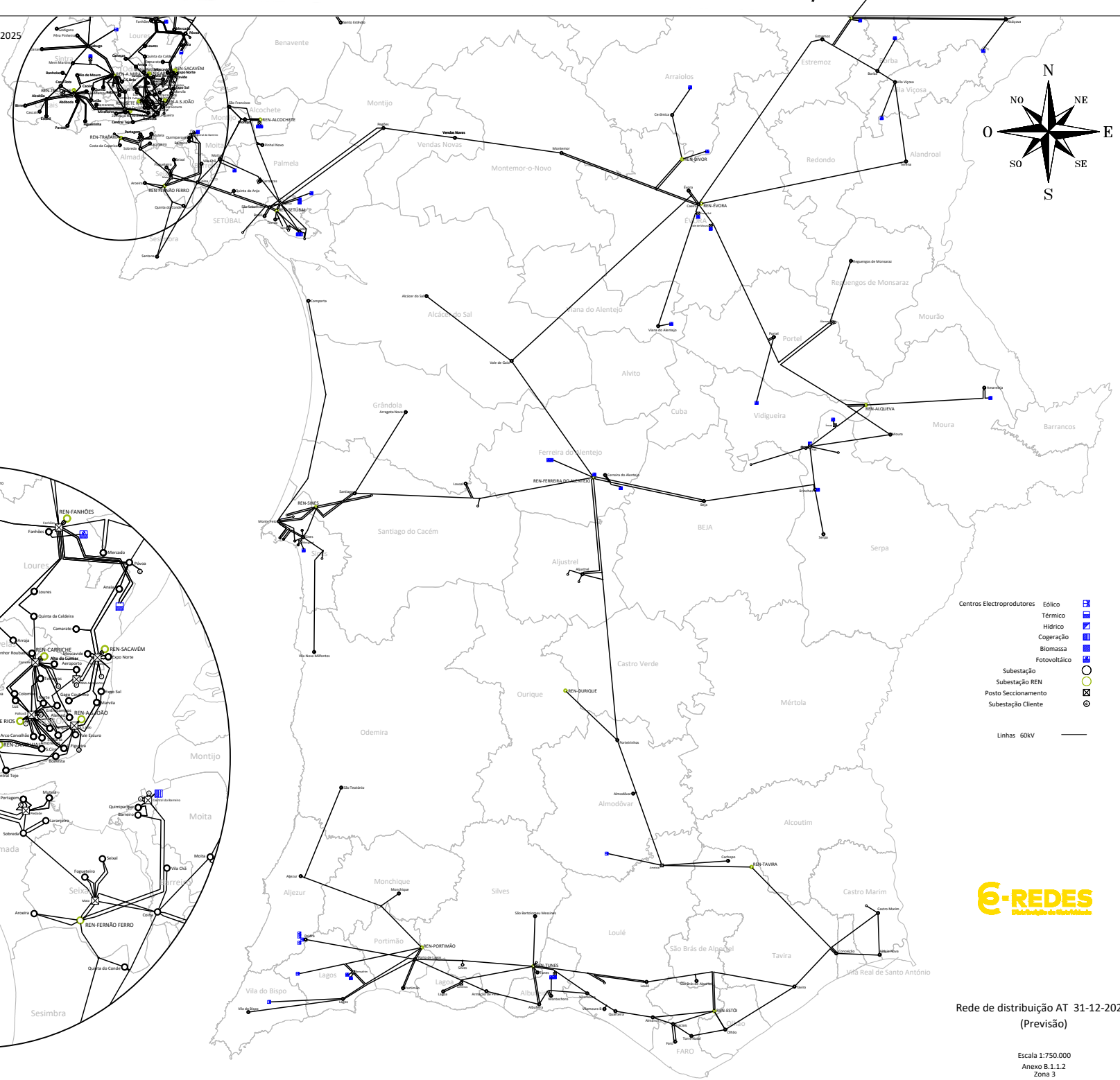

N
NO
NE
O
E
SO
SE
S
Melgaço
Monção
Valença
Vila Nova de Cerveira
Paredes de Coura
Arcos de Valdevez
Caminha
Ponte de Lima
Ponte da Barca
Terras de Bouro
VIANA DO CASTELO
Vila Verde
Amares
Vieira do Minho
Montalegre
Chaves
Vinhais
BRAGANÇA
Boticas
Esposende
Barcelos
BRAGA
Fafe
Póvoa de Lanhoso
Cabeceiras de Basto
Valpaços
Macedo de Cavaleiros
Vimioso
Miranda do Douro
Vila Pouca de Aguiar
Mirandela
Póvoa de Varzim
Guimarães
Murça
Vizela
Vila Nova de Famalicão
Celorico de Basto
Mondim de Basto
Alfândega da Fé
Mogadouro
Vila Flor
Trofa
Santo Tirso
Vila Real
Alijó
Vila do Conde
Matosinhos
Lousada
Amarante
Sabrosa
Santa Marta de Penaguião
Carrazeda de Ansiães
Torre de Moncorvo
Penafiel
Baião
Peso da Régua
Marco de Canaveses
Armamar
São João da Pesqueira
Tabuaço
Freixo de Espada à Cinta
Resende
Lamego
Vila Nova de Foz Côa
Castelo de Paivo
Tarouca
Penedono
Espinho
Arouca
Castro Daire
Moimenta da Beira
Mêda
Figueira de Castelo Rodrigo
Vila Nova de Paiva
Sernancelhe
Trancoso
Ovar
São Pedro do Sul
Aguiar da Beira
Sátão
Pinhel
Murtosa
Estarreja
Sever do Vouga
Oliveira de Frades
VISEU
Almeida
Aveiro
Vouzela
Penalva do Castelo
Fornos de Algodres
Gouveia
Ílhavo
Oliveira de Frades
Mangualde
Vagos
Tondela
Nelas
GUARDA
Oliveira de Azeméis
Oliveira do Bairro
Carregal do Sal
Manteigas
Sabugal
Anadia
Mealhada
Santa Comba Dão
Belmonte
Covilhã
Tábua
Penacova
Pampilhosa
Cantanhede
Tondela
Oliveira do Hospital
Fundão
Portalegre
Castelo Branco
Idanha-a-Nova
Vila Velha de Ródão
Nisa
Gavião
Crato
Ponte de Sor
Abrantes
Sardoal
Mação
Tomar
Ourém
Torres Novas
Entroncamento
Golegã
Chamusca
Constância
Vila Nova da Barquinha
Alcanena
Santarém
Almeirim
Cartaxo
Azambuja
Coruche
Benavente
Salvaterra de Magos
Alpiarça
Chamusca
Cartaxo
Vila Franca de Xira
Alenquer
Arruda dos Vinhos
Loures
Odivelas
Lisboa
Amadora
Oeiras
Cascais
Sintra
Mafra
Torres Vedras
Lourinhã
Peniche
Caldas da Rainha
Óbidos
Bombarral
Cadaval
Alcobaça
Nazaré
Marinha Grande
Leiria
Pombal
Ansião
Figueira da Foz
Soure
Montemor-o-Velho
Cantanhede
Mira
Coimbra
Lousã
Miranda do Corvo
Penela
Condeixa-a-Nova
Góis
Arganil
Pampilhosa da Serra
Oleiros
Proença-a-Nova
Sertã
Vila de Rei
Castelo de Vide
Marvão
Portalegre
Elvas
Campo Maior
Ponte de Sor
Avis
Alter do Chão
Arronches
Crato
Gavião
Portalegre
Castelo de Vide
Marvão

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3





Página em branco

ANEXO B.1.2 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

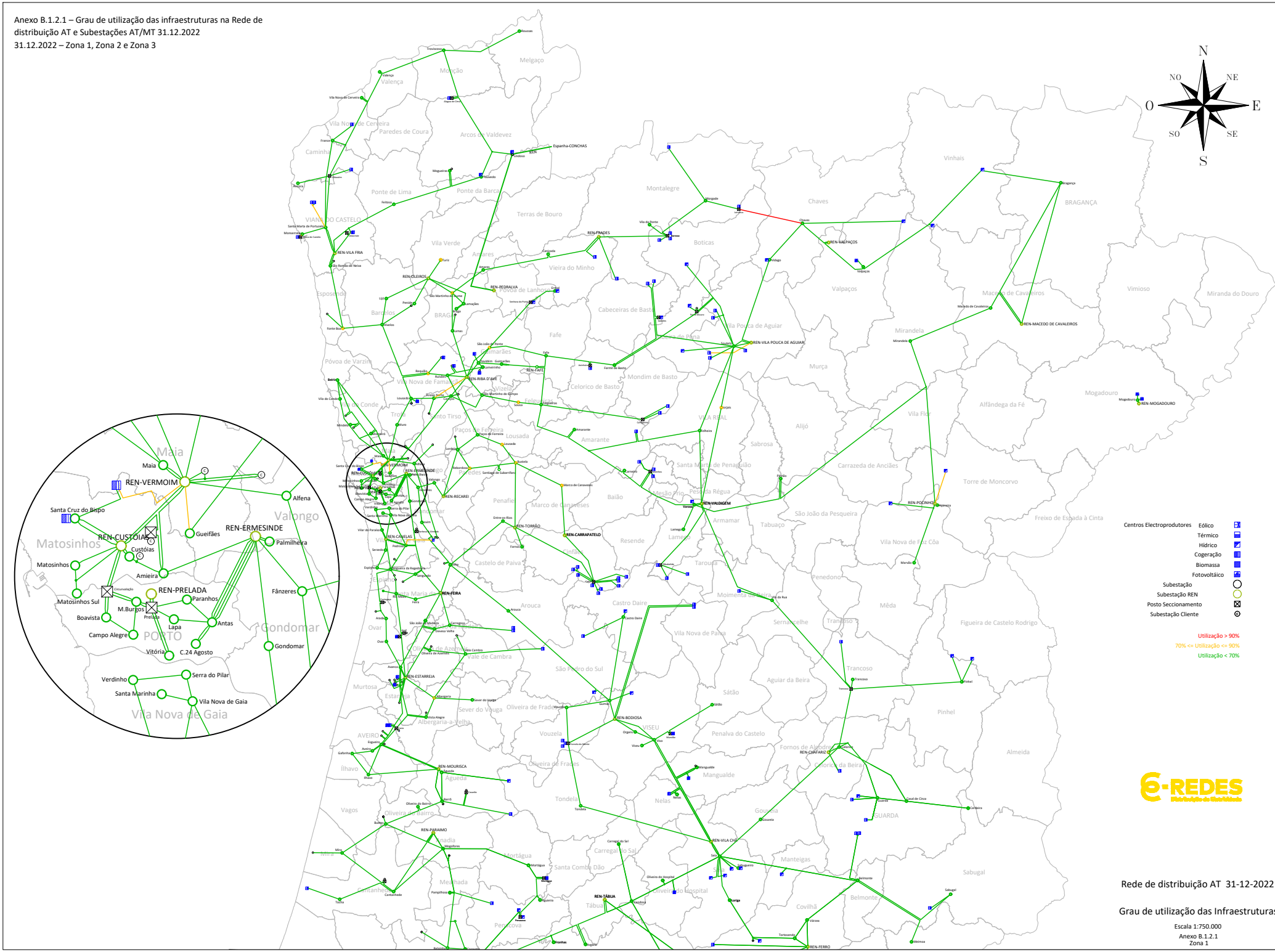
Página em branco

ANEXO B.1.2.1 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022

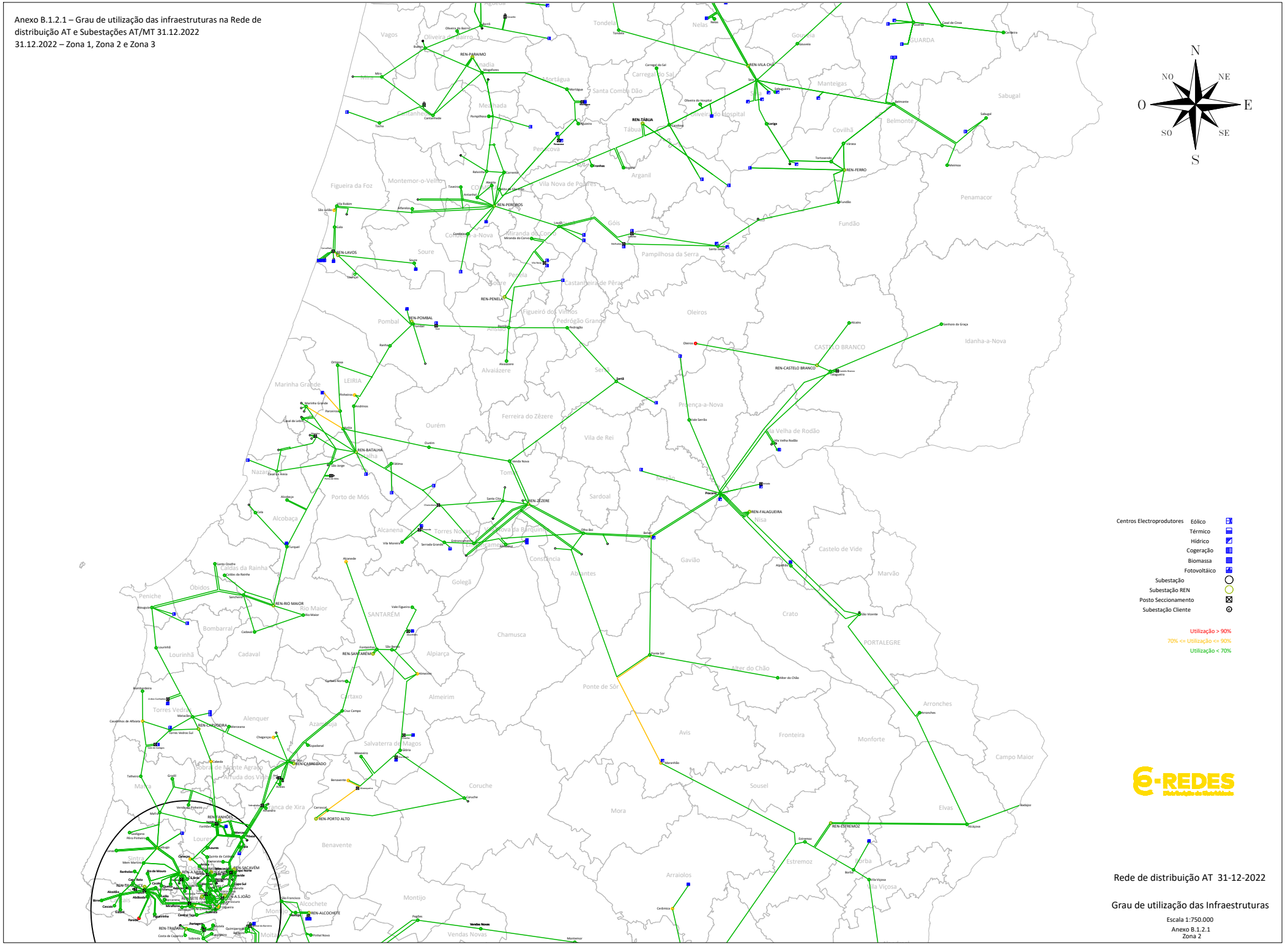
Página em branco

Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022

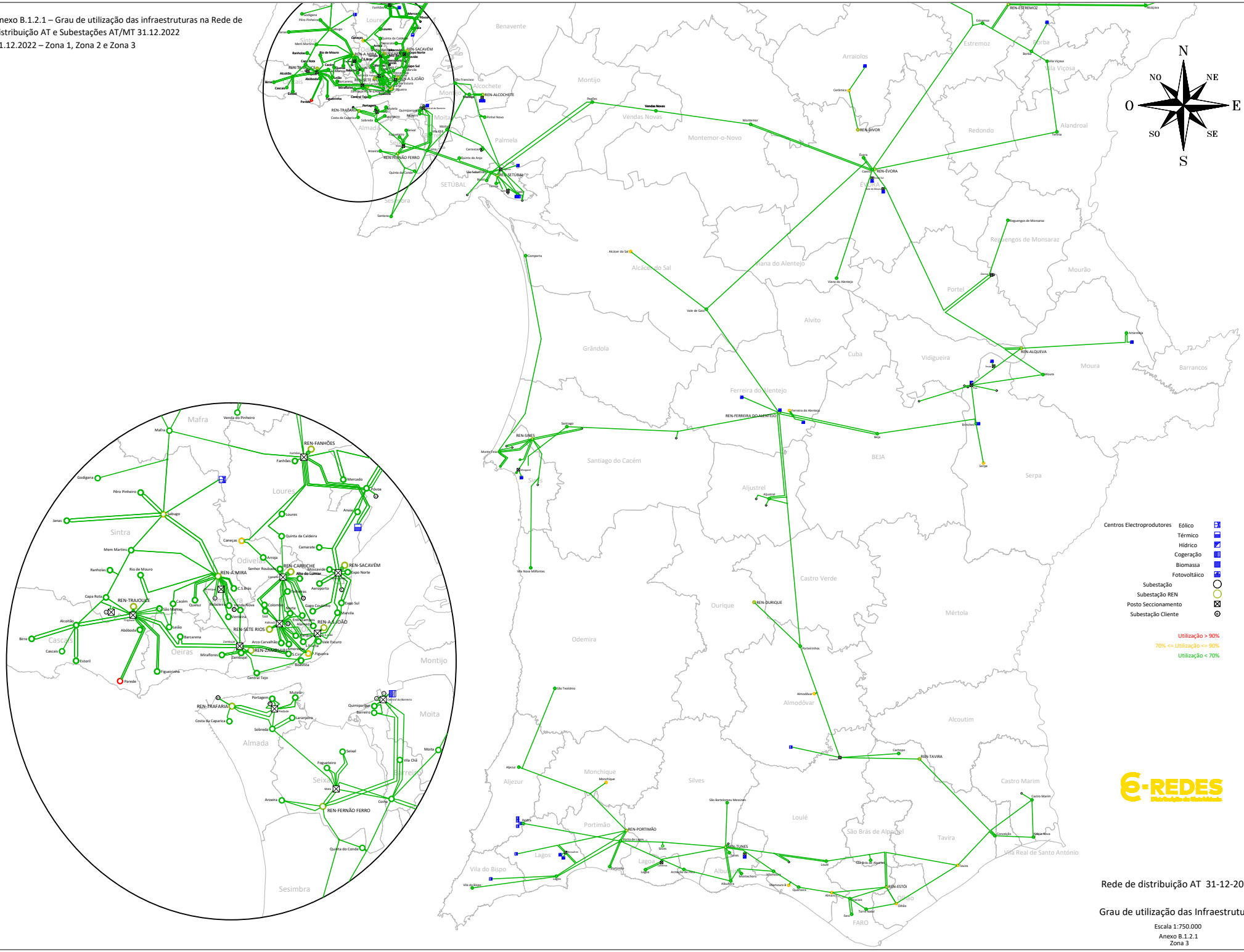
31.12.2022 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022
31.12.2022 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2022
31.12.2022 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

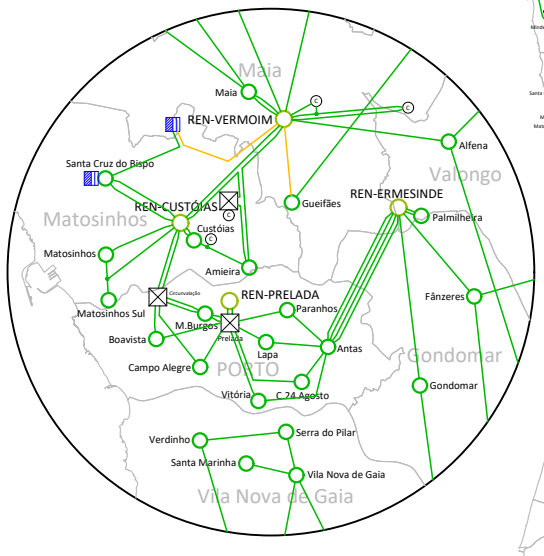


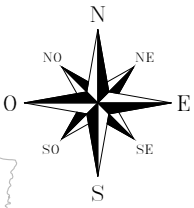
Página em branco

ANEXO B.1.2.2 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

Página em branco

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3





Centros Electroprodutores
Eólico
Térmico
Hídrico
Cogeração
Biomassa
Fotovoltáico
Subestação
Subestação REN
Posto Seccionamento
Subestação Cliente

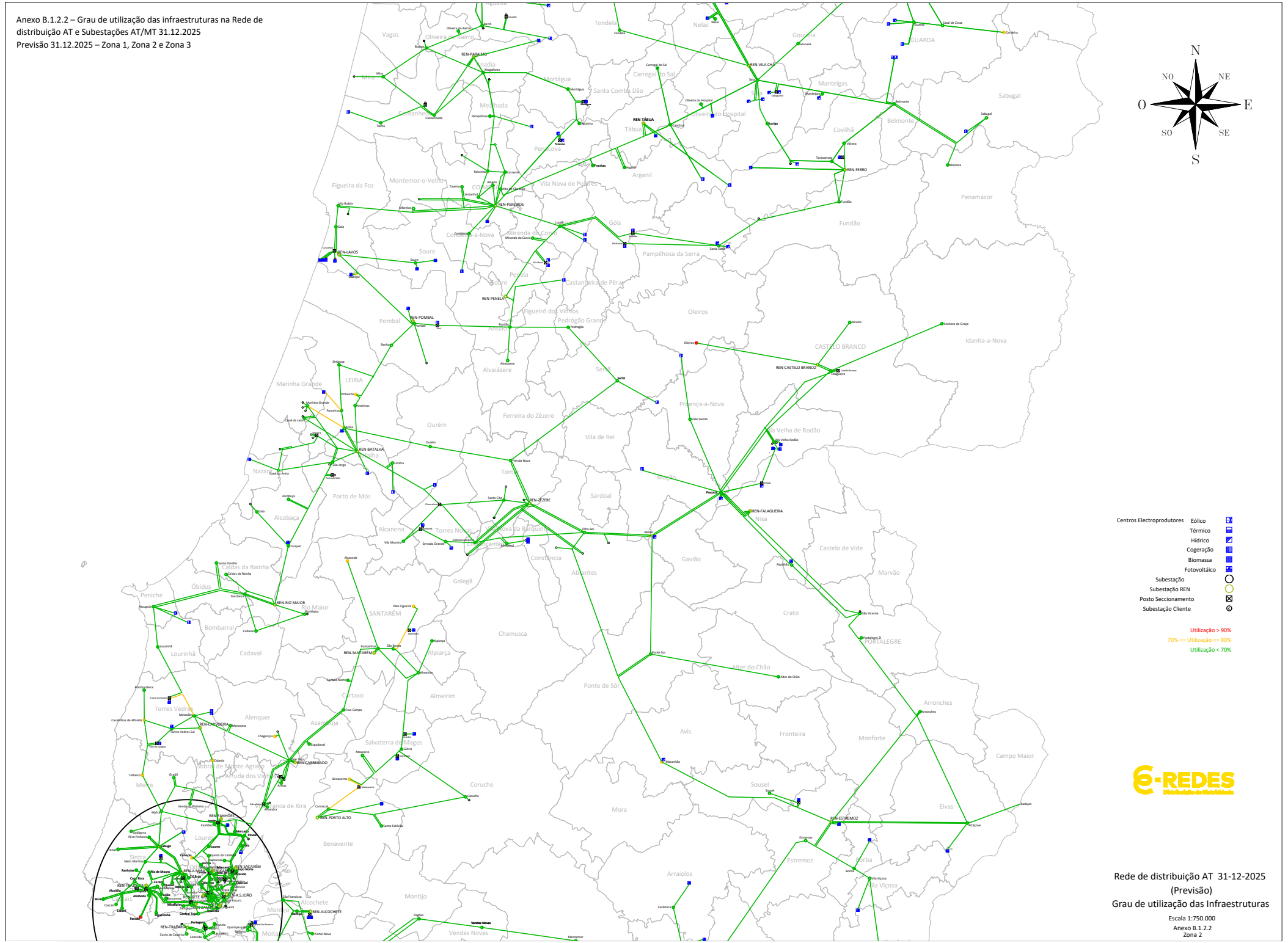
Utilização > 90%
70% <= Utilização <= 90%
Utilização < 70%

e-REDES

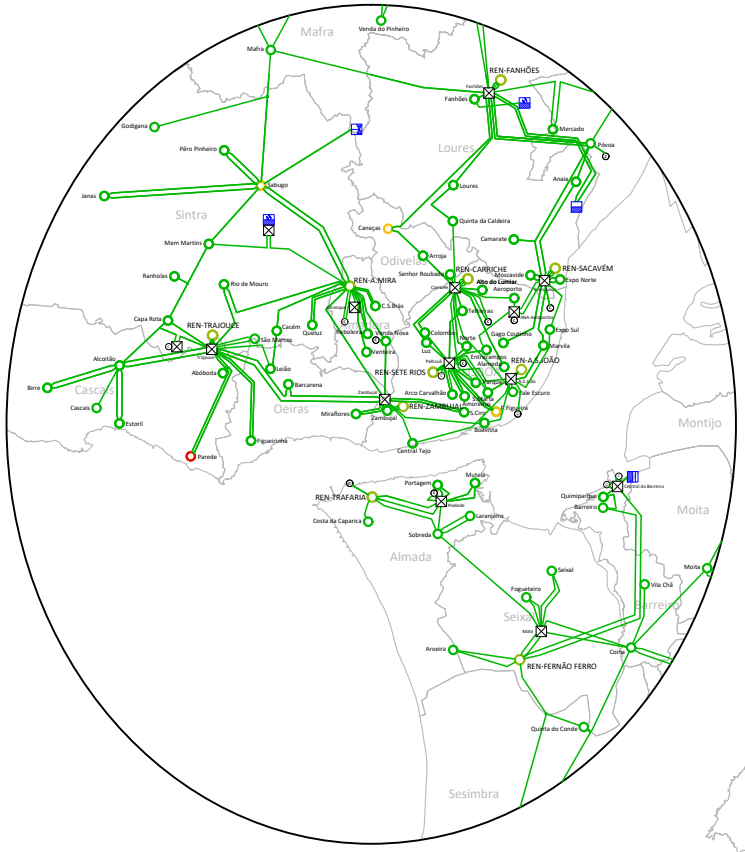
Rede de distribuição AT 31-12-2025
(Previsão)
Grau de utilização das Infraestruturas

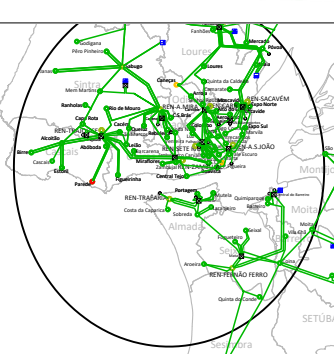
Escala 1:750.000
Anexo B.1.2.2
Zona 1

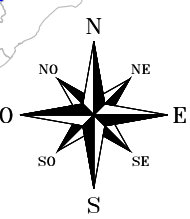
Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3







Centros Electroprodutores
- Eólico
- Térmico
- Hídrico
- Cogeração
- Biomassa
- Fotovoltáico

Subestação
Subestação REN
Posto Seccionamento
Subestação Cliente

Utilização > 90%
70% <= Utilização <= 90%
Utilização < 70%

Rede de distribuição AT 31-12-2025
(Previsão)
Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000
Anexo B.1.2.2
Zona 3

Página em branco

ANEXO B.1.3 – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025

Página em branco

ANEXO B.1.3.1 – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022

Página em branco

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
ALBUFEIRA	Albufeira	60/15	63	2	30,7	42,9	30,7	42,9	42,9	42,9	9,9	1 456	387		516	175		69%	0
ALCÁCER DO SAL	Alcácer do Sal	60/30	20	1	11,2	14,5	11,2	14,5	14,5	14,5	3,4	205	112		200	110		73%	175
ALDEIA NOVA	Castro Marim	60/15	40	2	14,6	27,0	14,6	27,0	27,0	27,0	8,9	423	219		171	99		69%	0
ALJEZUR	Aljezur	60/15	10	1	5,5	5,4	5,5	5,4	5,5	5,5	3,5	246	87		243	86		55%	0
ALJUSTREL	Aljustrel	60/30/15	48	2	11,7	15,8	11,7	15,8	15,8	15,8	21,3	688	392	206	149	94	71	34%	0
ALMANCIL	Loulé	60/15	31,5	1	12,6	22,0	12,6	22,0	22,0	22,0	0,0	1 023	219		494	178		72%	26
ALMODÔVAR	Almodôvar	60/15	5	1	3,5	2,6	3,5	2,6	3,5	3,5	0,0	286	54		257	52		70%	9
AMARELEJA	Moura	60/30	20	1	-10,2	0,1	4,5	5,3	-10,2	5,3	12,7	334	134		324	133		54%	0
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	60/15	63	2	21,8	35,2	21,8	35,2	35,2	35,2	13,3	943	338		555	178		58%	0
BEJA	Beja	60/30/15	63	2	27,9	32,3	27,9	32,3	32,3	32,3	21,1	624	463	246	302	190	144	53%	0
BORBA	Borba	60/15	20	1	6,2	5,0	6,2	5,0	6,2	6,2	3,7	452	153		128	83		31%	0
BRACIAIS	Faro	60/15	40	2	20,2	22,4	20,2	22,4	22,4	22,4	13,4	1 119	326		579	164		59%	0
BRINCHES	Serpa	60/30	31,5	1	11,6	14,8	11,6	14,8	14,8	14,8	4,8	495	178		160	103		49%	0
CACHOPO	Tavira	60/15	20	1	3,3	3,0	3,3	3,0	3,3	3,3	5,6	327	93		138	68		17%	0
CAEIRA	Évora	60/30/15	63	2	21,0	24,0	21,0	24,0	24,0	24,0	24,8	851	301	209	698	279	199	39%	0
CASTRO MARIM	Castro Marim	60/15	20	1	2,2	3,1	2,2	3,1	3,1	3,1	6,9	393	163		185	112		16%	0
CERÂMICA	Arraiolos	60/30/15	20	1	-11,6	-13,8	6,8	4,9	-13,8	6,8	11,1	107	73	60	109	74	61	71%	1
COMPORTA	Alcácer do Sal	60/30	20	1	7,7	13,1	7,7	13,1	13,1	13,1	4,7	161	95		153	93		67%	0
ESTREMOZ	Estremoz	60/30/15	51,5	2	14,9	13,3	14,9	13,3	14,9	14,9	19,0	557	214	144	266	106	72	30%	0
ÉVORA	Évora	60/15	63	2	43,4	32,9	43,4	32,9	43,4	43,4	6,8	686	345		267	106		69%	0
FARO	Faro	60/15	63	2	14,7	20,3	14,7	20,3	20,3	20,3	32,6	841	350		490	177		33%	0
FERREIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	60/30	20	1	14,0	13,2	14,0	13,2	14,0	14,0	3,9	1 070	183		216	111		71%	123
LAGOA	Lagoa	60/15	40	2	19,1	23,1	19,1	23,1	23,1	23,1	12,8	676	285		538	157		59%	0
LAGOS	Lagos	60/15	63	2	38,2	31,9	38,2	31,9	38,2	38,2	4,6	708	314		417	173		61%	0
LOULÉ	Loulé	60/15	40	2	24,5	21,3	24,5	21,3	24,5	24,5	11,5	454	215		446	145		62%	0
MONCHIQUE	Monchique	60/15	10	1	-8,0	4,1	4,0	3,6	-8,0	4,0	4,9	409	101		401	100		80%	70
MONTE FEIO	Sines	60/30/15	63	2	26,4	24,1	26,4	24,1	26,4	26,4	27,4	1 814	476	369	1 139	236	183	43%	0
MONTECHORO	Albufeira	60/15	63	2	13,2	22,2	13,2	22,2	22,2	22,2	30,6	1 244	389		569	187		35%	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	60/30/15	40	2	17,1	15,5	17,1	15,5	17,1	17,1	15,5	396	148	96	204	108	66	43%	0
MOURA	Moura	60/30	30	2	6,5	7,6	6,5	7,6	7,6	7,6	19,4	757	241		566	155		26%	0
OLHÃO	Olhão	60/15	40	2	33,2	32,8	33,2	32,8	33,2	33,2	0,0	1 201	321		510	160		83%	1296
PORTEIRINHOS	Almodôvar	60/30/15	20	1	12,7	10,6	12,7	10,6	12,7	12,7	2,1	381	124	112	371	100	92	64%	0
PORTIMÃO	Portimão	60/15	63	2	26,9	36,0	26,9	36,0	36,0	36,0	16,9	727	348		580	188		58%	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	60/15	52,5	2	19,8	22,3	19,8	22,3	22,3	22,3	24,8	1 368	367		976	177		44%	0
QUARTEIRA	Loulé	60/15	63	2	21,1	27,6	21,1	27,6	27,6	27,6	29,0	721	295		396	158		45%	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	60/30/15	20	1	11,4	12,8	11,4	12,8	12,8	12,8	5,1	233	123	99	156	97	79	65%	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	60/30	40	2	21,5	19,8	21,5	19,8	21,5	21,5	14,5	642	260		160	95		54%	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINE	Silves	60/15	20	1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	0,6	579	162		562	160		47%	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	60/15	20	1	13,6	11,6	13,6	11,6	13,6	13,6	0,0	563	74		548	159		68%	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	60/30	20	1	3,5	9,5	3,5	9,5	9,5	9,5	0,3	151	91	70	150	90	70	51%	0
SERPA	Serpa	60/30/15	20	1	10,4	15,0	10,4	15,0	15,0	15,0	2,9	339	166	130	137	90	75	79%	473
SILVES	Silves	60/15	20	1	9,8	10,2	9,8	10,2	10,2	10,2	7,8	787	178		755	177		55%	0
TAVIRA	Tavira	60/15	40	2	19,3	27,9	19,3	27,9	27,9	27,9	8,0	679	277		341	139		71%	9
TERENA	Alandroal	60/30	20	1	-9,8	11,0	6,9	5,5	11,0	6,9	3,4	181	105	87	216	116	91	58%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
TORRE NATAL	Faro	60/15	40	2	19,5	18,9	19,5	18,9	19,5	19,5	14,3	1 019	311		676	167		49%	0
TUNES	Silves	60/15	31,5	1	13,9	15,3	13,9	15,3	15,3	15,3	4,4	1 865	248		1 692	245		52%	0
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	60/30	16	1	6,0	5,2	6,0	5,2	6,0	6,0	3,9	414	105		394	104		38%	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	60/30/15	40	2	15,3	11,9	15,3	11,9	15,3	15,3	18,6	191	107	321	131	85	69	39%	0
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	60/30	20	1	9,1	8,8	9,1	8,8	9,1	9,1	8,8	260	120		244	116		46%	0
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	60/15	20	1	-6,7	-1,8	4,4	6,1	-6,7	6,1	3,8	274	126		215	112		34%	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	60/30/15	40	2	13,9	11,2	13,9	11,2	13,9	13,9	21,8	265	125	92	260	124	91	35%	0
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	60/15	40	2	12,7	10,2	12,7	10,2	12,7	12,7	20,7	406	215		133	84		33%	0
VILAMOURA	Loulé	60/15	63	2	22,2	31,4	22,2	31,4	31,4	31,4	25,1	1 109	366		594	184		51%	0
VILAMOURA B	Loulé	60/15	31,5	1	12,1	20,3	12,1	20,3	20,3	20,3	7,8	769	201		368	157		70%	1
CONCEIÇÃO	Tavira	60/15	20	1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	17,4	515	158		266	123		3%	0
POLDRA	Aljezur	60/15	10	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	4,7	528	108		457	105		3%	0
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	60/30	20	1	11,9	11,1	11,9	11,1	11,9	11,9	2,0	2 150	202		1 940	200		60%	0
ALVELOS	Barcelos	60/15	63	2	35,3	30,2	42,2	36,5	35,3	42,2	12,6	1 013	355		579	183		59%	0
AMARANTE	Amarante	60/15	40	2	18,1	14,6	18,2	15,9	18,1	18,2	17,2	448	221		203	139		47%	0
AMARES	Amares	60/15	63	2	23,7	20,6	24,6	21,2	23,7	24,6	31,9	648	302		283	142		38%	0
ÂNCORA	Caminha	60/15	20	1	7,5	7,9	7,5	7,9	7,9	7,9	2,0	644	160		257	200		42%	0
BRAGA	Braga	60/15	63	2	30,7	23,7	30,7	23,7	30,7	30,7	25,9	1 161	385		816	207		49%	0
BRAGANÇA	Bragança	60/30	63	2	32,2	23,0	33,7	23,6	32,2	33,7	15,9	508	272		309	151		52%	0
BUSTELO	Penafiel	60/15	40	2	28,3	18,8	28,3	19,1	28,3	28,3	7,7	738	279		508	151		71%	9
CANIÇADA	Vieira do Minho	60/15	20	1	7,0	6,6	7,7	6,7	7,0	7,7	1,9	511	151		323	129		37%	0
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	34,8	29,3	40,0	32,2	34,8	40,0	16,6	1 517	412		968	215		55%	0
CARNEIRO	Amarante	60/15	20	1	10,7	7,8	11,6	8,3	10,7	11,6	0,0	250	137		242	134		55%	0
CHAVES	Chaves	60/15	60	2	25,1	18,0	26,0	18,3	25,1	26,0	13,7	488	297		228	141		42%	0
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	60/15	63	2	30,3	28,3	31,8	28,3	30,3	31,8	24,7	1 344	426		561	299		49%	0
ERMAL	Vieira do Minho	60/15	40	2	10,0	8,6	11,7	9,2	10,0	11,7	23,2	378	199		342	127		26%	0
FAFE	Fafe	60/15	63	2	23,8	19,1	25,2	19,3	23,8	25,2	29,8	1 555	448		734	220		38%	0
FEITOSA	Ponte de Lima	60/15	40	2	23,4	20,2	23,7	20,3	23,4	23,7	11,6	392	209		373	139		60%	0
FELGUEIRAS	Felgueiras	60/15	63	2	39,0	29,3	39,5	29,5	39,0	39,5	16,3	1 044	364		661	308		63%	0
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	60/15	40	2	15,8	14,9	18,1	16,2	15,8	18,1	10,7	857	437		199	106		43%	0
FONTE BOA	Esposende	60/15	40	2	31,6	27,1	32,1	29,2	31,6	32,1	3,9	628	227		506	130		79%	166
FORNOS	Castelo de Paiva	60/15	20	1	-10,4	7,1	9,9	7,7	-10,4	9,9	0,0	945	175		926	174		55%	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	60/30/15	20	1	-12,8	-9,7	12,7	9,5	-12,8	12,7	0,0	679	115	173	389	146	102	67%	0
GUIMARÃES	Guimarães	60/15	63	2	39,0	32,6	45,1	35,0	39,0	45,1	11,1	1023	352		896	206		63%	9
JORJAIS	Vila Real	60/30	31,5	1	-28,0	-15,8	10,8	6,8	-28,0	10,8	4,9	739	205		242	132		89%	70
LAMAÇÃES	Braga	60/15	63	2	34,1	31,3	34,1	31,3	34,1	34,1	22,2	1 273	388		871	211		55%	0
LAMAS	Braga	60/15	63	2	23,8	20,8	23,8	20,8	23,8	23,8	32,9	1 098	373		793	207		38%	0
LAMEIRINHO	Guimarães	60/15	40	2	15,1	13,4	16,5	15,1	15,1	16,5	18,7	1 504	344		806	173		40%	0
LIJÓ	Barcelos	60/15	31,5	1	17,5	12,5	19,8	15,8	17,5	19,8	1,9	1 141	223		481	176		56%	0
LINDOSO	Ponte da Barca	130/60/-	60	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		246			241			0%	0
LORDELO	Paredes	60/15	63	2	26,2	21,5	26,2	21,5	26,2	26,2	29,4	1 318	396		714	203		43%	0
LOUSADA	Lousada	60/15	31,5	1	18,2	-24,3	18,5	12,8	-24,3	18,5	0,0	536	182		405	164		78%	18
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	39,6	35,5	45,4	41,8	39,6	45,4	21,1	1159	366		765	199		64%	0
MACEDO DE CAVALEIROS	Macedo de Cavaleiros	60/30	35	2	14,3	12,6	14,6	12,6	14,3	14,6	16,8	451	152		204	93		41%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	60/15	40	2	27,6	21,0	29,8	22,1	27,6	29,8	5,2	914	298		486	152		71%	50
MIRANDELA	Mirandela	60/30	40	2	14,7	9,4	14,9	9,9	14,7	14,9	21,0	521	246		163	97		37%	0
MOGADOURO	Mogadouro	60/30	25	2	11,4	8,3	11,7	8,5	11,4	11,7	10,8	906	254		808	145		46%	0
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	60/15	31,5	1	13,4	10,0	13,4	10,0	13,4	13,4	1,8	261	137		151	96		44%	0
MONSERRATE	Viana do Castelo	60/15	31,5	1	13,7	10,7	14,0	11,1	13,7	14,0	2,0	740	202		640	193		44%	0
MORGADE	Montalegre	60/15	20	1	4,4	3,8	4,9	3,9	4,4	4,9	0,3	236	109		152	88		22%	0
PAÇOS DE FERREIRA	Paços de Ferreira	60/15	63	2	34,6	26,0	34,6	26,0	34,6	34,6	21,2	740	321		403	236		55%	0
PENIDE	Barcelos	60/15	63	2	20,2	17,3	22,5	18,1	20,2	22,5	32,6	1 322	395		436	172		34%	0
PEVIDÉM	Guimarães	60/15	70	3	24,5	19,2	32,5	26,3	24,5	32,5	30,3	1 859	461		900	146		35%	0
PINHÃO	Alijó	60/30	30	2	11,9	10,5	12,3	10,7	11,9	12,3	14,7	341	207		146	115		40%	0
REBORDOSA	Paredes	60/15	62	3	46,6	38,4	47,2	38,5	46,6	47,2	7,1	1 397	447		651	165		77%	201
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	43,9	34,6	46,0	35,2	43,9	46,0	9,4	1 255	382		1 191	223		72%	119
ROUSSAS	Melgaço	60/15	20	1	4,6	3,3	4,6	3,3	4,6	4,6	0,0	99	67		96	66		24%	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	60/15	31,5	1	18,6	12,4	18,6	12,4	18,6	18,6	4,8	1 724	246		400	169		62%	0
SANTA MARTA DE PORTUZEI	Viana do Castelo	60/15	63	2	34,9	31,4	34,9	31,4	34,9	34,9	21,8	1 557	405		1 174	220		55%	0
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	60/15	31,5	1	18,5	13,0	18,5	13,0	18,5	18,5	0,0	673	194		433	168		59%	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	60/15	63	2	51,4	44,4	52,5	45,5	51,4	52,5	0,0	1 677	418		1 140	224		84%	403
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	60/15	63	2	42,7	36,6	47,8	39,5	42,7	47,8	7,0	1 384	404		686	200		70%	1
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	60/15	40	2	27,0	21,0	28,9	22,6	27,0	28,9	6,6	1 185	315		1 127	180		69%	0
SOUSA	Felgueiras	60/15	31,5	1	24,0	19,8	24,0	19,8	24,0	24,0	0,0	848	209		737	201		79%	123
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	60/30	20	1	9,9	9,1	12,5	9,5	9,9	12,5	0,7	1 772	201		1 129	189		50%	0
TELHEIRA	Vila Real	60/30	63	2	20,3	20,1	28,9	21,1	20,3	28,9	27,7	925	348		216	123		32%	0
TOUVEDO	Ponte da Barca	60/15	20	1	8,8	7,6	8,8	7,6	8,8	8,8	6,2	186	98		180	96		48%	0
TROVISCOSO	Monção	60/15	30	2	13,7	11,4	13,7	11,4	13,7	13,7	12,0	125	87		122	54		48%	0
TURIZ	Vila Verde	60/15	31,5	1	23,4	18,9	23,4	18,9	23,4	23,4	0,0	1 063	221		1 014	218		75%	26
VALENÇA	Valença	60/15	40	2	10,6	9,6	12,1	9,7	10,6	12,1	21,2	273	171		102	68		27%	0
VALPAÇOS	Valpaços	60/15	15	1	9,7	6,2	9,7	6,2	9,7	9,7	0,0	259	113		121	76		67%	0
VIDAGO	Chaves	60/15	30	2	10,4	8,7	11,5	9,5	10,4	11,5	13,5	560	212		178	144		36%	0
VILA DA PONTE	Montalegre	60/15	10	1	2,5	2,6	3,2	2,6	2,6	3,2	1,7	410	104		172	78		27%	0
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	60/15	20	1	7,7	7,0	8,0	7,2	7,7	8,0	2,1	370	110		252	110		39%	0
AGUIEIRA	Penacova	60/15	20	1	8,2	6	8,6	6,5	8,2	8,6	1,55	294	123		292	123		43%	0
ALCAINS	Castelo Branco	60/30/15	31,5	1	8,4	6,9	8,4	6,9	8,4	8,4	4,95	755	977	727	476	248	120	27%	0
ALEGRIA	Coimbra	60/15	63	2	23,3	19,8	23,3	19,8	23,3	23,3	33,19	1 609	402		958	210		37%	0
ALFARELOS	Soure	60/15	20	1	11,3	7,6	11,3	7,7	11,3	11,3	0	891	177		375	140		57%	0
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	60/15	40	2	14,4	12,9	14,4	12,9	14,4	14,4	21,53	1 886	359		1 054	183		36%	0
ANTANHOL	Coimbra	60/15	31,5	1	9,8	6,5	9,8	6,5	9,8	9,8	0,00	1 872	244		744	204		31%	0
ARGANIL	Arganil	60/15	20	1	7,2	7	8,6	6,5	7,2	8,6	0,00	537	157		238	115		36%	0
BELMONTE	Belmonte	60/15	20	2	5	5,3	6	6,1	5,3	6,1	11,78	704	196		253	89		27%	0
CANDOSA	Tábua	60/15	51,5	2	13,8	11,6	14,5	11,7	13,8	14,5	21,37	817	309		560	162		29%	0
CANTANHEDE	Cantanhede	60/15	60	2	16,5	14,4	16,5	14,4	16,5	16,5	26,23	625	286		285	125		28%	0
CARREGAL DO SAL	Carregal do Sal	60/15	20	1	6,8	6	6,8	6	6,8	6,8	1,81	381	141		312	130		35%	0
CASAL DE CINZA	Guarda	60/15	31,5	1	9,3	7,2	9,3	7,2	9,3	9,3	11,64	959	216		579	189		30%	0
CASTRO DAIRE	Castro Daire	60/30	15	1	7,6	6,3	8,5	6,5	7,6	8,5	4,01	351	142		198	108		51%	0
CELORICO	Celorico da Beira	60/15	20	2	4,5	4,2	4,5	4,2	4,5	4,5	12,62	1 897	241		339	98		31%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
CERDEIRA	Sabugal	60/15	10	1	6,5	4,3	6,5	4,3	6,5	6,5	0	358	148		281	133		65%	0
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	60/15	40	2	15,6	10,8	15,6	10,8	15,6	15,6	19,91	634	83	272	625	70	168	40%	0
CORRENTE	Coimbra	60/15	31,5	1	16,6	11,5	16,6	11,5	16,6	16,6	9,2	1 768	218		1 336	210		53%	0
FRONHAS	Arganil	60/15	20	1	4,3	4,1	4,5	4,5	4,3	4,5	5,35	319	129		317	129		23%	0
FUNDÃO	Fundão	60/15	40	2	15,4	12,9	16	14,3	15,4	16	17,78	1 085	320		578	163		39%	0
GALA	Figueira da Foz	60/30	40	2	12,5	12,4	15,5	14,1	12,5	15,5	20,46	1 596	358		985	186		31%	0
GOUVEIA	Gouveia	60/15	35	2	7,2	4,8	7,2	4,8	7,2	7,2	16,81	570	388		492	162		22%	0
GUARDA	Guarda	60/15	41,5	2	23,2	17,7	24,4	18,3	23,2	24,4	29,25	1010	519		491	161		57%	0
GUMIEI	Viseu	60/15	40	2	10	8,8	10,5	8,9	10	10,5	25,14	1 432	355		346	74		26%	0
LAMEGO	Lamego	60/30	31,5	1	18,2	17,2	24,7	18,8	18,2	24,7	0	962	218		890	214		58%	0
LORIGA	Seia	60/15	5	1	1,9	1,3	1,9	1,3	1,9	1,9	0,03	542	51		390	49		39%	0
LOUSÃ	Lousã	60/15	40	2	15,5	10	18,3	12,6	15,5	18,3	17,62	834	299		431	148		39%	0
MANGUALDE	Mangualde	60/15	40	2	7,3	5,8	7,4	5,9	7,3	7,4	28,25	416	246		406	172		19%	0
MARVÃO	Mêda	60/30	10	1	5,4	4,2	5,4	4,2	5,4	5,4	3,59	548	400		534	393		54%	0
MEIMOA	Penamacor	60/15	10	1	3,9	2,6	3,9	2,6	3,9	3,9	0,51	243	90		151	73		41%	0
MIRA	Mira	60/15	21	1	10,5	8,8	10,5	8,8	10,5	10,5	0	676	164		258	118		53%	0
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	60/15	31,5	1	9,9	7	9,9	7	9,9	9,9	0,96	627	192		520	181		32%	0
MORTÁGUA	Mortágua	60/15	30	2	13,5	10,6	14,3	11,2	13,5	14,3	5,85	345	139		224	85		45%	0
NELAS	Nelas	60/15	20	1	11,9	10	12,2	10	11,9	12,2	0	529	182		462	173		60%	0
OLEIROS	Oleiros	60/15	31,5	1	-28,4	-24,5	4,9	4,8	-28,4	4,9	4,71	287	145		278	143		94%	377
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Oliveira do Hospital	60/15	10	1	5,3	3,9	5,3	3,9	5,3	5,3	3,15	771	115		596	110		55%	0
ORGENS	Viseu	60/15	31,5	1	15,2	9,4	15,2	9,4	15,2	15,2	3,21	1 304	231		749	204		51%	0
PAMPILHOSA	Mealhada	60/15	40	2	22,1	19,5	22,1	19,5	22,1	22,1	13,63	822	288		727	168		56%	0
PEDRÓGÃO	Pedrógão Grande	60/15	20	1	4,6	4,2	4,6	4,2	4,6	4,6	3,39	341	137		150	92		26%	0
PINHEL	Pinhel	60/15	20	2	6,7	5,2	6,8	5,4	6,7	6,8	8,38	209	121		107	61		42%	0
RELVINHA	Coimbra	60/15	80	2	20,5	19,7	22,2	21,4	20,5	22,2	47,48	1 552	440		870	227		26%	0
SABUGAL	Sabugal	60/15	15	1	6,4	-6,6	6,5	4,8	-6,6	6,5	2,99	244	101		151	80		44%	0
SABUGUEIRO	Seia	60/15	10	1	3,2	2,6	3,3	2,9	3,2	3,3	0,64	891	124		734	120		33%	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	60/15	12,5	1	5,3	4,6	5,8	4,7	5,3	5,8	1,45	254	106		166	90		44%	0
SÃO JULIÃO	Figueira da Foz	60/15	20	1	14,7	13,3	14,7	13,3	14,7	14,7	1,69	841	187		375	149		74%	9
SÁTÃO	Sátão	60/15	15	1	8,5	7,4	8,5	7,4	8,5	8,5	1,27	412	119		354	114		58%	0
SEIA	Seia	60/15	40	2	12,1	9,4	12,1	9,4	12,1	12,1	21,97	1 723	361		1 220	192		31%	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	60/30	20	1	6,8	6,7	6,8	6,7	6,8	6,8	0,5	246	119		240	117		34%	0
SERTÃ	Sertã	60/15	32,5	2	9,4	9,2	12,1	11,5	9,4	12,1	13,1	227	150		189	93		29%	0
SOURE	Soure	60/30	20	1	7,2	6	7,8	6,1	7,2	7,8	3,71	477	152		474	151		36%	0
TALAGUEIRA	Castelo Branco	60/30	63	2	29,6	25,2	31,5	26,2	29,6	31,5	25,17	1 311	397		1 156	224		47%	0
TAVEIRO	Coimbra	60/15	40	2	15,3	9,8	15,6	10,1	15,3	15,6	19,79	1 102	323		587	165		39%	0
TOCHA	Cantanhede	60/15	20	1	9,8	9,2	12,3	10,6	9,8	12,3	0,33	334	134		272	123		51%	0
TONDELA	Tondela	60/15	51,5	2	21,2	17,7	21,6	17,8	21,2	21,6	11,29	273	140		269	130		41%	0
TORTOSENDO	Covilhã	60/15	40	2	21,2	14,9	21,2	14,9	21,2	21,2	14,32	1 595	360		748	178		54%	0
TRANCOSO	Trancoso	60/15	10	1	5,8	4,8	5,8	4,8	5,8	5,8	0	465	106		149	72		62%	0
VALE SERRÃO	Proença-a-Nova	60/30	6,5	1	3,8	3,1	3,8	3,1	3,8	3,8	1,8	348	60		310	58		58%	0
VAROSA	Lamego	60/30	45	2	-25,6	16,3	25,1	17,8	-25,6	25,1	19,85	2 478	352		2 057	229		58%	0
VÁRZEA	Covilhã	60/15	31,5	1	21	14,7	21	14,7	21	21	2,6	1 453	228		826	204		67%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	60/30	31,5	1	19,1	16,4	21,1	16,9	19,1	21,1	0	303	148		199	120		62%	0
VILA ROBIM	Figueira da Foz	60/15	40	2	15,3	12,2	16,3	12,8	15,3	16,3	19,48	950	296		393	141		39%	0
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Ródão	60/30	20	1	-3,8	-4,0	1,9	1,8	-4,0	1,9	4,14	499	153		284	125		20%	0
VISEU	Viseu	60/15	31,5	1	11,9	7,1	11,9	7,1	11,9	11,9	16,34	1 073	224		742	205		38%	0
VISO	Viseu	60/15	80	2	36,2	29,5	38,4	33,4	36,2	38,4	32,94	1 274	416		834	226		46%	0
VOUZELA	Vouzela	60/15	40	2	17	15,4	18,5	15,4	17	18,5	15,48	600	288		521	181		43%	0
ÁGUEDA	Águeda	60/15	63	2	33,0	31,6	39,5	33,7	33,0	39,5	19,6	2 988	475		639	196		54%	0
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	60/15	20	1	13,5	10,3	14,9	11,9	13,5	14,9	5,4	1 669	189		884	188		70%	1
ALFENA	Valongo	60/15	63	2	27,7	22,4	27,7	22,4	27,7	27,7	25,8	1 486	393		468	257		45%	0
AMIEIRA	Matosinhos	60/15	60	2	24,3	15,6	24,3	18,0	24,3	24,3	28,6	1 540	420		1 123	214		41%	0
ANTAS	Porto	60/15	91,5	3	33,9	26,8	33,9	26,8	33,9	33,9	45,5	1 865	655		1 637	230		37%	0
ARADA	Ovar	60/15	63	2	23,0	22,9	25,4	23,7	23,0	25,4	32,2	975	361		731	204		37%	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	60/15	56,5	2	25,2	22,2	25,2	22,2	25,2	25,2	18,9	1 259	323		1 114	182		45%	0
AROUCA	Arouca	60/15	15	1	7,5	4,3	8,7	4,7	7,5	8,7	0,5	1258	323		1191	184		50%	0
AVANCA	Estarreja	60/15	51,5	2	30,4	26,1	34,7	29,1	30,4	34,7	3,1	2963	73		1212	73		60%	0
AVEIRO	Aveiro	60/15	63	2	30,0	23,7	30,0	23,8	30,0	30,0	25,2	1 563	418		393	224		48%	0
BARRÔ	Águeda	60/15	63	2	22,8	17,0	28,4	23,2	22,8	28,4	29,8	1 862	422		807	202		37%	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	60/15	63	2	36,9	34,8	36,9	34,8	36,9	36,9	16,5	1 245	377		851	201		62%	0
BOAVISTA (PORTO)	Porto	60/15	80	2	39,4	32,0	39,4	32,0	39,4	39,4	37,7	2247	547		1926	304		50%	0
BUSTOS	Oliveira do Bairro	60/15	40	2	20,8	17,2	20,8	17,3	20,8	20,8	13,0	942	302		216	110		56%	0
CAMPO 24 DE AGOSTO	Porto	60/15	60	2	30,9	23,6	30,1	23,6	30,9	30,1	24,4	1 768	523		1 492	298		53%	0
CAMPO ALEGRE	Porto	60/15	90	3	34,3	29,7	34,4	29,8	34,3	34,4	45,4	2 191	780		1 754	328		39%	0
CARREGOSA	Oliveira de Azeméis	60/15	31,5	1	15,0	16,5	18,5	17,8	16,5	18,5	0,0	1 302	226		515	180		53%	0
CUSTÓIAS	Matosinhos	60/15	80	2	26,9	24,1	31,2	26,5	26,9	31,2	38,7	2 947	274		2 518	270		34%	0
DEVESA VELHA	São João da Madeira	60/15	63	2	34,0	29,3	34,7	30,3	34,0	34,7	24,4	1 244	364		555	213		57%	0
ESGUEIRA	Aveiro	60/15	63	2	33,3	29,2	34,0	29,8	33,3	34,0	26,0	1 815	445		599	160		54%	0
ESPINHO	Espinho	60/15	63	2	26,1	20,4	26,1	21,0	26,1	26,1	30,8	1 860	467		1 241	248		42%	0
FÂNZERES	Gondomar	60/15	63	2	42,6	28,9	42,6	28,9	42,6	42,6	12,5	1 478	392		387	159		68%	9
FEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	19,4	-15,7	20,0	13,6	19,4	20,0	0,8	1 243	224		534	196		62%	0
GAFANHA	Ílhavo	60/15	51,5	2	25,1	23,4	25,1	23,5	25,1	25,1	22,0	1 030	321		599	160		50%	0
GONDOMAR	Gondomar	60/15	63	2	22,5	16,9	22,6	18,5	22,5	22,6	33,0	1 267	422		700	219		37%	0
GUEIFÃES	Maia	60/15	63	2	26,4	21,7	26,4	21,7	26,4	26,4	27,2	1 768	404		467	169		42%	0
ÍLHAVO	Ílhavo	60/15	63	2	29,5	23,9	33,7	28,3	29,5	33,7	24,9	1 758	543		351	155		48%	0
INHA	Santa Maria da Feira	60/15	20	1	12,1	8,4	16,1	11,4	12,1	16,1	0,2	1 159	73		609	179		63%	13
JOVIM	Gondomar	60/15	40	2	27,0	21,7	27,1	21,7	27,0	27,1	11,0	651	259		581	157		68%	0
LAPA	Porto	60/15	63	2	21,5	18,3	21,5	18,4	21,5	21,5	32,6	1 462	235		1 400	233		34%	0
MAIA	Maia	60/15	94,5	3	47,8	40,1	55,6	47,6	47,8	55,6	21,7	2 960	697		2 525	252		51%	0
MATOSINHOS	Matosinhos	60/15	63	2	28,3	23,5	28,3	23,5	28,3	28,3	26,4	2 439	509		1 657	269		46%	0
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	60/15	31,5	1	13,6	10,1	15,9	13,0	13,6	15,9	0,2	2 067	250		1 509	240		44%	0
MINDELO	Vila do Conde	60/15	31,5	1	15,1	14,5	15,1	14,5	15,1	15,1	3,1	852	207		323	149		48%	0
MOGOFORES	Anadia	60/15	40	2	14,0	12,3	15,2	13,5	14,0	15,2	21,5	1 560	344		1 035	182		36%	0
MONTE DOS BURGOS	Porto	60/15	60	2	37,4	29,9	41,9	31,8	37,4	41,9	17,9	2 189	555		1 448	296		63%	0
MOSTEIRÓ	Vila do Conde	60/15	63	2	24,1	19,3	24,1	19,3	24,1	24,1	30,1	1 664	430		1 435	241		40%	0
MURO	Trofa	60/15	63	2	20,6	17,4	24,9	21,5	20,6	24,9	29,9	1 349	400		379	165		33%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	13,4	-11,6	13,5	9,8	13,4	13,5	4,8	2 018	239		578	186		43%	0
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	60/15	63	2	34,8	30,5	38,8	32,4	34,8	38,8	18,6	1 558	408		583	183		57%	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	60/15	31,5	1	11,4	10,5	16,4	13,8	11,4	16,4	0,0	919	217		521	184		38%	0
OVAR	Ovar	60/15	63	2	24,1	18,9	25,7	20,5	24,1	25,7	32,3	1 363	80		602	293		39%	0
PALMILHEIRA	Valongo	60/15	63	2	21,9	20,1	21,9	20,2	21,9	21,9	30,1	2 262	79		2 121	244		35%	0
PARANHOS	Porto	60/15	60	2	25,6	20,0	31,3	26,1	25,6	31,3	21,9	1 634	536		1 396	309		43%	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	36,9	29,6	37,3	31,3	36,9	37,3	16,0	2 247	498		1 756	270		60%	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	39,7	32,6	44,1	38,1	39,7	44,1	11,7	926	345		637	196		64%	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	31,9	27,2	33,2	28,4	31,9	33,2	22,4	1 532	326		717	322		52%	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	60/15	80	2	39,5	35,9	39,5	35,9	39,5	39,5	24,7	2 794	497		2 118	264		50%	0
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	60/15	40	1	12,8	12,6	12,8	12,6	12,8	12,8	6,8	1 725	254		1 233	241		32%	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	20,9	16,9	21,1	17,2	20,9	21,1	34,9	1 114	378		613	195		34%	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	60/15	63	2	33,4	32,5	50,3	44,4	33,4	50,3	3,9	1 507	395		603	186		55%	0
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	18,1	17,0	18,1	17,0	18,1	18,1	36,4	1 937	446		1 009	230		29%	0
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	60/15	31,5	1	19,5	15,6	20,8	16,7	19,5	20,8	0,0	2 161	248		972	218		62%	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	60/15	20	1	6,3	6,1	8,5	6,6	6,3	8,5	2,2	680	159		498	147		33%	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	60/15	40	2	15,3	10,5	18,4	13,6	15,3	18,4	16,4	1 244	332		722	280		38%	0
VALONGO	Valongo	60/15	63	2	30,6	23,8	32,6	27,4	30,6	32,6	17,8	1 631	441		945	214		49%	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	31,8	26,2	31,8	26,3	31,8	31,8	20,3	1 853	468		1 260	251		51%	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	60/15	63	2	32,1	26,4	34,3	29,1	32,1	34,3	19,6	1 218	383		263	136		51%	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	36,5	28,6	36,5	28,6	36,5	36,5	15,1	1 985	478		1 364	255		58%	0
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	39,6	31,7	39,6	31,7	39,6	39,6	13,2	2 427	496		1 877	266		63%	0
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	60/15	40	2	17,9	15,6	19,2	17,1	17,9	19,2	17,0	1 352	326		613	160		47%	0
VITÓRIA	Porto	60/15	63	2	22,5	19,5	22,5	19,5	22,5	22,5	32,6	1 450	399		1 210	225		36%	0
ALCÁÇOVA	Elvas	60/30	63	2	30,1	25,6	30,1	25,8	30,1	30,1	17,54	376	225		226	125		48%	0
ALCANEDE	Santarém	60/30	20	1	15,9	14,7	15,9	14,7	15,9	15,9	1,92	532	150		518	149		80%	832
ALCOBAÇA	Alcobaça	60/30	31,5	1	16,0	13,0	16,0	13,0	16,0	16,0	1,73	471	175		266	136		52%	0
ALMEIRIM	Almeirim	60/30	40	2	24,8	29,7	25,1	29,7	29,7	29,7	6,09	752	286		451	153		76%	166
ALMOUROL	Vila Nova da Barquinha	60/30	20	1	13,3	13,7	13,9	13,8	13,7	13,9	3,05	796	185		315	137		69%	0
ALPALHÃO	Nisa	60/30	20	1	10,8	6,9	10,9	6,9	10,8	10,9	4,10	500	154		157	93		54%	0
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	60/30	10	1	4,8	4,0	4,9	4,2	4,8	4,9	4,07	122	65		104	59		48%	0
ALVAIÁZERE	Alvaiázere	60/15	31,5	1	-18,1	-17,2	2,7	1,9	-18,1	2,7	17,13	479	172		255	133		61%	0
ANDRINOS	Leiria	60/30/15	100	3	32,1	22,6	33,4	26,6	32,1	33,4	55,93	1 020	193	381	486	160	184	33%	0
ARRONCHES	Arronches	60/30	20	1	6,6	-6,8	6,6	4,4	-6,8	6,6	5,41	185	102		139	87		34%	0
ATOUGUIA	Peniche	60/30/15	71,5	3	22,3	21,3	24,7	22,5	22,3	24,7	39,06	523	182	248	239	130	116	32%	0
AZÓIA	Leiria	60/30/15	51,5	2	24,5	18,3	24,5	18,3	24,5	24,5	21,16	2 065	213	247	1 547	206	237	49%	0
BELVER	Mação	60/30	10	1	7,4	5,1	7,7	5,1	7,4	7,7	1,29	598	110		465	98		74%	18
BENAVENTE	Benavente	60/30	20	1	9,6	15,4	9,6	15,4	15,4	15,4	0,32	471	150		110	74		77%	324
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	60/10	20	2	9,1	8,3	9,1	8,3	9,1	9,1	8,56	449	175		319	99		47%	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	60/30	80	2	-67,4	-58,0	17,7	10,6	-67,4	17,7	52,98	696	326	91	574	200	78	86%	9
CADAVAL	Cadaval	60/30	40	2	-12,3	-12,7	10,1	9,5	-12,7	10,1	12,61	958	331		495	154		33%	0
CALDAS DA RAINHA	Caldas da Rainha	60/30	40	1	17,2	13,6	17,2	13,6	17,2	17,2	7,72	1 102	277		546	221		43%	0
CARRASCAL	Benavente	60/30	40	2	18,7	19,2	18,9	19,2	19,2	19,2	16,81	906	289		688	162		48%	0
CARTAXO NORTE	Cartaxo	60/15	20	1	10,0	6,7	10,0	6,7	10,0	10,0	2,79	552	161		472	153		51%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
CASAL DA AREIA	Alcobaça	60/30/15	40	3	11,7	9,3	14,9	11,6	11,7	14,9	20,85	558	202	109	374	173	98	31%	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	60/30	51,5	2	23,9	21,6	25,1	22,9	23,9	25,1	16,23	1 356	414	92	820	212	76	48%	0
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	60/10	20	2	15,4	13,8	15,4	13,8	15,4	15,4	2,56	760	192		453	100		77%	131
CELA	Alcobaça	60/30	31,5	1	12,7	9,6	13,1	9,9	12,7	13,1	11,72	341	154		193	115		41%	0
CHEGANÇAS	Alenquer	60/30	20	1	-9,8	-16,6	9,3	8,7	-16,6	9,3	8,57	750	162		725	161		84%	9
CORUCHE	Coruche	60/30	40	2	12,8	12,2	12,8	12,6	12,8	12,8	23,22	314	183		142	86		32%	0
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	60/30	40	2	20,3	19,1	20,3	19,3	20,3	20,3	12,85	710	273		419	145		51%	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	60/30/15	51,5	2	21,8	23,7	23,6	23,7	23,7	23,7	11,26	1 221	315	133	772	167	68	47%	0
ESPADANAL	Azambuja	60/30	40	2	19,4	25,2	19,4	25,2	25,2	25,2	4,93	941	302	104	288	125	70	64%	0
FÁTIMA	Ourém	60/30	40	2	21,3	19,7	22,0	19,7	21,3	22,0	13,91	767	292		337	136		54%	0
FONTAINHAS	Santarém	60/30	63	2	19,4	16,7	19,5	16,8	19,4	19,5	36,09	1 609	421	108	1 485	234	90	31%	0
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	6,6	6,1	6,6	6,1	6,6	6,6	6,86	302	123		231	110		45%	0
LOURIÇAL	Pombal	60/30	20	1	10,8	8,6	10,8	8,6	10,8	10,8	1,96	2 022	272		528	197		55%	0
LOURINHÃ	Lourinhã	60/30	51,5	2	-22,1	-25,5	18,0	14,7	-25,5	18,0	22,48	316	197		253	120		51%	0
MARANHÃO	Avis	60/30	20	1	10,1	16,8	10,4	17,9	16,8	17,9	0,00	127	82		126	81		89%	447
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	32,5	24,2	32,7	24,6	32,5	32,7	23,71	1 112	377		665	200		52%	0
MATACÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	20,6	17,5	25,4	21,3	20,6	25,4	29,63	1 350	394		653	195		34%	0
MERCEANA	Alenquer	60/30	20	1	8,8	5,9	8,9	5,9	8,8	8,9	8,04	564	159		388	141		45%	0
MEXEEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	10,7	13,1	10,7	13,1	13,1	13,1	3,48	355	135		125	80		68%	778
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	31,9	24,1	31,9	24,1	31,9	31,9	34,14	1 101	423		644	224		40%	0
ORTIGOSA	Leiria	60/15	40	2	23,1	19,7	23,1	19,7	23,1	23,1	7,05	440	224		432	148		60%	0
OURÉM	Ourém	60/30	51,5	2	21,3	17,2	21,3	17,2	21,3	21,3	20,62	407	224		372	137		42%	0
PARCEIROS	Leiria	60/15	31,5	1	15,4	13,4	15,4	13,4	15,4	15,4	6,35	1 351	193		292	128		50%	0
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	14,2	12,0	14,2	12,0	14,2	14,2	0,00	857	172		527	153		75%	26
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	28,1	24,2	35,7	31,4	28,1	35,7	4,43	1 530	386		642	178		56%	0
PONTÃO	Ansião	60/15	40	2	10,6	8,4	11,0	9,1	10,6	11,0	24,54	745	293		315	139		28%	0
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	12,1	9,3	12,1	9,3	12,1	12,1	23,43	219	148		165	96		32%	0
PRACANA	Mação	60/30	20	2	3,0	2,2	3,7	2,7	3,0	3,7	14,32	1 014	211		747	112		15%	0
RANHA	Pombal	60/30	31,5	1	15,5	13,3	19,6	17,0	15,5	19,6	3,86	954	215		498	179		51%	0
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	23,9	24,0	23,9	24,0	24,0	24,0	9,64	1 348	430		366	169		62%	0
SANCHEIRA	Óbidos	60/30	40	2	18,7	14,8	18,7	15,0	18,7	18,7	16,07	1 814	357		1 321	184		47%	0
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	8,7	7,4	8,9	7,6	8,7	8,9	3,90	1 114	196		280	129		45%	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	15,3	13,9	15,3	13,9	15,3	15,3	0,00	672	199		192	115		49%	0
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	18,2	19,3	19,7	20,8	19,3	20,8	35,45	955	496	345	331	202	149	32%	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	24,8	19,1	25,0	19,8	24,8	25,0	42,78	1 941	466		1 215	241		31%	0
SÃO VICENTE	Portalegre	60/30	40	2	17,2	13,0	19,3	14,2	17,2	19,3	16,65	402	211		221	111		43%	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	60/15	40	2	24,2	17,2	24,3	17,2	24,2	24,3	9,47	745	281		249	118		61%	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	18,6	12,2	19,1	13,1	18,6	19,1	16,90	1 187	321		746	170		47%	0
TURQUEL	Alcobaça	60/30	63	2	20,0	20,2	25,0	22,9	20,2	25,0	26,70	550	277		246	141		33%	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	2,4	3,2	2,4	3,2	3,2	3,2	6,10	427	150		231	116		18%	0
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	24,9	22,3	25,5	24,6	24,9	25,5	29,35	1 925	514		1 760	243		42%	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	60/30/15	61	3	21,9	18,3	21,9	18,3	21,9	21,9	32,02	1 244	345	187	603	171	162	38%	0
VILA MOREIRA	Alcanena	60/30	40	2	18,3	16,1	19,4	17,4	18,3	19,4	14,60	590	261		340	139		47%	0
ABÓBODA	Cascais	60/10	40	2	25,4	16,3	25,4	16,3	25,4	25,4	10,5	1 689	448		1 594	245		64%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
AEROPORTO	Lisboa	60/10	80	2	26,7	25,1	26,7	25,1	26,7	26,7	33,3	2 025	474		1 777	255		33%	0
ALAMEDA	Lisboa	60/10	40	1	21,4	19,5	21,4	19,5	21,4	21,4	14,3	1 795	254		1 716	252		54%	0
ALCOITÃO	Cascais	60/10	40	2	23,6	18,8	23,6	18,8	23,6	23,6	12,2	1 580	382		1 218	197		60%	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	60/30/10	63	2	35,9	27,7	37,1	29,4	35,9	37,1	19,6	880	406	267	818	218	159	58%	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	60/10	40	1	8,6	5,4	8,6	5,4	8,6	8,6	6,4	2 425	268		2 278	266		22%	0
AMOREIRAS	Lisboa	60/10	40	2	21,3	20,6	21,3	20,6	21,3	21,3	14,5	1 860	357		1 771	192		54%	0
ANAIA	Loures	60/30/10	51,5	2	16,5	12,7	20,1	15,0	16,5	20,1	18,9	1 134	241	309	959	217	126	32%	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	60/10	60	2	19,9	16,5	19,9	16,5	19,9	19,9	16,3	2 063	199		979	180		34%	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	60/30/10	51,5	2	7,8	11,5	7,8	11,5	11,5	11,5	32,9	1 199	240	409	991	233	166	22%	0
AROEIRA	Almada	60/15	40	2	25,3	14,8	25,3	14,9	25,3	25,3	10,6	1 606	344		1 066	180		63%	0
ARROJA	Odivelas	60/10	63	2	30,7	15,6	30,7	15,6	30,7	30,7	22,8	1 610	417		520	185		49%	0
BARCARENA	Oeiras	60/10	40	1	8,3	7,6	8,3	7,6	8,3	8,3	22,0	942	230		893	226		22%	0
BARREIRO	Barreiro	60/15	63	2	26,6	18,0	26,6	18,0	26,6	26,6	28,5	952	340		556	178		42%	0
BIRRE	Cascais	60/10	63	2	28,6	19,5	28,6	19,5	28,6	28,6	25,6	870	376		811	211		46%	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	60/10	60	2	27,3	20,9	27,3	20,9	27,3	27,3	9,4	1 416	239		1 114	230		46%	0
BRASIL	Setúbal	60/15	40	2	19,4	16,2	19,4	17,2	19,4	19,4	16,4	2 143	376		2 013	201		49%	0
CACÉM	Sintra	60/10	80	2	42,4	28,6	42,4	28,6	42,4	42,4	26,5	1 187	397		742	212		53%	0
CAMARATE	Loures	60/10	20	1	13,3	8,3	13,3	8,3	13,3	13,3	4,7	1 322	189		1 215	187		67%	0
CANEÇAS	Odivelas	60/10	20	1	17,0	7,7	17,0	7,7	17,0	17,0	0,0	613	198		599	196		85%	18
CAPA ROTA	Sintra	60/10	40	2	19,4	15,9	19,4	15,9	19,4	19,4	16,4	1 622	352		737	173		49%	0
CARRASCAS	Palmela	60/30/15	51,5	2	12,0	9,4	12,0	9,4	12,0	12,0	18,7	1 433	339	321	332	138	150	24%	9
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	60/10	80	2	29,1	24,1	30,9	24,7	29,1	30,9	36,0	2 394	482		2 174	261		37%	0
CASCAIS	Cascais	60/10	40	1	15,1	9,3	15,1	9,3	15,1	15,1	1,8	1 291	282		1 245	279		38%	0
CENTRAL TEJO	Lisboa	60/10	80	2	29,5	25,7	30,8	27,1	29,5	30,8	34,0	1 610	226		880	223		37%	0
COINA	Barreiro	60/30/15	71,5	2	32,0	29,3	32,0	29,3	32,0	32,0	23,5	1 824	679	431	678	199	141	45%	0
COLOMBO	Lisboa	60/10	40	2	23,4	22,5	25,9	25,3	23,4	25,9	10,0	1 956	208		1 324	199		59%	0
COSTA DA CAPARICA	Almada	60/15	31,5	1	17,1	12,8	17,1	12,8	17,1	17,1	5,9	1 249	220		776	199		54%	0
ENTRECAMPOS	Lisboa	60/10	80	4	24,7	22,4	24,7	22,4	24,7	24,7	47,1	2 026	215		1 896	211		31%	0
ESTORIL	Cascais	60/10	40	2	22,0	19,3	22,0	19,3	22,0	22,0	13,8	1 237	371		1 819	188		55%	0
EXPO NORTE	Lisboa	60/10	40	2	18,9	16,3	19,5	16,4	18,9	19,5	14,3	2 472	378		2 112	200		47%	0
EXPO SUL	Lisboa	60/10	60	2	22,6	23,6	22,6	23,6	23,6	23,6	10,9	1 924	369		1 699	195		40%	0
FANHÕES	Loures	60/10	40	2	-19,2	-26,3	10,5	7,9	-26,3	10,5	20,2	3 072	406		2 736	216		68%	0
FIGUEIRINHA	Oeiras	60/10	80	2	33,5	25,7	33,5	25,7	33,5	33,5	35,5	901	403		800	217		42%	0
FOGUETEIRO	Seixal	60/15	63	2	32,3	22,9	33,9	24,2	32,3	33,9	19,1	1 889	442		1 714	241		52%	0
GAGO COUTINHO	Lisboa	60/10	40	1	17,1	13,3	17,1	13,3	17,1	17,1	18,4	1 679	257		1 512	253		43%	0
GODIGANA	Sintra	60/10	20	1	8,9	6,7	8,9	6,7	8,9	8,9	6,4	470	152		463	151		48%	0
GRADIL	Mafra	60/10	20	1	6,1	5,2	6,1	5,4	6,1	6,1	7,8	649	198		356	158		31%	0
JANAS	Sintra	60/10	40	2	21,3	11,6	21,3	11,6	21,3	21,3	8,7	804	340		531	190		54%	0
LARANJEIRO	Almada	60/15	80	2	28,3	19,1	28,3	19,1	28,3	28,3	36,7	1 017	432		676	236		36%	0
LEIÃO	Oeiras	60/10	40	2	20,5	19,2	20,5	19,2	20,5	20,5	15,4	1 121	317		797	217		52%	0
LOURES	Loures	60/10	63	2	27,2	24,4	27,2	25,2	27,2	27,2	20,9	842	344		624	198		44%	0
LUZ	Lisboa	60/10	80	2	30,3	21,1	30,3	21,1	30,3	30,3	32,0	2 080	256		1 248	239		38%	0
MAFRA	Mafra	60/10	40	2	15,7	11,0	19,1	14,4	15,7	19,1	16,1	747	327		263	138		40%	0
MARVILA	Lisboa	60/10	80	2	26,1	20,6	26,1	20,6	26,1	26,1	35,2	1 745	258		1 114	254		33%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
MEM MARTINS	Sintra	60/10	80	2	40,4	30,0	40,4	30,0	40,4	40,4	28,6	1 460	428		755	217		51%	0
MERCADO	Loures	60/10	40	2	16,1	13,1	16,1	13,4	16,1	16,1	18,3	1 454	338		545	157		41%	0
MIRAFLORES	Oeiras	60/10	80	2	40,0	31,8	40,0	31,8	40,0	40,0	31,8	1 846	469		1 660	256		50%	0
MOITA	Moita	60/15	63	2	21,8	14,9	22,8	15,5	21,8	22,8	30,6	917	219		439	173		35%	0
MONTIJO	Montijo	60/15	31,5	1	10,8	11,0	10,8	11,0	11,0	11,0	9,0	807	209		274	141		35%	0
MOSCAVIDE	Loures	60/30/10	51,5	2	28,7	22,7	28,7	22,7	28,7	28,7	11,9	2 656	266	406	2 233	262	199	56%	0
MUTELA	Almada	60/15	40	2	18,8	14,1	18,8	14,1	18,8	18,8	15,0	1 082	335		706	178		47%	0
NORTE	Lisboa	60/10	80	2	32,0	31,2	32,0	31,2	32,0	32,0	37,6	2 182	264		1 950	261		40%	0
PAREDE	Cascais	60/10	40	2	35,9	25,6	35,9	25,6	35,9	35,9	0,0	842	335		779	179		90%	613
PARQUE	Lisboa	60/10	80	2	30,3	28,4	30,3	28,4	30,3	30,3	34,4	2 104	258		1 544	244		38%	0
PEGÕES	Montijo	60/30	40	2	-13,6	15,7	10,9	16,2	15,7	16,2	11,5	507	240	113	264	123	78	40%	0
PERO PINHEIRO	Sintra	60/10	40	2	15,8	14,0	15,8	14,0	15,8	15,8	19,1	1 190	376		903	193		40%	0
PINHAL NOVO	Palmela	60/15	31,5	1	12,5	9,3	12,5	9,3	12,5	12,5	2,2	716	204		902	217		40%	0
PORTAGEM	Almada	60/15	80	2	18,2	16,7	19,4	18,5	18,2	19,4	40,1	1 134	444		727	239		24%	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	60/30/10	114,5	4	23,2	21,7	28,1	25,5	23,2	28,1	73,2	1 675	643	383	510	181	126	20%	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	60/10	40	2	30,0	28,9	30,0	28,9	30,0	30,0	5,5	1 743	453		1 654	247		76%	149
QUELUZ	Sintra	60/10	40	2	23,0	13,8	23,0	13,8	23,0	23,0	12,8	2 070	466		1 903	252		58%	0
QUIMIPARQUE	Barreiro	60/15/6	91,5	3	14,1	12,2	14,4	12,4	14,1	14,4	62,3	952	214	305	566	186	159	16%	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	60/10	40	2	23,4	18,6	23,4	18,6	23,4	23,4	12,6	896	354		592	196		59%	0
QUINTA DO ANJO	Palmela	60/15	20	1	11,0	6,6	11,0	6,6	11,0	11,0	2,9	1 274	193		339	136		55%	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	60/15	63	2	27,4	16,8	27,4	16,8	27,4	27,4	23,8	1 509	408		344	155		44%	0
RANHOLAS	Sintra	60/10	20	1	7,7	5,5	7,7	5,5	7,7	7,7	8,4	1 144	227		906	216		39%	0
REBOLEIRA	Amadora	60/10	40	2	15,1	11,4	16,9	14,3	15,1	16,9	16,5	1 932	386		1 804	201		38%	0
RIO MOURO	Sintra	60/10	40	2	27,0	19,2	27,0	19,2	27,0	27,0	8,8	1 167	288		781	173		68%	0
SABUGO	Sintra	60/10	20	1	14,0	8,5	15,1	9,1	14,0	15,1	2,7	1 534	252		705	221		71%	1
SADO	Setúbal	60/30	63	2	9,4	-8,0	10,4	10,1	9,4	10,4	28,7	1 747	424		855	210		15%	0
SANTA MARTA	Lisboa	60/10	80	4	27,2	25,9	28,4	27,1	27,2	28,4	43,3	1 614	248		1 189	191		34%	0
SANTANA	Sesimbra	60/15	40	2	17,2	15,0	17,2	15,0	17,2	17,2	16,8	900	299		412	145		43%	0
SÃO CIRO	Lisboa	60/10	40	1	12,7	9,1	12,7	9,1	12,7	12,7	9,3	1 704	258		1 265	246		32%	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	60/30/15	63	2	35,4	29,4	39,0	32,6	35,4	39,0	19,6	785	445	319	561	268	182	57%	0
SÃO MARCOS	Sintra	60/10	40	2	9,5	8,4	9,5	8,4	9,5	9,5	17,7	1 449	438		1 335	239		25%	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	60/30/15	126	4	38,0	27,7	38,6	28,4	38,0	38,6	74,3	2 553	506	450	1 416	258	231	31%	0
SEIXAL	Seixal	60/15	40	2	20,2	12,7	20,2	12,7	20,2	20,2	14,6	1 717	368		1 570	197		51%	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	60/10	40	1	18,8	14,1	18,8	14,1	18,8	18,8	6,0	2 817	273		2 629	271		47%	0
SOBREDA	Almada	60/30/15	61,5	2	25,3	21,0	28,7	21,8	25,3	28,7	23,5	1 132	307	294	644	112	119	42%	0
TELHEIRAS	Lisboa	60/10	80	2	22,1	19,8	22,1	19,8	22,1	22,1	43,2	2 625	268		1 653	253		28%	0
TELHEIRO	Mafra	60/10	40	2	26,7	19,3	28,0	20,4	26,7	28,0	7,3	452	242		204	110		68%	0
TERROA	Setúbal	60/15	40	2	15,7	10,7	15,7	10,7	15,7	15,7	15,2	2 303	376		1 831	199		41%	0
VALE ESCURO	Lisboa	60/10	40	2	21,7	14,1	21,7	14,1	21,7	21,7	13,7	1 532	205		1 311	199		55%	0
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	60/10	40	2	17,4	10,2	18,9	11,7	17,4	18,9	10,3	752	324		262	137		44%	0
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	60/10	40	2	15,2	12,4	15,2	12,4	15,2	15,2	17,0	1 725	249		1 366	240		38%	0
VENTEIRA	Amadora	60/10	40	1	11,1	8,5	11,1	8,5	11,1	11,1	7,9	1 751	254		1 657	252		28%	0
VILA CHÃ	Barreiro	60/15	20	1	9,4	-9,1	9,4	5,6	9,4	9,4	5,5	1 026	184		924	180		47%	0
ZAMBUJAL	Lisboa	60/10	80	2	25,4	23,3	25,4	23,3	25,4	25,4	46,3	2 318	477		1 991	258		32%	0

Página em branco

ANEXO B.1.3.2 – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

Página em branco

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
ALBUFEIRA	Albufeira	60/15	63	2	30,0	43,7	30,2	44,4	43,7	44,4	8,3	1 395	382		523	176		70%	26
ALCÁCER DO SAL	Alcácer do Sal	60/30	20	1	11,2	13,0	11,2	13,3	13,0	13,3	6,4	209	113		205	112		66%	0
ALDEIA NOVA	Castro Marim	60/15	40	2	17,8	26,3	17,8	26,3	26,3	26,3	8,2	426	148		172	99		67%	0
ALJEZUR	Aljezur	60/15	10	1	6,1	5,3	6,1	5,3	6,1	6,1	3,5	247	87		244	86		61%	0
ALJUSTREL	Aljustrel	60/30/15	48	2	-18,6	-21,3	15,8	16,5	-21,3	16,5	20,9	728	326	208	160	99	74	45%	0
ALMANCIL	Loulé	60/15	31,5	1	18,8	21,6	18,8	22,5	21,6	22,5	0,0	1 087	221		508	180		71%	9
ALMODÔVAR	Almodôvar	60/15	5	1	3,6	2,6	3,6	2,6	3,6	3,6	0,0	287	54		294	54		73%	9
AMARELEJA	Moura	60/30	20	1	-8,9	-14,6	5,8	5,4	-14,6	5,8	12,5	337	135		330	134		74%	1
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	60/15	63	2	26,7	36,0	26,7	36,2	36,0	36,2	12,3	922	335		563	179		59%	0
ARREGOTA NOVA	Grândola	60/30	20	1	9,4	10,9	9,4	10,9	10,9	10,9	3,7	302	129		127	82		55%	0
BEJA	Beja	60/30/15	63	2	31,6	33,0	31,7	33,1	33,0	33,1	20,3	668	402	253	316	195	147	54%	0
BORBA	Borba	60/15	20	1	6,5	-6,8	6,5	5,1	-6,8	6,5	3,4	573	165		124	81		38%	0
BRACIAIS	Faro	60/15	40	2	21,9	21,2	22,3	22,2	21,9	22,3	13,5	1 195	195		598	166		55%	0
BRINCHES	Serpa	60/30	31,5	1	8,6	15,4	8,6	15,5	15,4	15,5	4,1	481	176		221	125		51%	0
CACHOPO	Tavira	60/15	20	1	3,0	-3,3	3,4	3,1	-3,3	3,4	5,6	329	93		149	70		17%	0
CAEIRA	Évora	60/30/15	63	2	23,1	24,3	23,5	24,8	24,3	24,8	24,5	709	281	199	589	260	189	39%	0
CASTRO MARIM	Castro Marim	60/15	20	1	-8,4	-13,9	2,6	2,9	-13,9	2,9	6,9	396	163		186	113		73%	1
CERÂMICA	Arraiolos	60/30/15	20	1	-9,3	-11,8	6,8	4,9	-11,8	6,8	11,1	541	163	111	524	161	110	61%	0
COMPORTA	Alcácer do Sal	60/30	20	1	7,9	11,5	7,9	11,9	11,5	11,9	6,2	162	96		153	93		58%	0
CONCEIÇÃO	Tavira	60/15	20	1	6,3	8,6	6,3	8,6	8,6	8,6	5,4	519	158		270	124		44%	0
ESTREMOZ	Estremoz	60/30/15	51,5	2	15,1	-14,8	15,1	13,4	15,1	15,1	18,8	1 048	418	333	249	103	70	30%	0
ÉVORA	Évora	60/15	63	2	46,3	35,0	46,3	35,1	46,3	46,3	3,9	502	178		435	170		74%	149
FARO	Faro	60/15	63	2	19,3	20,0	19,3	20,0	20,0	20,0	32,9	876	210		503	179		33%	0
FERREIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	60/30	20	1	14,4	13,6	14,4	13,6	14,4	14,4	1,3	1 211	187		223	112		73%	237
LAGOA	Lagoa	60/15	40	2	22,5	23,8	22,9	23,8	23,8	23,8	12,1	663	283		545	158		61%	0
LAGOS	Lagos	60/15	63	2	40,1	33,3	40,1	33,4	40,1	40,1	2,7	657	303		420	173		64%	0
LOULÉ	Loulé	60/15	40	2	25,0	21,5	25,0	21,8	25,0	25,0	10,9	451	74		451	146		63%	0
LOUSAL	Grândola	60/30	20	1	4,7	4,2	4,7	4,2	4,7	4,7	4,9	271	124		267	123		24%	0
MONCHIQUE	Monchique	60/15	10	1	-6,9	-5,0	4,0	3,6	-6,9	4,0	4,9	411	101		403	100		71%	70
MONTE FEIO	Sines	60/30/15	63	2	21,6	18,1	26,0	22,7	21,6	26,0	33,0	1 921	482	373	1 155	236	184	34%	0
MONTECHORO	Albufeira	60/15	63	2	16,7	23,0	16,8	23,0	23,0	23,0	29,8	1 199	232		578	188		38%	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	60/30/15	40	2	17,3	15,5	17,3	15,6	17,3	17,3	15,4	509	161	102	194	105	65	44%	0
MOURA	Moura	60/30	30	2	9,1	-8,9	9,2	8,0	9,1	9,2	17,8	768	167		291	125		30%	0
OLHÃO	Olhão	60/15	40	2	35,7	34,6	35,7	34,8	35,7	35,7	0,0	1 289	197		525	161		90%	1708
POLDRA	Aljezur	60/15	10	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	4,7	533	108		459	105		3%	0
PORTEIRINHOS	Almodôvar	60/30/15	20	1	13,7	10,3	13,8	10,6	13,7	13,8	1,1	475	133	119	210	100	92	69%	0
PORTEL	Portel	60/30/15	20	1	5,6	5,7	5,6	5,7	5,7	5,7	4,7	334	116		276	107		29%	0
PORTIMÃO	Portimão	60/15	63	2	32,7	36,6	32,7	36,6	36,6	36,6	16,2	710	200		585	189		59%	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	60/15	52,5	2	21,7	19,9	23,1	22,7	21,7	23,1	24,0	1 400	237		989	178		42%	0
QUARTEIRA	Loulé	60/15	63	2	26,2	28,1	26,3	28,2	28,1	28,2	28,3	714	192		402	159		46%	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	60/30/15	20	1	12,9	12,9	13,6	13,1	12,9	13,6	4,3	234	123	95	150	95	77	65%	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	60/30	40	2	18,0	16,0	18,0	16,0	18,0	18,0	21,3	653	262		164	96		45%	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINE	Silves	60/15	20	1	8,9	8,9	9,5	9,4	8,9	9,5	0,2	570	161		570	161		46%	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	60/15	20	1	14,2	11,8	14,3	12,0	14,2	14,3	0,0	581	74		559	160		72%	96
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	60/30	20	1	8,5	8,1	9,8	9,4	8,5	9,8	0,0	151	91	70	150	90	70	43%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
SERPA	Serpa	60/30/15	20	1	14,3	15,7	14,3	15,7	15,7	15,7	2,2	340	166	130	179	106	85	79%	547
SILVES	Silves	60/15	20	1	10,1	10,4	10,1	10,4	10,4	10,4	7,5	769	177		769	177		55%	0
SINES	Sines	60/30	31,5	1	-15,2	-14,4	2,0	1,7	-14,4	2,0	10,0	940	179		868	176		46%	0
TAVIRA	Tavira	60/15	40	2	20,6	26,1	20,6	26,1	26,1	26,1	8,6	706	175		348	140		67%	0
TERENA	Alandroal	60/30	20	1	-10,0	-14,7	7,1	5,7	-14,7	7,1	3,2	173	103	82	165	100	80	79%	2
TORRE NATAL	Faro	60/15	40	2	19,4	18,7	19,4	18,7	19,4	19,4	14,5	1 082	188		515	155		49%	0
TUNES	Silves	60/15	31,5	1	16,0	15,4	16,0	15,7	16,0	16,0	3,7	1 767	246		1 767	246		52%	0
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	60/30/6	16	1	-5,9	-6,7	5,3	4,9	-6,7	5,3	6,0	432	106		417	105		43%	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	60/30/15	40	2	14,9	-16,3	15,6	12,1	-16,3	15,6	18,4	214	114	392	127	84	68	42%	0
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	60/30	20	1	-7,7	-14,2	4,3	4,2	-14,2	4,3	9,8	245	116		229	113		73%	1
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	60/15	20	1	-6,1	-7,6	5,8	6,3	-7,6	6,3	3,6	275	126		216	112		39%	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	60/30/15	40	2	10,9	10,7	14,1	11,4	10,9	14,1	21,6	266	125	92	261	124	92	28%	0
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	60/15	40	2	12,1	9,4	13,2	10,8	12,1	13,2	20,2	498	157		128	83		32%	0
VILAMOURA	Loulé	60/15	63	2	27,2	32,1	27,2	32,3	32,1	32,3	24,3	1 074	222		603	185		53%	0
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	60/30	20	1	11,9	11,1	11,9	11,1	11,9	11,9	2,1	2 171	202		1 982	200		60%	0
ALVELOS	Barcelos	60/15	63	2	32,1	28,4	42,2	36,5	32,1	42,2	12,6	1 038	358		466	171		53%	0
AMARANTE	Amarante	60/15	40	2	19,4	15,3	19,5	17,0	19,4	19,5	15,8	675	263		209	155		50%	0
AMARES	Amares	60/15	63	2	24,4	19,1	25,3	21,9	24,4	25,3	31,2	658	305		284	142		40%	0
ÂNCORA	Caminha	60/15	20	1	7,4	7,8	7,4	7,8	7,8	7,8	2,1	673	162		263	118		41%	0
BRAGA	Braga	60/15	63	2	32,0	24,4	32,0	24,6	32,0	32,0	24,7	1 192	232		894	211		51%	0
BRAGANÇA	Bragança	60/30	63	2	33,1	23,1	34,6	24,2	33,1	34,6	15,0	428	247		226	128		53%	0
BUSTELO	Penafiel	60/15	40	2	29,4	19,6	29,4	19,9	29,4	29,4	6,5	737	279		508	151		74%	79
CANIÇADA	Vieira do Minho	60/15	20	1	7,1	6,7	7,8	6,8	7,1	7,8	1,8	509	151		327	130		37%	0
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	35,7	28,7	40,9	32,9	35,7	40,9	15,7	1 466	408		964	215		57%	0
CARNEIRO	Amarante	60/15	20	1	10,0	7,3	11,0	7,8	10,0	11,0	0,0	332	157		270	142		51%	0
CHAVES	Chaves	60/15	60	2	24,6	17,5	25,5	17,9	24,6	25,5	14,2	758	379		731	247		42%	0
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	60/15	63	2	29,4	25,8	32,1	28,6	29,4	32,1	24,3	1344	426		557	180		47%	0
ERMAL	Vieira do Minho	60/15	40	2	10,3	8,8	12,0	9,5	10,3	12,0	22,9	375	198		341	127		27%	0
FAFE	Fafe	60/15	63	2	24,0	17,6	25,3	19,4	24,0	25,3	29,6	1 371	431		731	220		38%	0
FEITOSA	Ponte de Lima	60/15	40	2	23,4	20,0	23,8	20,1	23,4	23,8	11,5	392	209		373	139		60%	0
FELGUEIRAS	Felgueiras	60/15	63	2	38,7	27,8	39,6	29,6	38,7	39,6	16,2	949	351		659	303		63%	0
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	60/15	40	2	16,6	15,6	19,0	17,0	16,6	19,0	9,8	831	435		198	105		45%	0
FONTE BOA	Esposende	60/15	40	2	31,3	26,8	31,8	28,9	31,3	31,8	4,2	746	240		518	131		78%	184
FORNOS	Castelo de Paiva	60/15	20	1	-10,1	7,1	9,9	7,7	-10,1	9,9	0,0	945	175		925	175		53%	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	60/30/15	20	1	-12,5	7,7	12,6	9,0	-12,5	12,6	0,0	711	116	175	403	148	103	66%	0
GUIMARÃES	Guimarães	60/15	63	2	39,8	33,0	46,1	35,1	39,8	46,1	10,1	1 065	357		939	208		64%	0
JORJAIS	Vila Real	60/30	31,5	1	-29,2	-13,1	11,1	6,9	-29,2	11,1	4,7	741	232		242	132		93%	140
LAMAÇÃES	Braga	60/15	63	2	35,5	32,6	35,5	32,6	35,5	35,5	20,8	1 312	392		907	213		57%	0
LAMAS	Braga	60/15	63	2	24,1	21,0	24,7	21,6	24,1	24,7	32,0	1071	370		823	209		38%	0
LAMEIRINHO	Guimarães	60/15	40	2	15,2	13,5	16,6	15,3	15,2	16,6	18,5	1 370	337		804	173		40%	0
LANHESES	Viana do Castelo	60/15	20	1	8,2	7,0	8,2	7,0	8,2	8,2	1,7	747	174		680	170	0	41%	0
LIJÓ	Barcelos	60/15	31,5	1	16,7	11,7	19,7	15,8	16,7	19,7	1,9	1172	224		491	178		54%	0
LINDOSO	Ponte da Barca	130/60/-	60	1								248			244			0%	0
LORDELO	Paredes	60/15	63	2	25,8	20,6	28,1	23,1	25,8	28,1	27,4	1 300	394		715	203		43%	0
LOUSADA	Lousada	60/15	31,5	1	18,9	-24,0	19,3	13,3	-24,0	19,3	0,0	536	182		403	164		77%	26

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	35,9	31,6	45,9	42,2	35,9	45,9	20,6	1 129	363		771	199		58%	0
MACEDO DE CAVALEIROS	Macedo de Cavaleiros	60/30	35	2	14,7	12,8	15,0	12,9	14,7	15,0	16,4	563	162		189	91		42%	0
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	60/15	40	2	27,4	20,9	29,6	21,9	27,4	29,6	5,4	908	297		486	152		71%	50
MIRANDELA	Mirandela	60/30	40	2	14,0	8,9	14,3	9,5	14,0	14,3	21,7	333	194		112	76	0	35%	0
MOGADOURO	Mogadouro	60/30	25	2	12,0	-9,3	12,4	9,0	12,0	12,4	10,1	871	233		829	147		48%	0
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	60/15	31,5	1	14,0	10,5	14,0	10,5	14,0	14,0	1,1	161	100		160	99		47%	0
MONSERRATE	Viana do Castelo	60/15	31,5	1	14,6	11,2	14,8	11,8	14,6	14,8	1,2	779	204		678	197		46%	0
MORGADE	Montalegre	60/15	20	1	4,4	3,8	4,9	3,9	4,4	4,9	0,0	282	119		269	119		23%	0
PAÇOS DE FERREIRA	Paços de Ferreira	60/15	63	2	37,5	27,7	37,6	28,3	37,5	37,6	18,1	734	320		405	237		60%	0
PENIDE	Barcelos	60/15	63	2	17,9	15,5	22,8	18,3	17,9	22,8	32,3	1 364	399		445	173		30%	0
PEVIDÉM	Guimarães	60/15	70	3	24,8	19,4	32,9	26,6	24,8	32,9	29,9	1 782	456		896	146		36%	0
PINHÃO	Alijó	60/30	30	2	11,8	10,4	12,2	10,6	11,8	12,2	2,4	341	207		146	115		40%	0
REBORDOSA	Paredes	60/15	62	3	48,8	39,8	49,1	40,0	48,8	49,1	5,2	1 378	445		1 123	185		81%	876
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	43,2	33,0	46,7	35,7	43,2	46,7	8,7	1 220	224		482	175		71%	119
ROUSSAS	Melgaço	60/15	20	1	4,6	3,3	4,6	3,3	4,6	4,6	0,0	101	68		100	67		24%	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	60/15	31,5	1	18,8	12,5	18,9	12,6	18,8	18,9	4,5	1 658	244		400	169		63%	0
SANTA MARTA DE PORTUZEI	Viana do Castelo	60/15	63	2	37,1	31,2	37,1	31,3	37,1	37,1	19,6	1 741	416		1 309	225		59%	0
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	60/15	31,5	1	19,4	13,6	19,4	13,6	19,4	19,4	0,0	668	194		549	182		62%	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	60/15	63	2	50,4	41,7	53,0	46,0	50,4	53,0	0,0	1 615	414		1 135	224		82%	324
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	60/15	63	2	44,6	37,7	49,7	41,1	44,6	49,7	5,1	1 430	408		688	200		74%	9
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	60/15	40	2	28,1	20,0	30,0	23,4	28,1	30,0	5,4	1 685	342		1 254	183		72%	18
SOUSA	Felgueiras	60/15	31,5	1	23,9	-19,3	23,9	19,7	23,9	23,9	0,0	831	208		681	197		79%	44
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	60/30	20	1	10,0	9,0	12,6	9,6	10,0	12,6	0,6	1 682	200		1 110	189		50%	0
TELHEIRA	Vila Real	60/30	63	2	20,8	20,5	29,5	21,5	20,8	29,5	27,1	928	214		217	123		33%	0
TOUVEDO	Ponte da Barca	60/15	20	1	8,9	7,7	8,9	7,7	8,9	8,9	6,1	194	100		192	99		48%	0
TROVISCOSO	Monção	60/15	40	2	13,9	11,5	13,9	11,6	13,9	13,9	11,7	129	89		128	55		37%	0
TURIZ	Vila Verde	60/15	31,5	1	23,7	18,7	23,7	19,1	23,7	23,7	0,0	1 090	222		1 063	221		76%	70
VALENÇA	Valença	60/15	40	2	11,2	9,9	12,8	10,5	11,2	12,8	20,5	278	173		206	109		29%	0
VALPAÇOS	Valpaços	60/15	15	1	9,8657	6,309	9,8658	6,3092	9,866	9,8658	21,23356925	607	259		157	121		68%	0
VIDAGO	Chaves	60/15	30	2	10,248	8,483	11,367	9,3433	10,25	11,367	13,64104942	385	180		361	117		36%	0
VILA DA PONTE	Montalegre	60/15	10	1	2,4302	2,614	3,2226	2,6327	2,614	3,2226	1,663488255	409	104		173	78		27%	0
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	60/15	20	1	12,019	10,82	12,296	11,047	12,02	12,296	0	379	143		257	121		60%	0
ABÓBODA	Cascais	60/10	40	2	26,096	16,78	26,102	16,786	26,1	26,102	9,769393654	1 661	446		1 576	245		66%	0
AEROPORTO	Lisboa	60/10	80	2	27,159	25,49	27,159	25,491	27,16	27,159	32,82	1 991	472		1 757	255		34%	0
ALAMEDA	Lisboa	60/10	40	1	21,722	19,79	21,722	19,793	21,72	21,722	13,99	1779	254		1715	252		55%	0
ALCOITÃO	Cascais	60/10	40	2	24,407	19,41	24,407	19,422	24,41	24,407	11,46116843	1 556	380		1 211	197		61%	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	60/30/10	63	2	37,24	28,59	38,517	30,509	37,24	38,517	18,21716834	880	390	216	544	193	145	60%	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	60/10	40	1	8,7356	5,45	8,7595	5,4922	8,736	8,7595	6,22565339	2 397	268		2 277	266		22%	0
AMOREIRAS	Lisboa	60/10	40	2	21,571	20,91	21,571	20,906	21,57	21,571	14,21525437	1 829	356		1 763	192		54%	16,00877979
ANAIA	Loures	60/30/10	51,5	2	16,997	12,92	20,555	15,302	17	20,555	18,4675483	1127	308	240	952	216	126	33%	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	60/10	60	2	20,243	16,7	20,243	16,727	20,24	20,243	15,99529084	2 025	199		973	180		34%	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	60/30/10	51,5	2	8,0508	11,55	8,0513	11,792	11,55	11,792	32,56540573	1 353	411	240	974	232	166	23%	0
AROEIRA	Almada	60/15	40	2	25,587	14,95	25,62	15,133	25,59	25,62	10,23668585	1 607	344		1 078	183		64%	0
ARROJA	Odivelas	60/10	63	2	31,403	15,98	31,403	15,979	31,4	31,403	22,04301451	1 598	417		520	182		50%	0
BARCARENA	Oeiras	60/10	40	1	8,4955	7,734	8,5012	7,753	8,496	8,5012	21,80094903	907	227		893	226		22%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
BARREIRO	Barreiro	60/15	63	2	26,46	17,89	26,461	17,905	26,46	26,461	28,6878401	952	341		559	181		42%	0
BIRRE	Cascais	60/10	63	2	29,411	20,01	29,425	20,01	29,41	29,425	24,77433387	862	375		807	211		47%	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	60/10	60	2	27,714	21,21	27,714	21,209	27,71	27,714	8,989131132	1 396	239		1 099	230		47%	0
BRASIL	Setúbal	60/15	40	2	19,627	16,33	19,627	17,338	19,63	19,627	16,23003029	2 179	377		2 019	201		49%	0
CACÉM	Sintra	60/10	80	2	44,519	29,91	44,546	30,03	44,52	44,546	24,26877701	1176	396		739	212		56%	0
CAMARATE	Loures	60/10	20	1	13,606	8,501	13,606	8,5005	13,61	13,606	4,355904722	1 308	189		1 205	187		68%	0
CANEÇAS	Odivelas	60/10	20	1	17,667	8,03	17,667	8,0296	17,67	17,667	0	611	197		600	196		89%	35,04
CAPA ROTA	Sintra	60/10	40	2	19,059	15,3	20,333	16,585	19,06	20,333	15,52550617	1 596	351		718	172		48%	0
CARRASCAS	Palmela	60/30/15	51,5	2	-22,379	-23,7	12,328	9,6742	-23,7	12,328	18,42683727	1 449	340	322	332	138	150	50%	0
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	60/10	80	2	29,709	24,62	31,54	25,174	29,71	31,54	35,31998876	2 353	481		2 197	261		38%	0
CASCAIS	Cascais	60/10	40	1	15,491	9,519	15,491	9,5185	15,49	15,491	1,449464235	1 274	281		1 194	277		39%	0
CENTRAL TEJO	Lisboa	60/10	80	2	29,939	26	31,281	27,557	29,94	31,281	33,53386478	1 584	225		870	222		38%	0
COINA	Barreiro	60/30/15	71,5	2	31,925	28,71	31,937	29,23	31,93	31,937	23,63451094	1 823	678	430	363	177	129	45%	0
COLOMBO	Lisboa	60/10	40	2	23,721	22,88	26,254	25,662	23,72	26,254	9,599633373	1 922	207		1 323	200		60%	0
COSTA DA CAPARICA	Almada	60/15	31,5	1	17,667	13,21	17,667	13,212	17,67	17,667	5,283671251	1 333	223		1 249	220		56%	0
ENTRECAMPOS	Lisboa	60/10	80	4	25,045	22,75	25,045	22,752	25,05	25,045	46,70007827	2 006	214		1 888	211		31%	0
ESTORIL	Cascais	60/10	40	2	22,5	19,8	22,5	19,8	22,5	22,5	13,25535867	1 222	370		1 146	186		57%	0
EXPO NORTE	Lisboa	60/10	40	2	19,066	16,32	19,812	16,697	19,07	19,812	13,98466512	2 421	377		2 083	199		48%	15,4568641
EXPO SUL	Lisboa	60/10	60	2	22,981	23,97	22,981	23,965	23,97	23,965	10,5891357	1 888	198		1 062	183		41%	0
FANHÕES	Loures	60/10	40	2	-19,173	-26,2	10,768	8,0326	-26,2	10,768	20,00573995	3 005	405		2 757	216		66%	0
FIGUEIRINHA	Oeiras	60/10	80	2	34,2	26,2	34,2	26,3	34,2	34,2	34,82671407	893	401		796	217		44%	52,00000017
FOGUETEIRO	Seixal	60/15	63	2	31,2	22,1	32,8	23,4	31,2	32,8	20,26033537	1 890	442		1 739	242		50%	0
GAGO COUTINHO	Lisboa	60/10	40	1	17,3	13,0	17,3	13,5	17,3	17,3	18,14015236	1 655	257		1 496	252		44%	0
GODIGANA	Sintra	60/10	20	1	9,3	-7,0	9,3	7,0	9,3	9,3	5,872931652	466	152		422	146		47%	0
GRADIL	Mafra	60/10	20	1	6,1	5,2	6,4	5,7	6,1	6,4	7,440960018	646	197		356	159		33%	0
JANAS	Sintra	60/10	40	2	22,2	12,2	22,4	12,2	22,2	22,4	7,583600784	795	338		530	190		57%	0
LARANJEIRO	Almada	60/15	80	2	28,2	19,0	28,2	19,0	28,2	28,2	36,76543921	1 071	441		1 009	266		36%	0
LEIÃO	Oeiras	60/10	40	2	20,8	19,5	20,9	19,6	20,8	20,9	14,93227484	1 109	316		770	172		52%	0
LOURES	Loures	60/10	63	2	27,8	25,0	27,8	25,8	27,8	27,8	20,27382631	837	343		623	198		44%	0
LUZ	Lisboa	60/10	80	2	30,7	21,4	30,7	21,4	30,7	30,7	31,50809273	2 041	255		1 247	239		39%	0
MAFRA	Mafra	60/10	40	2	16,6	11,7	20,1	15,1	16,6	20,1	15,05896994	743	326		263	138		42%	0
MARVILA	Lisboa	60/10	80	2	26,496	20,82	26,496	20,92	26,5	26,496	34,7609106	1 720	258		1 107	238		34%	0
MEM MARTINS	Sintra	60/10	80	2	42,553	31,5	42,556	31,615	42,55	42,556	26,42844643	1 368	420		758	217		54%	0
MERCADO	Loures	60/10	40	2	16,468	13,47	16,559	13,795	16,47	16,559	17,84843182	1 440	337		546	157		41%	0
MIRAFLORES	Oeiras	60/10	80	2	40,856	32,32	40,856	32,455	40,86	40,856	30,92575263	1 716	457		1 660	256		52%	0
MOITA	Moita	60/15	63	2	21,7	14,49	22,751	15,439	21,7	22,751	30,7039528	923	220		439	173		35%	0
MONTIJO	Montijo	60/15	31,5	1	-13,92	-14,4	10,594	10,792	-14,4	10,792	9,206662279	1 358	234		324	153		47%	0
MOSCAVIDE	Loures	60/30/10	51,5	2	29,293	23,15	29,293	23,16	29,29	29,293	11,30991503	2 598	265	405	2 201	262	199	57%	0
MUTELA	Almada	60/15	40	2	19,4	14,6	19,4	14,6	19,4	19,4	14,39736131	1 144	341		1 077	194		49%	0
NORTE	Lisboa	60/10	80	2	32,4	31,3	32,5	31,7	32,4	32,5	37,11442817	2 139	264		1 949	262		41%	0
PAREDE	Cascais	60/10	40	2	36,798	26,23	36,798	26,232	36,8	36,798	0	835	334		776	179		92%	683,28
PARQUE	Lisboa	60/10	80	2	30,772	28,79	30,801	28,832	30,77	30,801	33,92754536	2 065	258		1 543	244		39%	0
PEGÕES	Montijo	60/30	40	2	-23,146	-21,3	10,8	16,0	-23,1	16,0	11,70942765	509	241	113	269	124	78	58%	0
PERO PINHEIRO	Sintra	60/10	40	2	15,5	13,2	16,7	14,7	15,5	16,7	18,30231193	1 168	374		900	193		39%	0
PINHAL NOVO	Palmela	60/15	31,5	1	12,7	9,445	12,7	9,4446	12,7	12,7	1,905362494	1 118	227		904	217		42%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
PORTAGEM	Almada	60/15	80	2	18,866	17,21	20,069	19,163	18,87	20,069	39,46870509	1 202	454		1 127	271		24%	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	60/30/10	114,5	4	23,854	22,32	28,927	26,253	23,85	28,927	72,40252815	1 659	640	382	511	181	126	21%	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	60/10	40	2	30,5	29,3	30,5	29,3	30,5	30,5	5,1	1 716	451		1 648	247		79%	228
QUELUZ	Sintra	60/10	40	2	23,9	14,4	23,9	14,4	23,9	23,9	11,9	2 039	465		1 920	252		60%	0
QUIMIPARQUE	Barreiro	60/15	31,5	1	11,9	10,0	12,2	10,3	11,9	12,2	64,5	952	214		569	159		38%	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	60/10	40	2	23,9	19,0	23,9	19,0	23,9	23,9	12,0	892	353		593	196		60%	0
QUINTA DO ANJO	Palmela	60/15	20	1	11,2	6,7	11,2	6,7	11,2	11,2	2,7	1 287	193		339	137		57%	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	60/15	63	2	27,5	16,8	27,5	16,9	27,5	27,5	23,6	1 510	408		345	155		44%	0
RANHOLAS	Sintra	60/10	20	1	8,0	5,7	8,1	5,8	8,0	8,1	7,9	1 131	226		879	214		40%	0
REBOLEIRA	Amadora	60/10	40	2	15,4	11,6	17,2	14,5	15,4	17,2	16,1	1905	385		1818	201		39%	0
RIO MOURO	Sintra	60/10	40	2	25,2	20,2	25,2	20,2	25,2	25,2	10,6	1154	287		784	173		64%	0
SABUGO	Sintra	60/10	20	1	14,2	8,4	15,9	9,6	14,2	15,9	1,9	1 500	251		699	208		72%	35
SADO	Setúbal	60/30	63	2	-11,6	-11,9	10,5	10,2	-11,9	10,5	28,6	1 772	426		856	210		19%	0
SANTA MARTA	Lisboa	60/10	80	4	27,7	26,3	28,8	27,5	27,7	28,8	42,8	1 589	247		1 181	199		35%	0
SANTANA	Sesimbra	60/15	40	2	17,4	15,0	17,4	15,2	17,4	17,4	16,6	900	299		414	146		44%	0
SÃO CIRO	Lisboa	60/10	40	1	12,9	9,2	12,9	9,2	12,9	12,9	9,1	1 628	254		1 263	246		33%	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	60/30/15	63	2	35,2	28,4	38,7	32,4	35,2	38,7	19,8	1 298	574	381	774	308	200	56%	0
SÃO MARCOS	Sintra	60/10	40	2	9,5	8,4	9,9	8,7	9,5	9,9	17,3	1 429	436		1 326	239		24%	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	60/30/15	126	4	38,1	26,9	39,2	28,9	38,1	39,2	73,6	2 605	508	452	1 419	258	231	30%	3
SEIXAL	Seixal	60/15	40	2	19,5	12,3	19,5	12,3	19,5	19,5	15,2	1 717	368		1 590	198		51%	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	60/10	40	1	19,2	14,4	19,2	14,4	19,2	19,2	5,6	2 779	272		2 618	271		49%	0
SOBREDA	Almada	60/30/15	61,5	2	26,1	21,7	29,6	22,4	26,1	29,6	22,6	1 200	311	298	939	119	126	43%	0
TELHEIRAS	Lisboa	60/10	80	2	22,4	19,8	22,4	20,1	22,4	22,4	42,9	2 592	267		1 647	253		28%	0
TELHEIRO	Mafra	60/10	40	2	28,1	20,2	29,4	21,5	28,1	29,4	5,9	452	242		204	111		71%	499
TERROA	Setúbal	60/15	40	2	15,8	10,8	15,8	10,8	15,8	15,8	15,0	2 345	377		1 836	199		40%	0
VALE ESCURO	Lisboa	60/10	40	2	22,0	14,3	22,0	14,3	22,0	22,0	13,4	1 520	204		1 301	199		56%	0
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	60/10	40	2	18,2	10,6	19,8	12,2	18,2	19,8	9,4	747	323		262	137		48%	0
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	60/10	40	2	15,5	12,6	15,5	12,6	15,5	15,5	16,8	1 703	249		1 365	240		39%	0
VENTEIRA	Amadora	60/10	40	1	11,3	8,6	11,3	8,6	11,3	11,3	7,6	1 729	254		1 669	252		29%	0
VILA CHÃ	Barreiro	60/15	20	1	9,3	-9,1	9,4	5,6	9,3	9,4	5,6	1 025	184		932	181		47%	0
ZAMBUJAL	Lisboa	60/10	80	2	25,9	22,6	25,9	23,7	25,9	25,9	45,9	2 069	464		1 991	258		33%	0
AGUIEIRA	Penacova	60/15	20	1	7,9	5,7	8,4	6,3	7,9	8,4	1,8	294	123		292	123		41%	0
ALCAINS	Castelo Branco	60/30/15	31,5	1	9,4	7,7	9,4	7,7	9,4	9,4	3,9	483	250	174	481	250	121	31%	0
ALEGRIA	Coimbra	60/15	63	2	26,1	21,9	26,1	22,2	26,1	26,1	30,4	1 308	381		958	210		42%	0
ALFARELOS	Soure	60/15	20	1	12,6	-11,2	12,6	8,7	12,6	12,6	0,0	622	141		375	141		63%	0
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	60/15	40	2	16,1	14,4	16,1	14,4	16,1	16,1	19,8	1 884	359		1 054	183		40%	0
ANTANHOL	Coimbra	60/15	31,5	1	10,9	7,2	10,9	7,2	10,9	10,9	0,6	1 766	242		744	204		35%	0
ARGANIL	Arganil	60/16	20	1	7,4	7,3	7,4	7,3	7,4	7,4	0,0	537	157		238	115		37%	0
BELMONTE	Belmonte	60/15	20	2	4,6	4,9	5,5	5,6	4,9	5,6	12,3	692	195		235	86		25%	0
CANDOSA	Tábua	60/15	51,5	2	14,9	12,1	15,6	12,6	14,9	15,6	20,2	818	309		557	162		31%	0
CANTANHEDE	Cantanhede	60/15	51,5	2	17,5	15,5	17,8	15,5	17,5	17,8	24,9	625	286		285	125		35%	0
CARREGAL DO SAL	Carregal do Sal	60/15	20	1	6,7	6,0	6,8	6,0	6,7	6,8	1,8	381	141		312	130		35%	0
CASAL DE CINZA	Guarda	60/15	31,5	1	10,3	7,9	10,3	8,0	10,3	10,3	10,6	955	216		581	189		33%	0
CASTRO DAIRE	Castro Daire	60/30	15	1	7,7	6,4	8,6	6,6	7,7	8,6	3,9	350	142		198	108		52%	0
CELORICO	Celorico da Beira	60/15	20	2	-6,3	-7,9	5,0	4,7	-7,9	5,0	12,0	2 137	244		340	98		47%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
CERDEIRA	Sabugal	60/15	10	1	7,1	4,7	7,1	4,7	7,1	7,1	0,0	357	148		288	134		71%	1
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	60/15	40	2	17,2	11,6	17,2	11,8	17,2	17,2	18,3	634	83	272	624	70	168	44%	0
CORRENTE	Coimbra	60/15	31,5	1	18,2	12,6	18,2	12,6	18,2	18,2	7,6	1 762	218		1 336	210		58%	0
FRONHAS	Arganil	60/15	20	1	4,4	4,2	4,6	4,7	4,4	4,7	5,1	286	123		317	129		23%	0
FUNDÃO	Fundão	60/15	40	2	17,3	-21,1	17,9	16,0	-21,1	17,9	15,9	1 058	317		576	163		53%	0
GALA	Figueira da Foz	60/30	40	2	12,7	12,3	15,0	14,4	12,7	15,0	21,0	1 536	354		965	186		32%	0
GOUVEIA	Gouveia	60/15	35	2	8,3	5,5	8,4	5,5	8,3	8,4	15,5	584	386		495	162		26%	0
GUARDA	Guarda	60/15	41,5	2	25,8	19,7	27,0	20,3	25,8	27,0	19,0	1 005	518		492	161		63%	0
GUMIEI	Viseu	60/15	40	2	10,6	-9,3	11,1	9,4	10,6	11,1	24,5	1 418	354		346	74		27%	0
LAMEGO	Lamego	60/30	31,5	1	18,4	17,4	24,9	19,0	18,4	24,9	0,0	982	219		900	215		58%	0
LORIGA	Seia	60/15	5	1	2,1	1,5	2,1	1,5	2,1	2,1	0,0	537	51		389	49		43%	0
LOUSÃ	Lousã	60/15	40	2	16,3	10,5	19,1	13,1	16,3	19,1	16,8	834	299		433	149		41%	0
MANGUALDE	Mangualde	60/15	40	2	7,5	5,6	7,7	6,1	7,5	7,7	27,9	413	245		404	172		20%	0
MANTEIGAS	Manteigas	60/15	10	1	3,8	3,3	3,8	3,4	3,8	3,8	0,1	382	100		326	100		40%	0
MARVÃO	Mêda	60/30	10	1	5,5	-5,2	5,6	4,3	5,5	5,6	3,4	549	107		537	106		55%	0
MEIMOA	Penamacor	60/15	10	1	3,8	2,5	3,8	2,5	3,8	3,8	0,6	241	89		144	71		40%	0
MIRA	Mira	60/15	21	1	11,7	9,8	11,7	9,8	11,7	11,7	0,0	676	164		258	118		59%	0
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	60/15	31,5	1	11,7	8,2	11,7	8,2	11,7	11,7	0,0	627	192		523	181		38%	0
MORTÁGUA	Mortágua	60/15	30	2	14,6	11,4	15,3	12,0	14,6	15,3	4,9	345	180		224	85		49%	0
NELAS	Nelas	60/15	20	1	12,2	9,9	12,4	10,2	12,2	12,4	0,00	525	181		462	173		61%	0
OLEIROS	Oleiros	60/15	31,5	1	-28,2	-24,3	5,3	5,2	-28,2	5,3	4,30	281	143		280	143		93%	368
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Oliveira do Hospital	60/15	10	1	5,7	4,1	5,9	4,4	5,7	5,9	2,52	762	114		598	110		60%	0
ORGENS	Viseu	60/15	31,5	1	15,4	-13,4	15,5	9,5	15,4	15,5	2,89	1 293	230		750	204		52%	0
PAMPILHOSA	Mealhada	60/15	40	2	25,6	22,5	25,6	22,6	25,6	25,6	10,09	822	288		727	168		65%	0
PEDRÓGÃO	Pedrógão Grande	60/15	20	1	4,6	4,2	4,6	4,2	4,6	4,6	3,37	341	138		150	92		29%	0
PINHEL	Pinhel	60/15	20	2	7,3	5,7	7,4	5,8	7,3	7,4	7,63	212	122		210	122		37%	0
RELVINHA	Coimbra	60/15	80	2	23,1	20,7	24,8	24,0	23,1	24,8	44,85	1 536	438		870	227		29%	0
SABUGAL	Sabugal	60/15	15	1	6,9	-6,4	7,1	5,2	6,9	7,1	2,39	242	101		144	78		48%	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	60/15	12,5	1	5,6	5,0	6,2	5,1	5,6	6,2	1,03	252	106		166	90		45%	0
SÁTÃO	Sátão	60/15	15	1	8,3	7,2	8,3	7,2	8,3	8,3	1,47	411	119		352	114		56%	0
SEIA	Seia	60/15	40	2	14,1	11,1	14,4	11,3	14,1	14,4	19,65	1 678	359		1 209	191		35%	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	60/30	20	1	-8,0	-10,6	6,5	6,4	-10,6	6,5	0,80	246	119		241	117		55%	0
SERTÃ	Sertã	60/15	32,5	2	9,2	9,0	12,4	11,9	9,2	12,4	0,80	218	146		193	109		28%	0
SOURE	Soure	60/30	20	1	7,4	6,1	7,9	6,1	7,4	7,9	3,61	472	151		469	151		38%	0
TALAGUEIRA	Castelo Branco	60/30	63	2	33,5	27,7	35,4	29,5	33,5	35,4	21,27	1 311	397		1 186	225		55%	0
TAVEIRO	Coimbra	60/15	40	2	17,1	11,0	17,4	11,3	17,1	17,4	17,94	696	278		587	165		43%	0
TOCHA	Cantanhede	60/15	20	1	10,6	10,5	13,2	11,4	10,6	13,2	0,00	334	134		272	123		54%	0
TONDELA	Tondela	60/15	51,5	2	21,3	16,7	21,7	17,9	21,3	21,7	11,19	272	181		268	130		44%	0
TORTOSENDO	Covilhã	60/15	40	2	20,5	14,3	20,5	14,4	20,5	20,5	15,04	1 538	357		746	178		51%	0
TRANCOSO	Trancoso	60/15	10	1	6,3	5,0	6,3	5,0	6,3	6,3	0,00	478	106		150	72		64%	0
VALE SERRÃO	Proença-a-Nova	60/30	6,5	1	3,9	3,2	3,9	3,2	3,9	3,9	3,40	371	60		342	59		59%	0
VAROSA	Lamego	60/30	45	2	-29,9	14,3	27,7	19,7	-29,9	27,7	17,25	2 622	449		2 112	230		68%	0
VÁRZEA	Covilhã	60/15	31,5	1	20,2	-19,7	20,2	14,2	20,2	20,2	3,40	1 405	227		824	204		65%	0
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	60/30	31,5	1	21,3	17,0	21,3	17,0	21,3	21,3	0,00	305	148		201	121		70%	1
VILA ROBIM	Figueira da Foz	60/15	63	2	30,4	27,0	31,3	27,6	30,4	31,3	24,98	929	634		393	286		49%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Ródão	60/30	20	1	-9,5	-10,0	2,3	2,2	-10,0	2,3	4,14	499	153		286	125		51%	0
VISEU	Viseu	60/15	31,5	1	11,9	7,1	12,1	7,2	11,9	12,1	16,14	1 065	224		743	206		38%	0
VISO	Viseu	60/15	80	2	36,7	27,4	39,0	34,0	36,7	39,0	32,33	1 263	415		836	226		47%	0
VOUZELA	Vouzela	60/15	40	2	17,0	14,5	19,9	16,5	17,0	19,9	14,08	598	288		522	181		43%	0
ÁGUEDA	Águeda	60/15	63	2	33,9	32,3	40,4	34,5	33,9	40,4	19,55	2 916	473		2 215	252		56%	0
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	60/15	20	1	14,0	10,7	15,5	12,3	14,0	15,5	5,16	1 704	342		1 561	336		73%	26
ALFENA	Valongo	60/15	63	2	27,4	22,1	27,4	22,2	27,4	27,4	23,21	1 481	412		1 428	252		45%	0
AMIEIRA	Matosinhos	60/15	60	2	24,2	15,6	24,2	17,9	24,2	24,2	28,42	1 514	385		1 305	243		41%	0
ANTAS	Porto	60/15	91,5	3	34,9	27,6	34,9	27,6	34,9	34,9	43,95	1 717	636		1 371	292		38%	0
ARADA	Ovar	60/15	63	2	23,8	23,7	26,3	24,5	23,8	26,3	34,03	977	361		935	207		38%	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	60/15	56,5	2	25,5	22,1	25,9	22,8	25,5	25,9	18,07	1 223	321		1 186	184		45%	0
AROUCA	Arouca	60/15	15	1	7,7	4,5	8,9	4,8	7,7	8,9	0,00	351	92		346	80		52%	0
AVANCA	Estarreja	60/15	51,5	2	32,5	27,8	36,9	31,5	32,5	36,9	22,05	2 879	73		1 204	73		64%	0
AVEIRO	Aveiro	60/15	63	2	31,2	24,7	31,2	24,8	31,2	31,2	26,44	1 591	420		1 182	230		50%	0
BARRÔ	Águeda	60/15	63	2	23,5	17,2	29,5	23,2	23,5	29,5	31,81	1 778	418		1 495	234		38%	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	60/15	63	2	38,2	36,0	38,2	36,1	38,2	38,2	15,34	1 149	367		1 135	223	0	64%	0
BOAVISTA (PORTO)	Porto	60/15	80	2	39,3	31,9	39,3	31,9	39,3	39,3	28,73	2 110	538		1 960	305		50%	0
BUSTOS	Oliveira do Bairro	60/15	40	2	24,0	17,8	24,0	19,9	24,0	24,0	10,77	941	302		216	146		64%	0
CAMPO 24 DE AGOSTO	Porto	60/15	60	2	32,1	24,6	32,1	24,6	32,1	32,1	24,45	1 559	503		1 267	288		55%	0
CAMPO ALEGRE	Porto	60/15	90	3	34,2	29,7	34,3	29,8	34,2	34,3	45,11	1 795	724		1 685	326		39%	0
CARREGOSA	Oliveira de Azeméis	60/15	31,5	1	15,3	16,8	18,8	18,1	16,8	18,8	0,00	1 383	228		1 203	223		54%	0
CUSTÓIAS	Matosinhos	60/15	80	2	31,1	26,4	31,1	26,4	31,1	31,1	37,67	2 640	81		2 407	268		39%	0
DEVESA VELHA	São João da Madeira	60/15	63	2	33,3	28,8	34,0	29,7	33,3	34,0	24,44	1 265	370		1 183	217		56%	0
ESGUEIRA	Aveiro	60/15	63	2	34,7	30,5	35,5	31,1	34,7	35,5	26,72	1 856	447		1 313	242		56%	0
ESPINHO	Espinho	60/15	63	2	25,9	20,2	25,9	20,8	25,9	25,9	30,79	1 838	466		1 636	263		42%	0
FÂNZERES	Gondomar	60/15	63	2	42,0	28,5	42,0	28,5	42,0	42,0	9,59	1 384	385		1 360	223		67%	0
FEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	40	1	-21,3	-38,9	15,8	13,5	-38,9	15,8	0,75	1 276	225		1 203	223		98%	596
GAFANHA	Ílhavo	60/15	51,5	2	25,0	23,4	25,0	23,4	25,0	25,0	20,11	1 035	321		812	191		49%	0
GONDOMAR	Gondomar	60/15	63	2	22,1	16,6	22,3	18,2	22,1	22,3	31,81	1 198	414		1 180	250		36%	0
GUEIFÃES	Maia	60/15	63	2	26,3	21,5	26,3	21,5	26,3	26,3	28,13	1 782	404		1 706	172		42%	0
ÍLHAVO	Ílhavo	60/15	63	2	30,2	29,1	34,4	32,4	34,4	32,4	22,94	1 753	539		928	211		55%	0
INHA	Santa Maria da Feira	60/15	20	1	15,6	11,0	16,1	11,4	15,6	16,1	0,87	1 188	181		1 125	180		81%	44
JOVIM	Gondomar	60/15	40	2	19,6	15,8	19,7	15,8	19,6	19,7	9,56	633	256		628	160		49%	0
LAPA	Porto	60/15	63	2	21,5	18,3	21,5	18,3	21,5	21,5	32,53	1 453	235		1 418	234		34%	0
MAIA	Maia	60/15	94,5	3	47,5	39,9	55,4	47,4	47,5	55,4	24,12	3 009	700		2 794	284		51%	0
MATOSINHOS	Matosinhos	60/15	63	2	28,2	23,4	28,2	23,4	28,2	28,2	25,67	2 225	499		2 057	278		46%	0
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	60/15	31,5	1	13,6	10,1	15,8	13,0	13,6	15,8	0,00	1 911	248		1 786	246		43%	0
MINDELO	Vila do Conde	60/15	31,5	1	16,6	14,9	16,6	14,9	16,6	16,6	2,0	579	186		571	163	0	53%	0
MOGOFORES	Anadia	60/15	40	2	15,9	13,9	17,4	15,5	15,9	17,4	19,4	1 560	344		1 041	310		41%	0
MONTE DOS BURGOS	Porto	60/15	60	2	38,5	30,9	41,8	32,4	38,5	41,8	18,0	2 202	556		2 038	297		65%	0
MOSTEIRÓ	Vila do Conde	60/15	63	2	24,3	19,5	24,3	19,5	24,3	24,3	31,2	2 102	454		1 978	208	0	41%	0
MURO	Trofa	60/15	63	2	23,7	19,8	27,7	23,9	23,7	27,7	30,3	1 356	400		1 277	80		38%	0
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	13,4	-11,6	13,5	9,8	13,4	13,5	4,5	2 001	239		1 758	235		43%	0
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	60/15	63	2	34,8	30,4	38,8	33,4	34,8	38,8	15,9	1 600	79		1 466	79		57%	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	60/15	31,5	1	13,4	12,3	18,7	15,8	13,4	18,7	0,0	898	216		821	185		45%	0

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
OVAR	Ovar	60/15	63	2	26,8	21,7	27,2	21,8	26,8	27,2	35,2	1 365	400		1 285	393		43%	0
PALMILHEIRA	Valongo	60/15	63	2	21,6	19,9	21,7	20,0	21,6	21,7	27,9	2 049	437		1 996	245		35%	0
PARANHOS	Porto	60/15	60	2	25,6	19,9	31,2	26,0	25,6	31,2	20,8	1 525	523		1 413	311		43%	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	37,4	30,1	37,6	31,6	37,4	37,6	14,3	2 275	500		1 931	276		61%	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	41,0	33,9	45,4	39,3	41,0	45,4	12,8	922	349		884	212		66%	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	32,5	27,5	33,1	28,4	32,5	33,1	21,7	1 529	420		1 379	208		53%	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	60/15	80	2	39,3	35,8	39,3	35,8	39,3	39,3	23,3	2 502	487		2 263	266		50%	0
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	60/15	40	1	12,9	12,7	12,9	12,7	12,9	12,9	6,6	1 765	255		1 582	251		33%	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	20,5	16,8	20,7	17,0	20,5	20,7	35,9	1 155	382		1 063	225		33%	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	60/15	63	2	31,2	30,4	47,4	41,9	31,2	47,4	0,9	1 456	391		639	190		51%	0
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	18,3	17,2	18,3	17,2	18,3	18,3	36,4	1 975	448		1 748	261		29%	0
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	60/15	31,5	1	19,7	15,7	20,9	16,8	19,7	20,9	0,0	2 120	247		1 865	243		63%	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	60/15	20	1	6,4	6,2	8,6	6,8	6,4	8,6	1,6	685	160		661	158		34%	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	60/15	40	2	16,4	11,3	19,5	14,4	16,4	19,5	15,6	1 320	337		1 184	327		41%	0
VALONGO	Valongo	60/15	63	2	30,6	23,8	32,6	27,4	30,6	32,6	15,7	1 604	439		1 545	242		49%	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	32,1	26,5	32,1	26,5	32,1	32,1	19,3	1 858	468		1 657	263		51%	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	60/15	63	2	33,2	27,2	35,4	30,0	33,2	35,4	17,5	1 188	379		1 173	225	0	53%	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	36,8	28,9	36,8	28,9	36,8	36,8	14,2	2 036	480		1 794	269		59%	0
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	40,0	31,9	40,0	31,9	40,0	40,0	12,0	2 371	493		2 060	272		64%	0
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	60/15	40	2	18,3	16,0	19,7	17,5	18,3	19,7	15,9	1 368	327		1 277	184		48%	0
VITÓRIA	Porto	60/15	63	2	22,5	19,5	22,5	19,5	22,5	22,5	31,9	1 419	231		1 307	228		36%	0
ALCÁÇOVA	Elvas	60/30	63	2	31,3	26,0	31,4	26,9	31,3	31,4	16,3	581	285		402	165		50%	0
ALCANEDE	Santarém	60/30	20	1	15,5	-14,1	16,1	14,9	15,5	16,1	1,7	528	150		515	149		78%	53
ALCOBAÇA	Alcobaça	60/30	31,5	1	16,5	13,3	16,5	13,4	16,5	16,5	1,2	472	175		267	137		53%	0
ALMEIRIM	Almeirim	60/30	40	2	-17,7	-26,0	14,7	18,0	-26,0	18,0	17,9	744	284		449	152		67%	0
ALMOUROL	Vila Nova da Barquinha	60/30	20	1	13,6	13,9	14,2	14,1	13,9	14,2	3,7	785	184		316	137		70%	0
ALPALHÃO	Nisa	60/30	20	1	11,2	-8,1	11,2	7,1	11,2	11,2	3,8	556	159		165	96		56%	0
ALPIARCA	Alpiarça	60/30	20	1	10,7	11,7	10,7	11,7	11,7	11,7	4,1	412	144		302	128		59%	0
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	60/30	10	1	4,8	-4,3	4,9	4,2	4,8	4,9	4,1	122	65		104	59		48%	0
ALVAIÁZERE	Alvaiázere	60/15	31,5	1	-18,1	-17,2	2,8	2,0	-18,1	2,8	17,0	480	173		255	133		61%	0
ANDRINOS	Leiria	60/30/15	100	3	33,5	23,7	34,9	27,8	33,5	34,9	54,4	1 027	193	382	484	159	184	34%	0
ARRONCHES	Arronches	60/30	20	1	6,7	-6,8	6,7	4,5	-6,8	6,7	5,3	585	164		202	107		34%	0
ATOUGUIA	Peniche	60/30/15	71,5	3	23,4	22,3	25,9	23,6	23,4	25,9	37,8	525	183	248	240	130	116	33%	0
AZÓIA	Leiria	60/30/15	51,5	2	25,5	19,1	25,5	19,1	25,5	25,5	20,1	2 096	213	247	1 598	206	238	51%	0
BELVER	Mação	60/30	10	1	7,4	5,0	7,7	5,1	7,4	7,7	1,3	592	110		543	101		74%	18
BENAVENTE	Benavente	60/30	20	1	9,6	15,2	9,6	15,2	15,2	15,2	0,4	493	153		108	73		77%	201
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	60/10	20	2	9,9	-11,3	9,9	9,0	-11,3	9,9	7,8	449	175		320	99		60%	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	60/30	80	2	-69,8	-60,0	19,1	11,4	-69,8	19,1	51,6	696	326	91	575	200	78	89%	18
CADAVAL	Cadaval	60/30	40	2	-12,3	-15,4	11,0	10,4	-15,4	11,0	22,2	966	332		498	154		40%	0
CALDAS DA RAINHA	Caldas da Rainha	60/30	40	1	17,9	14,2	17,9	14,2	17,9	17,9	7,0	1 113	277		549	222		45%	0
CARRASCAL	Benavente	60/30	40	2	17,3	-19,3	17,5	17,8	-19,3	17,8	18,2	996	297		840	169		48%	0
CARTAXO NORTE	Cartaxo	60/15	20	1	10,4	-12,3	10,4	7,0	-12,3	10,4	2,4	548	160		468	153		64%	0
CASAL DA AREIA	Alcobaça	60/30/15	40	3	12,1	9,5	15,3	12,0	12,1	15,3	20,4	560	202	109	377	174	98	32%	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	60/30	51,5	2	23,7	-23,5	25,6	23,4	23,7	25,6	15,7	1 369	415	92	834	213	78	47%	0
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	60/10	20	2	16,7	14,8	16,7	14,9	16,7	16,7	1,3	760	192		455	100		84%	578

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]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Mín AT [MVA]	SCC Mín MT1 [MVA]	SCC Mín MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
CELA	Alcobaça	60/30	31,5	1	13,1	10,0	13,5	10,2	13,1	13,5	11,3	342	154		193	115		42%	0
CHEGANÇAS	Alenquer	60/30	20	1	-10,0	-16,7	9,7	9,1	-16,7	9,7	8,2	749	162		716	160		84%	9
CORUCHE	Coruche	60/30	40	2	-11,8	-16,1	10,4	10,4	-16,1	10,4	25,6	312	182		146	88		41%	0
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	60/30	40	2	21,2	-25,9	21,2	20,1	-25,9	21,2	11,9	709	273		416	145		66%	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	60/30/15	51,5	2	21,8	23,7	23,8	23,9	23,7	23,9	11,1	1 196	313	133	774	167	68	47%	0
ESPADANAL	Azambuja	60/30	40	2	19,1	25,8	20,3	26,3	25,8	26,3	3,8	939	301	104	286	125	70	65%	0
FÁTIMA	Ourém	60/30	40	2	21,3	19,8	22,4	20,1	21,3	22,4	13,5	771	293		337	136		54%	0
FONTAINHAS	Santarém	60/30	63	2	19,6	16,9	19,8	17,1	19,6	19,8	35,8	1 577	419	108	1 463	234	90	32%	0
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	-7,1	-8,6	6,6	6,1	-8,6	6,6	6,8	307	124		231	110		57%	0
LOURIÇAL	Pombal	60/30	20	1	11,3	-14,3	11,3	9,0	-14,3	11,3	1,4	1 954	271		531	198		74%	1
LOURINHÃ	Lourinhã	60/30	51,5	2	-21,5	-25,0	19,5	15,9	-25,0	19,5	20,9	316	197		253	120		50%	0
MARANHÃO	Avis	60/30	20	1	9,7	16,0	9,9	17,1	16,0	17,1	0,0	245	117		126	81		85%	158
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	32,5	24,2	32,6	24,6	32,5	32,6	23,7	1 121	378		674	201		52%	0
MATACÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	21,7	19,0	27,5	23,1	21,7	27,5	27,5	1 350	394		656	196		36%	0
MERCEANA	Alenquer	60/30	20	1	9,3	6,0	9,3	6,2	9,3	9,3	7,6	564	159		390	141		47%	0
MEXEEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	10,7	13,2	10,7	13,2	13,2	13,2	3,4	365	137		123	79		68%	0
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	34,1	25,5	34,1	25,8	34,1	34,1	31,9	929	395		624	222		43%	0
ORTIGOSA	Leiria	60/15	40	2	24,1	20,6	24,1	20,6	24,1	24,1	6,0	436	223		435	148		62%	0
OURÉM	Ourém	60/30	51,5	2	21,5	16,5	21,5	17,3	21,5	21,5	20,4	408	225		351	134		42%	0
PARCEIROS	Leiria	60/15	31,5	1	16,1	14,0	16,1	14,0	16,1	16,1	5,7	1 364	194		291	128		52%	0
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	14,3	11,7	14,8	12,5	14,3	14,8	0,0	862	172		532	153		75%	26
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	30,1	23,2	37,8	33,2	30,1	37,8	2,3	1 487	383		633	177		60%	0
PONTÃO	Ansião	60/15	40	2	11,0	8,3	11,3	9,3	11,0	11,3	24,2	746	182		314	139		29%	0
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	11,7	8,9	11,7	9,0	11,7	11,7	23,8	218	147		165	96		31%	0
PORTALEGRE ZI	Portalegre	60/30	20	1	4,4	3,2	4,4	3,2	4,4	4,4	5,5	331	133		250	118		22%	0
PRACANA	Mação	60/30	20	2	3,1	-4,2	3,8	2,8	-4,2	3,8	14,2	1 248	220		976	118		21%	0
RANHA	Pombal	60/30	31,5	1	16,5	13,3	20,7	18,0	16,5	20,7	2,7	937	214		503	180		54%	0
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	22,5	22,4	22,5	22,4	22,5	22,5	11,1	1 364	432		367	170		57%	0
SANCHEIRA	Óbidos	60/30	40	2	19,0	14,9	19,0	15,3	19,0	19,0	15,8	1 844	358		1 342	184		48%	0
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	-9,1	-13,0	8,6	7,3	-13,0	8,6	4,2	1 093	195		280	129		69%	0
SANTO ESTÊVÃO	Benavente	60/30	20	1	3,5	3,6	3,5	3,6	3,6	3,6	6,4	478	151		109	73		18%	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	15,8	13,9	16,0	14,6	15,8	16,0	0,0	676	199		193	115		51%	0
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	18,4	19,1	20,0	21,1	19,1	21,1	35,2	943	493	343	329	202	149	31%	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	25,7	19,4	25,9	20,5	25,7	25,9	41,9	1 968	467		1 246	242		32%	0
SÃO VICENTE	Portalegre	60/30	40	2	14,9	11,8	16,9	12,4	14,9	16,9	19,1	436	220		240	115		37%	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	60/15	40	2	25,1	18,0	25,6	18,2	25,1	25,6	8,1	736	280		249	118		63%	0
SOUSEL	Sousel	60/30	20	1	2,7565	2,98	2,7565	2,9804	2,98	2,9804	6,95877551	759	171		93	66		0,149025	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	19,878	11	20,637	14,161	19,9	20,637	15,3088116	1187	321		751	171		0,498269	0
TURQUEL	Alcobaça	60/30	63	2	20,513	-21,9	25,814	23,662	-21,9	25,814	25,84979846	553	278		247	141		0,363275	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	-12,51	-16,2	2,472	3,2044	-16,2	3,2044	6,05914629	425	149		231	115		0,812857	26,28
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	25,728	22,5	26,371	25,501	25,7	26,371	28,4277772	1916	514		1706	242		0,428846	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	60/30/15	61	3	21,904	18,2	21,904	18,281	21,9	21,904	32,01765548	1022	326	182	631	173	164	0,37512	0
VILA MOREIRA	Alcanena	60/30	40	2	18,818	15,7	20,178	18,18	18,8	20,178	13,78228333	584	260		341	139		0,482961	0
VILAMOURA B	Loulé	60/15	31,5	1	16,8	20,8	16,8	20,8	20,8	20,8	7,292654759	752	200		373	158		0,677582	0

Página em branco

ANEXO B.1.4 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT

Anexo B.1.4.1 – Caracterização da rede AT 31.12.2022

Anexo B.1.4.2 – Caracterização da rede AT 31.12.2025

Página em branco

ANEXO B.1.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2022

Página em branco

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 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x1 AAG160	A	16,85	902	802	104	135	17%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCIL	1	1x3x1 AAG160	A	7,64	902	802	256	276	34%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	1x3x1 AA325	A	0,56	686	606	169	176	29%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	2	2x3x1 AA160	A	1,39	902	802	169	176	22%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	3	2x3x1 AA160	A	28,63	902	802	169	176	22%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	4	2x3x1 AA160	A	1,65	902	802	169	176	22%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	5	1x3x1 CU185	A	0,07	537	387	169	176	46%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	2,2	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	2	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	3	1x3x1 CU185	A	0,07	537	387	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	4	1x3x1 AA160	A	44,52	451	401	0	0	0%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,64	451	401	28	14	6%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	0	0	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	28	13	6%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	3	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	0	0	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	4	1x3x1 AA160	A	23,74	451	401	27	13	6%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	5	1x3x1 AA160	A	23,83	451	401	0	0	0%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	6	1x3x1 AA160	A	2,33	451	401	0	0	0%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AM148	A	1,53	350	253	61	74	29%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	2	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	61	74	19%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	3	1x3x1 AA160	A	0,18	451	401	61	74	19%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	4	1x3x1 AA160	A	17,25	451	401	61	74	19%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	219	195	32%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	2,9	451	401	219	195	49%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	3	1x3x1 AA160	A	7,83	451	401	220	195	49%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO I	1	1x3x1 AA485	A	0,05	723	502	247	241	48%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO I	2	2x3x1 AA325	A	7,93	1372	1212	247	241	20%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO II	1	1x3x1 AA485	A	0,05	723	502	247	242	48%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO II	2	2x3x1 AA325	A	7,93	1372	1212	247	242	20%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	111	130	21%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA160	A	0,26	451	401	111	130	32%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	3	1x3x1 AA325	A	0,33	686	606	111	130	21%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	4	1x3x1 AA325	A	3,5	686	606	111	130	21%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	5	1x3x1 AA160	A	17,04	451	401	111	130	32%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x1 AAG160	A	23,73	902	802	200	205	26%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	0	0	0%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	1,7	362	261	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	4,41	686	606	160	158	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	2	1x3x1 AA325	A	3,98	686	606	160	158	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	3	1x3x1 AA325	A	0,92	686	606	160	158	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	4	1x3x1 AA325	A	15,15	686	606	160	158	26%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,6	285	208	107	95	46%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	1	1x3x1 AAG160	A	0,22	902	802	106	94	12%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	2	1x3x1 AAG160	A	0,12	902	802	106	94	12%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	3	1x3x1 AAG160	A	0,05	723	523	0	0	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	4	1x3x1 AAG160	A	12,1	902	802	0	0	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	5	1x3x1 AAG160	A	11,4	902	802	106	94	12%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	2,43	686	606	89	124	20%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	2	1x3x1 AA325	A	3,88	686	606	89	124	20%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	3	1x3x1 AA325	A	39,03	686	606	89	124	20%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,37	451	401	0	0	0%
LN60 0055 02 VARIANTE LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG160	A	1,19	902	802	0	0	0%
LN60 0055 02 VARIANTE LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG160	A	0,97	902	802	0	0	0%
LN60 0055 02 VARIANTE LAMEIRAS	2	1x3x1 AAG160	A	9,96	902	802	0	0	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	202	241	60%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	123	129	27%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	1	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	123	129	32%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	1	1x3x1 AAG160	A	2,99	902	802	111	120	15%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	2	1x3x1 AAG160	A	14,54	902	802	111	120	15%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	3	1x3x1 AAG160	A	2,65	902	802	111	120	15%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x1 AAG160	A	3,42	902	802	186	183	23%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	2	1x3x1 AAG160	A	3,58	723	523	186	183	35%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,98	451	401	218	155	48%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	237	182	53%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO	2	1x3x1 AA160	A	5,53	451	401	237	182	52%
LN60 0072 CAEIRA-MONTEMOR I	1	1x3x1 AA160	A	32,39	451	401	124	103	28%
LN60 0073 01 GAS (ETA MORGAVEL	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	4	5	1%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	2,43	451	401	112	113	28%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	112	113	19%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	3	1x3x1 AA160	A	7,42	451	401	112	113	28%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	4	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	110	111	28%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	5	1x3x1 AA160	A	20,54	451	401	110	111	28%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA LAVARIA	1	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	159	159	40%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA LAVARIA	2	1x3x1 AXKJ400	S	0,15	582	474	159	159	34%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,26	451	401	88	132	33%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	95	99	25%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	94	97	13%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,45	1372	1212	0	0	0%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	3	2x3x1 AA325	A	11,18	1372	1212	94	97	8%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	4	2x3x1 AA325	A	0,24	1372	1212	0	0	0%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	5	2x3x1 AA325	A	3,25	1372	1212	94	97	8%
LN60 0077 ESTÓI (REN)-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,31	1372	1212	596	619	51%
LN60 0078 01 VARIANTE ESTREMOZ	1	1x3x1 AA160	A	0,09	451	401	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	0,52	902	802	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	2	1x3x1 AAG160	A	0,06	902	802	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	3	2x3x1 AA160	A	41,81	902	802	0	0	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	0,28	451	401	0	0	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	2	1x3x1 AA160	A	4,39	451	401	0	0	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	3	1x3x1 AA160	A	32,29	451	401	0	0	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	5,71	686	606	2	2	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	2	1x3x1 AA325	A	0,96	686	606	2	2	0%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,17	582	474	2	2	0%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	1	1x3x1 AA325	A	5,68	686	606	398	395	65%

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 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	8	10	2%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	3	1x3x1 AA325	A	2,56	686	606	199	198	33%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	4	1x3x1 AA325	A	2,56	686	606	199	197	33%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	5	1x3x1 AA325	A	2,17	686	606	8	10	2%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA	6	1x3x1 AA325	A	0,51	686	606	398	395	65%
LN60 0100 ALDEIA NOVA – CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	9,96	451	401	28	43	11%
LN60 0100 ALDEIA NOVA – CASTRO MARIM	2	1x3x1 CU185	A	0,27	537	387	28	43	11%
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 AA325	A	4,98	686	606	161	128	23%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1	582	474	161	128	28%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 AA325	A	5	686	606	160	127	23%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1	582	474	160	127	27%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	283	351	46%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	3,61	1372	1212	283	351	29%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	3	2x3x1 AA325	A	12,63	1372	1212	283	351	29%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	2x3x1 AA160	A	0,79	902	802	111	133	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 AAG160	A	5,01	902	802	111	133	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	3	1x3x1 AAG160	A	0,14	902	802	111	133	17%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,33	451	401	169	182	45%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,37	451	401	57	61	15%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x1 AAG325	A	4,49	1089	769	51	33	5%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	1x3x1 AAG325	A	0,08	1089	769	470	494	64%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	2	2x3x1 AA325	A	8,92	1372	1212	470	494	41%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,36	386	325	137	114	35%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x1 AAG160	A	3,15	902	802	352	323	40%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x1 AAG160	A	2,12	723	523	248	211	40%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x1 AAG160	A	8,3	902	802	248	211	28%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	4	1x3x1 AA325	A	8,73	686	606	352	323	53%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x1 AAG160	A	3,14	902	802	114	139	17%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x1 AA325	A	8,73	686	606	114	139	23%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	3	1x3x1 AAG160	A	15,18	902	802	114	139	17%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	82	135	22%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	82	135	22%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	3	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	82	135	34%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	4	1x3x1 AA160	A	11,77	451	401	82	135	34%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x3x1 AA325	A	12,94	686	606	12	12	2%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x3x1 AA325	A	12,89	686	606	12	12	2%
LN60 0126 TUNES(REN)-S.BARTOLOMEU MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,21	451	401	84	85	21%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	125	148	37%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	2	1x3x1 AA160	A	5,72	451	401	125	148	37%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	3	1x3x1 AA195	A	16,03	398	286	125	148	52%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	4	1x3x1 AA195	A	0,07	398	286	125	148	52%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	5	1x3x1 AA160	A	0,45	451	401	124	147	37%
LN60 0135 CAEIRA-MONTEMOR II	1	1x3x1 AA160	A	0,21	451	401	124	103	28%
LN60 0135 CAEIRA-MONTEMOR II	2	1x3x1 AA160	A	32,18	451	401	124	103	28%
LN60 0136 TAVIRA-CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	0,37	902	802	0	0	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS	1	1x3x1 AM148	A	0,76	436	388	86	86	22%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS	2	1x3x1 AM148	A	5,88	436	388	86	86	22%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS	1	1x3x1 AM148	A	0,77	436	388	0	0	0%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS	2	1x3x1 AM148	A	5,9	436	388	0	0	0%
LN60 0140 TUNES(REN)-REFER I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	582	474	8	10	2%
LN60 0141 TUNES(REN)-REFER II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	582	474	0	0	0%
LN60 0145 MOURA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	45	95	24%
LN60 0145 MOURA-PIAS	2	1x3x1 AA160	A	0,11	451	401	45	95	24%
LN60 0145 MOURA-PIAS	3	1x3x1 AA160	A	17,43	451	401	45	95	24%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	135	132	33%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,66	686	606	246	272	45%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	246	272	45%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,16	1258	1018	409	438	43%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	5,81	1372	1212	409	438	36%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	3	2x3x1 AA325	A	16,57	1372	1212	409	438	36%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	4	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,54	1258	1018	409	438	43%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS I	1	1x3x1 AA325	A	3,75	686	606	150	132	22%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS I	2	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	150	132	22%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	1	2x3x1 AA325	A	3,73	1372	1212	289	254	21%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,1	1528	1233	289	254	21%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	137	154	38%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,37	451	401	137	154	38%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	16,03	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,41	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	3	1x3x1 AA160	A	0,2	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	4	1x3x1 AA160	A	1,08	451	401	0	0	0%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	1,73	451	401	29	35	9%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	2	1x3x1 AA160	A	11,85	451	401	29	35	9%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	198	197	49%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AAG160	A	0,15	902	802	145	126	16%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	145	126	21%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	3	2x3x1 AA160	A	2,96	902	802	145	126	16%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	202	307	51%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	2x3x1 AA160	A	10,96	902	802	202	307	38%
LN60 0169 ALJUSTREL-ALMINA FETAIS	1	1x3x1 AA160	A	1,01	451	401	59	67	17%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	1	2x3x1 AA160	A	13,15	902	802	93	157	20%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	2	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	93	157	26%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	1	1x3x1 AAG325	A	0,35	1089	769	97	125	16%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	2	1x3x1 AAG325	A	4,02	1089	769	97	125	16%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	3	1x3x1 AAG325	A	0,08	1089	769	97	125	16%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x1 AAG325	A	0,21	1089	769	89	93	12%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	2	1x3x1 AAG325	A	7,72	1089	769	89	93	12%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	8,22	451	401	35	25	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	2	1x3x1 AA160	A	10,1	451	401	35	25	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	3	1x3x1 AA160	A	1,06	451	401	35	25	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	4	1x3x1 AA160	A	8,79	451	401	35	25	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	5	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	35	25	8%
LN60 0179 CFV FERREIRA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	56	85	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 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,05	582	474	49	66	14%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,11	582	474	49	66	14%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ.	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,08	582	474	15	72	15%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ.	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	15	72	15%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	44	48	12%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	2	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	44	48	12%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	3	1x3x1 AA160	A	2,76	451	401	44	48	12%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PS INSULA	1	1x3x1 AAG325	A	0,27	1089	769	266	388	50%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PS INSULA	2	2x3x1 AA325	A	8,47	1372	1212	266	388	32%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	2x3x1 AA325	A	9	1372	1212	188	285	23%
LN60 6212 MONTEMOR-VENDAS NOVA	1	1x3x1 AA160	A	24,58	451	401	80	95	24%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	1	2x3x1 AA325	A	5,2	1372	1212	204	201	17%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	2	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	204	201	25%
LN60 6264 TUNES (REN)-PS PADERNE	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	1528	1233	323	403	33%
LN60 6264 TUNES (REN)-PS PADERNE	2	2x3x1 AA325	A	5,71	1372	1212	323	403	33%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,93	436	388	106	106	27%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDRÓGÃO	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	41	56	14%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDRÓGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	41	56	8%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	21	24	6%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	9,06	451	401	79	99	25%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,55	582	474	79	99	21%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	3	1x3x1 AA160	A	0,16	362	261	79	99	38%
LN60 6284 PC PIAS-EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	30	31	8%
LN60 6284 PC PIAS-EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	30	31	8%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	4,08	899	725	391	414	57%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	2,64	686	606	391	414	68%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	3	1x3x1 AA325	A	22,23	686	606	391	414	68%
LN60 6298 TAVIRA-CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA160	A	12,08	902	802	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA-CONCEIÇÃO	2	2x3x1 AA160	A	11,96	902	802	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA-CONCEIÇÃO	3	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	0	0	0%
LN60 6299 CONCEIÇÃO-CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA325	A	2,51	686	606	59	88	15%
LN60 6299 CONCEIÇÃO-CASTRO MARIM	2	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	59	88	11%
LN60 6314 TAVIRA (REN)-CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1372	1212	211	318	26%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	131	259	43%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	2	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	131	259	32%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	3	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	131	259	43%
LN60 6334 CAEIRA – PS ÉVORA SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	170	205	34%
LN60 6334 CAEIRA-PS EVORA SUL	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	170	205	34%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	1	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	0	0	0%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	2	1x3x1 AA105	A	2,14	285	208	0	0	0%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	3	1x3x1 AA160	A	11,39	451	401	0	0	0%
LN60 6346 CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	2x3x1 AA160	A	0,43	902	802	155	233	29%
LN60 6346 CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	2x3x1 AA160	A	8,9	902	802	155	233	29%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	1	1x3x1 CU400	A	0,07	1100	969	329	448	46%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	2	2x3x1 AA325	A	7,14	1372	1212	329	448	37%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,45	1528	1233	329	448	36%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x1 AAG160	A	10,79	902	802	175	222	28%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,46	899	725	175	222	31%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	14,86	686	606	134	99	20%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	1x3x1 AAG325	A	0,21	1089	769	235	290	38%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,31	1528	1233	235	290	23%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	3	1x3x1 AAG325	A	1,11	1089	769	235	290	38%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	4	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,78	1528	1233	235	290	23%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	5	1x3x1 AAG325	A	1,15	1089	769	235	290	38%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	1	1x3x1 CU400	A	0,07	1100	969	329	447	46%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	2	2x3x1 AA325	A	7,16	1372	1212	329	447	37%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,41	1528	1233	329	447	36%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,28	451	401	74	63	16%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	2	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	74	63	16%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÓNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	350	253	89	86	34%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	1	1x3x1 AA160	A	0,87	451	401	62	54	14%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	2	1x3x1 AA160	A	12,62	451	401	162	149	37%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	3	1x3x1 AA160	A	18,11	451	401	145	132	33%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,19	582	474	2	60	13%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	2	60	15%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	1	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	107	116	19%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	107	116	19%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	3	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	107	116	19%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,78	582	474	163	204	43%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x1 AAG325	A	5,04	1089	769	162	203	26%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	2	1x3x1 AAG325	A	1,95	1089	769	0	0	0%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	86	82	13%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	2	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	86	82	13%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	3	1x3x1 AA325	A	7,25	686	606	86	82	13%
LN60 6412 BORBA-VILA VIÇOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,59	902	802	111	91	12%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,28	899	725	102	109	15%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA325	A	2,62	686	606	102	109	18%
LN60 6428 BRACIAIS-FARO II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,28	899	725	89	90	12%
LN60 6428 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 AA325	A	2,62	686	606	89	90	15%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,64	899	725	311	312	43%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	4,21	686	606	311	312	51%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,26	1372	1212	350	380	31%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	2	1x3x1 AAG325	A	0,06	1089	769	350	380	49%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,12	899	725	192	189	26%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,36	899	725	192	189	26%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	3	1x3x1 AA325	A	20,36	686	606	192	189	31%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	0,56	686	606	88	78	13%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	23,15	686	606	88	78	13%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-FERREIRA ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	1,05	686	606	321	328	54%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-FERREIRA ALENTEJO	2	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	321	328	54%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-FERREIRA ALENTEJO	3	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	321	328	54%
LN60 6495 BORBA-CF ESTEVEIRA	1	1x3x1 AA160	A	9,11	451	401	146	180	45%
LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	382	382	63%

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 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	2	1x3x1 AA325	A	2,61	686	606	382	382	63%
LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	3,47	899	725	382	382	53%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE DE MOURA	1	2x3x1 AA160	A	6,72	902	802	185	228	28%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE DE MOURA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	185	228	38%
LN60 6498 PS VALE DE MOURA-PS ALAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	0	0	0%
LN60 6498 PS VALE DE MOURA-PS ALAMOS	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	0	0	0%
LN60 6498 PS VALE DE MOURA-PS ALAMOS	3	2x3x1 AA160	A	35,29	902	802	0	0	0%
LN60 6506 VILA VIÇOSA-CF FREIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	0,08	451	401	135	133	33%
LN60 6506 VILA VIÇOSA-CF FREIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	10,32	451	401	135	133	33%
LN60 6508 PS ÍNSUA-PC PIAS	1	2x3x1 AA325	A	10,26	1372	1212	176	389	32%
LN60 6509 CF ÍNSUA – PS ÍNSUA	1	1x3x1 AA325	A	1,61	686	606	308	413	68%
LN60 6511 PS PADERNE-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,78	1528	1233	324	404	33%
LN60 6511 PS PADERNE-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	A	7,29	1372	1212	324	404	33%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	1	2x3x1 AA325	A	1,06	1372	1212	242	288	24%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,87	1258	1018	242	288	28%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	1	2x3x1 AA325	A	7,78	1372	1212	446	445	37%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	2	2x3x1 AA325	A	16,4	1372	1212	242	288	24%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	3	2x3x1 AA325	A	1,23	1372	1212	446	445	37%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	4	2x3x1 AA325	A	1,21	1372	1212	242	288	24%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,3	899	725	287	291	40%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	2	1x3x1 AA325	A	0,4	828	798	287	291	36%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	3	2x3x1 AA160	A	4,05	902	802	287	291	36%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	4	1x3x1 AA325	A	1,44	686	606	287	291	48%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	6	1x3x1 AA325	A	0,59	828	798	287	291	36%
LN60 PS MORGAVEL-CF MORGAVEL	1	1x3x1 AA325	A	1,78	686	606	398	401	66%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	1	2x3x1 AA160	A	15,66	902	802	167	199	25%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,29	899	725	167	199	27%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	3	1x3x1 AA325	A	0,4	828	798	167	199	25%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,08	899	725	167	199	27%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	5	1x3x1 AA325	A	0,59	828	798	167	199	25%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	6	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	167	199	33%
LN60 PTM (REN)-PS BENSAFRIM II	7	1x3x1 AA325	A	3,75	686	606	167	199	33%
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,95	686	606	202	150	29%
LN60 01 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1372	1212	115	112	9%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	198	176	29%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	10,95	544	384	197	176	46%
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	175	113	26%
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	17,91	686	606	1	1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA325	A	7,62	686	606	433	214	63%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	19,34	686	606	249	162	36%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	118	103	35%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	118	103	31%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	27,14	921	658	142	89	15%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	2	2x3x1 AA235	A	0,1	921	658	143	89	15%
LN60 1006 02 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/MIRANDELA	1	1x3x1 AA325	A	10,98	686	606	144	91	21%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA235	A	4,82	460	329	3	3	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 AA215	A	42,51	417	299	3	3	1%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	39,83	686	606	151	106	22%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	504	387	73%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	504	387	87%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1089	769	281	193	26%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 LXCV630	S	0,1	740	599	171	126	23%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	171	126	25%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,6	398	286	171	126	44%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,47	686	606	171	126	25%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 AA325	A	3,23	544	384	171	126	33%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	2x3x1 AA325	A	4,06	1089	769	171	126	16%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	7	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	171	126	25%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	107	125	21%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	20	13	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	444	216	65%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	444	216	49%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	3	1x3x1 AA235	A	14,68	460	329	444	216	96%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	1	2x3x1 AA325	A	24,85	1372	1212	293	168	21%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	2	2x3x1 AA485	A	1,93	1445	1004	293	168	20%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	3	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	293	168	21%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	281	184	30%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1372	1212	287	188	21%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0	0	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,11	740	599	156	96	21%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	156	96	23%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	156	96	36%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	156	96	34%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	161	92	11%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA235	A	1,15	460	329	161	92	35%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	161	92	37%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	161	92	35%
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	117	107	28%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISCOSO	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	1089	769	286	300	39%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1372	1212	0	0	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1372	1212	281	294	24%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	281	294	24%
LN60 1027 FEITOSA-MOGUEIRAS	1	1x3x1 AA325	A	18,4	686	606	1	1	0%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1372	1212	1	1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,9	1372	1212	335	293	24%
LN60 1033 ALVELOS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0	0	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,8	460	329	1	1	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	2	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	1	1	0%
LN60 1035 LOUSADO-REQUIÃO	1	1x3x1 AA325	A	7,25	544	384	1	1	0%
LN60 1035 LOUSADO-REQUIÃO	2	1x3x1 AA235	A	7,25	460	329	1	1	0%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1372	1212	403	363	30%

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 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,9	1372	1212	0	0	0%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	45	45	12%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1089	769	476	376	49%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	11,52	1372	1212	487	395	35%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	2	1x3x1 AAG325	A	0,64	1089	769	487	395	51%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	3	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	487	395	35%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1372	1212	362	317	26%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	786	640	57%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	184	155	27%
LN60 1045 ALVELOS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	161	132	23%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	242	211	55%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1089	769	282	259	34%
LN60 1048 BOUÇOAIS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	311	210	69%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1089	769	566	412	54%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,1	1089	769	606	582	76%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXCV630	S	0,06	1258	1018	161	125	13%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	161	125	12%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	3	1x3x1 AAG325	A	0,63	1089	769	161	125	16%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	4	2x3x1 AA325	A	4,72	1089	769	161	125	16%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	89	102	25%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1089	769	1	1	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1372	1212	318	290	24%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1089	769	410	376	49%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1372	1212	2	2	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	188	138	27%
LN60 1058 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA235	A	1,25	460	329	143	117	36%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA160	A	6,79	451	401	0	0	0%
LN60 1060 PEVIDÉM-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	4,67	1372	1212	249	229	19%
LN60 1061 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	88	93	23%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	276	199	40%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	276	199	61%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,12	582	474	53	53	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	53	53	13%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	10,54	1372	1212	589	481	43%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,26	461	329	1	1	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,1	460	329	1	1	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	183	226	37%
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 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1372	1212	429	281	31%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,27	1089	769	330	308	40%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	3,14	1372	1212	330	308	25%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	185	127	20%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,55	899	725	185	127	21%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA325	A	7,15	686	606	185	127	27%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,4	723	523	2	2	0%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA325	A	15,2	686	606	101	81	15%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA325	A	6,12	686	606	100	85	15%
LN60 1084 RIBA D'AVE (REN)-S.MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA325	A	6,08	1372	1212	421	389	32%
LN60 1096 RUIVÃES-PAÇOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	2	2	0%
LN60 1109 MOGUEIRAS-TOUVEDO	1	1x3x1 AA325	A	9,99	686	606	184	144	27%
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	92	85	21%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,88	899	725	175	123	19%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	2	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	175	123	26%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,99	1372	1212	346	289	25%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	111	71	25%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	9,44	1372	1212	666	551	49%
LN60 1150 FERMIL-LOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	134	75	30%
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,8	686	606	306	327	54%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	145	123	32%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	1	1	0%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	15,72	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	99	53	11%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	99	53	14%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	3	1x3x1 AA235	A	7,63	460	329	99	53	22%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	1	1x3x1 AAG325	A	0,06	1089	769	273	205	27%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,92	1372	1212	273	205	20%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	409	318	60%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	182	148	27%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	260	189	38%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,07	386	325	170	127	44%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	170	127	38%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	93	52	10%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	93	52	21%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	232	186	34%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	106	94	16%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	106	94	15%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,09	386	325	171	139	44%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,66	686	606	67	63	10%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CAR	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	198	128	44%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	343	236	76%
LN60 1174 TEIXEIRÓ (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	120	123	31%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,1	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 AA325	A	0,85	686	606	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 LXCV630	S	0,1	740	599	1	1	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	185	149	27%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,56	1372	1212	220	153	16%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	220	153	32%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	148	90	38%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	148	90	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 1183 ARGA (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	447	364	65%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,12	1528	1233	359	296	24%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1372	1212	359	296	26%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,2	686	606	350	259	51%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1372	1212	73	76	6%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERMIL	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	149	139	23%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	97	69	14%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA235	A	3,79	460	329	97	69	21%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	97	69	14%
LN60 1192 LORDELO-IKEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	108	107	27%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 AA160	A	2,22	451	401	74	56	16%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	74	56	10%
LN60 1196 S. MARTINHO DO CAMPO-SOUSA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	240	197	18%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,15	740	599	202	291	49%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1	740	599	202	291	49%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	202	291	50%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 AA235	A	3,49	460	329	202	191	58%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	48	34	11%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUCA DE AGUIAR (REN	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	519	481	79%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	480	291	70%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,05	740	599	480	291	65%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	1x3x1 AA325	A	1,4	686	606	120	117	19%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	2	1x3x1 AA225	A	0,62	436	312	120	117	38%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	3	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	120	117	9%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	4	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	120	117	19%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	368	312	26%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 AA325	A	1,78	1372	1212	368	312	27%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	255	206	37%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXCV630	S	0,08	740	599	255	206	34%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,1	350	253	26	26	10%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,05	740	599	26	26	4%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	228	164	51%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	460	329	184	170	52%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALE	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	141	123	32%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LIJÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1372	1212	360	287	26%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,1	1372	1212	242	235	19%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1372	1212	1	1	0%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,59	1528	1233	593	477	39%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,29	1528	1233	593	477	39%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 AA325	A	11,87	1372	1212	593	477	43%
LN60 1434 LIJÓ-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7	1372	1212	202	176	15%
LN60 1434 LIJÓ-ALVELOS	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,13	1528	1233	202	176	14%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1372	1212	172	135	13%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	44	41	10%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,13	582	474	44	41	9%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	176	127	39%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	176	127	30%
LN60 1447 LAMAÇÃES-BRAGA I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	2,28	582	474	161	125	28%
LN60 1448 LAMAÇÃES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	2,29	582	474	151	113	26%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	24	25	6%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	24	25	5%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	1	1	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,55	899	725	1	1	0%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	11	11	2%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,13	582	474	6	6	1%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	44	44	11%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,1	686	606	2	2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,45	899	725	2	2	0%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	7,88	1372	1212	503	423	37%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	503	423	37%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,1	1528	1233	503	423	34%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	1x3x1 AA325	A	4,31	686	606	414	257	60%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	23,54	1372	1212	547	290	40%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	1	1x3x1 AA235	A	0,84	460	329	271	218	66%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	2	1x3x1 AA235	A	1,59	460	329	271	218	66%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	3	1x3x1 AA245	A	7,54	461	329	271	218	66%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	4	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	271	218	33%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,09	1372	1212	787	611	57%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	1528	1233	787	611	52%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	1	2x3x1 AA325	A	0,93	1372	1212	630	620	51%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,07	1528	1233	630	620	50%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	339	263	49%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,07	899	725	339	263	38%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	232	198	34%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	232	198	27%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	232	198	34%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	4	1x3x1 AA325	A	11,84	686	606	232	199	34%
LN60 1487 POCINHO (REN)-AÇOREIRA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,3	582	474	116	108	23%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	9,8	451	401	95	54	21%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	95	54	21%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	188	158	42%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	174	155	39%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	174	155	39%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	1	1	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	110	78	24%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA235	A	1,59	460	329	110	78	24%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	110	78	24%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	4	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	110	78	16%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	5	1x3x1 AA245	A	8,82	461	329	110	78	24%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,18	582	474	2	2	0%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	24,37	451	401	2	2	0%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	123	153	59%

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 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	123	153	38%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,18	582	474	123	153	32%
LN60 1498 PC VIANA DO CASTELO (REN)-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,2	582	474	264	341	72%
LN60 1517 CSF MOGADOURO-SE MOG	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	0	0	0%
LN60 1525 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA I	1	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	285	257	42%
LN60 1526 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA II	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	283	256	42%
LN60 1529 PC DAIVÕES-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	23,2	451	401	171	139	38%
LN60 1537 LOMBA DA SEIXA II (P	1	1x3x1 AA160	A	11,72	451	401	106	70	23%
LN60 1538 PC DAIVÕES-CH DAIVÕE	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	79	79	20%
LN60 MOGADOURO-MINHA/TÓ (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,23	686	606	137	184	30%
LN60 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	8	544	384	172	159	42%
LN60 VALPAÇOS-VALPAÇOS (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,48	686	606	209	286	47%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	200	179	29%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,82	544	384	200	179	47%
LN60 0002 01 SECIL	1	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	265	265	51%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	6	1x3x1 AAG160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	3	1x3x1 AAG160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x1 AAG160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	5	1x3x1 AAG160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	7	1x3x1 AAG160	A	0,99	723	523	262	262	50%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 CU185	A	1,7	537	387	1	1	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	1	1	0%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	130	34	24%
LN60 0012 S.SEBASTIÃO-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	77	96	37%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1372	1212	187	145	14%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1089	769	444	381	50%
LN60 0020 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ I	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	0	0	0%
LN60 0021 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ II	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	0	0	0%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	70	48	13%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	65	45	11%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	128	95	22%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1089	769	461	395	51%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	79	64	14%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,2	582	474	114	107	23%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	1528	1233	413	323	27%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	1	2x3x1 AA325	A	1,88	1089	769	413	323	42%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,21	1528	1233	402	314	26%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	1	2x3x1 AA325	A	1,94	1089	769	402	314	41%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	119	78	20%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	170	108	29%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,06	1372	1212	342	296	25%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,75	1089	769	342	296	38%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1372	1212	183	148	13%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	98	67	18%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	136	93	25%
LN60 0054 SOBREDA-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1089	769	233	170	22%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	98	66	17%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	98	66	17%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	98	66	17%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	96	64	16%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	96	64	16%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	96	64	16%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	1	1	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	1	1	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	184	131	32%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	137	103	24%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	226	187	36%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	172	142	27%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	172	142	37%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1372	1212	143	111	10%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	95	82	17%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	100	83	18%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	133	129	26%
LN60 0104 SETÚBAL (REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	126	123	24%
LN60 0105 01 TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,54	582	474	89	64	15%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	89	64	17%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,21	1258	1018	174	128	14%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1113	935	174	128	16%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	174	128	25%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,21	1258	1018	180	133	14%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1113	935	180	133	16%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	180	133	26%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	56	53	9%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	56	53	14%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	278	247	30%
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	89	108	27%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	70	58	16%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	115	67	17%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	115	67	13%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	248	182	36%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	116	98	14%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	116	98	17%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	5,24	899	725	354	275	39%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,03	386	325	1	1	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,02	386	325	19	22	7%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	1	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	188	162	31%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	2	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	188	162	32%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	2	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	237	203	39%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	1	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	237	203	41%

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 0152 BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1113	935	179	158	17%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	133	130	26%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1372	1212	2	2	0%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,29	899	725	131	76	15%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	131	76	19%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	130	87	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,6	899	725	3	3	0%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA175	A	0,7	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	128	84	14%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	128	84	28%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	128	84	28%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	128	84	33%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	32	29	6%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 AA160	A	2,7	451	401	32	29	7%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	163	151	21%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,57	899	725	163	151	21%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	163	151	38%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	163	151	38%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	163	151	54%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	163	151	54%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	163	151	54%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	62	55	12%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 AA160	A	2,9	451	401	62	55	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,36	899	725	235	204	28%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	235	204	34%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0	0	0%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	75	55	11%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,58	899	725	232	165	26%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	232	165	34%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	268	241	40%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	268	241	40%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	84	74	32%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,67	899	725	198	147	22%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	53	49	8%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALBARRAQUE	1	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	285	236	42%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	2x3x1 AA325	A	2	1372	1212	290	228	21%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	290	228	42%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	290	228	42%
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	199	187	49%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	199	187	49%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	350	329	54%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	86	92	15%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	86	92	15%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	71	62	27%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	138	95	40%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,19	899	725	421	294	47%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	421	294	61%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,57	582	474	79	58	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,55	582	474	80	58	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,59	582	474	161	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	161	118	41%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,51	582	474	75	71	15%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,5	582	474	76	71	15%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,39	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	153	143	41%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,41	1528	1233	39	27	3%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	1x3x1 AA325	A	2,96	686	606	143	135	22%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	143	135	22%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	3	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	143	135	34%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	5	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,33	1528	1233	114	111	9%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,14	899	725	114	111	15%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	88	82	14%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0	0	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	87	82	36%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	158	105	45%
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	59	69	25%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,2	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	1,54	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA175	A	0,45	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	0,36	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	9	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	0	0	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	59	68	11%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,41	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	0,81	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA175	A	2,52	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA175	A	1,2	387	279	0	0	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	2,58	387	279	0	0	0%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,61	899	725	230	163	26%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	230	163	34%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	1,83	686	606	232	181	34%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,84	686	606	232	181	34%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	171	128	25%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	105	56	23%
LN60 6048 PALHAVÃ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,55	582	474	88	77	16%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,54	899	725	167	84	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 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	167	84	24%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	167	84	31%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	6,25	386	325	60	47	16%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	7,03	582	474	96	87	18%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,45	582	474	168	145	31%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,08	582	474	168	145	31%
LN60 6068 PALHAVÃ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,26	582	474	154	148	31%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,17	582	474	214	181	38%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,19	582	474	182	157	33%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	173	134	48%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,84	386	325	96	90	28%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,98	899	725	300	150	33%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	300	150	44%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	300	150	44%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	300	150	44%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	300	150	44%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,97	899	725	229	181	25%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	229	181	33%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	229	181	33%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	229	181	33%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	229	181	33%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,87	386	325	124	103	32%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,89	582	474	101	67	17%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,66	582	474	128	79	22%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,46	582	474	128	79	22%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	175	165	35%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	175	165	35%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	9,32	582	474	118	83	20%
LN60 6090 PALHAVÃ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,11	386	325	109	106	33%
LN60 6091 PALHAVÃ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,11	386	325	106	99	31%
LN60 6092 PALHAVÃ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	4,73	386	325	51	49	15%
LN60 6093 PALHAVÃ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	4,72	386	325	102	94	29%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	143	137	29%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,63	582	474	124	108	23%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,29	582	474	1	1	0%
LN60 6100 PALHAVÃ-NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,75	582	474	189	173	37%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,12	582	474	65	59	12%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,78	386	325	65	59	18%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,22	582	474	89	76	16%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,79	386	325	89	76	23%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	194	150	54%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	126	86	9%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,08	582	474	126	86	22%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,7	686	606	302	202	44%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,11	386	325	181	125	47%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	181	125	50%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	121	78	9%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	290	210	42%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,09	386	325	194	138	50%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	194	138	54%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,93	582	474	122	110	23%
LN60 6109 PALHAVÃ-METRO I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,53	582	474	1	1	0%
LN60 6110 PALHAVÃ-METRO II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,53	582	474	155	137	29%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,4	582	474	166	124	28%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,35	582	474	166	124	28%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	166	124	37%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	166	124	37%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,38	582	474	172	133	30%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	172	133	38%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	261	215	38%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	72	64	16%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	73	65	16%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AM	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	3,21	899	725	67	56	8%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AM	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	3,21	899	725	67	56	8%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	160	155	26%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	160	155	40%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	161	157	26%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	161	157	41%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	281	220	41%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	281	220	41%
LN60 6124 PS TRAJOUCE-PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 AA325	A	14,3	686	606	1	1	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE-PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	165	129	28%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,43	582	474	109	112	24%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	108	95	20%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	79	68	14%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,52	386	325	49	52	16%
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	60	47	16%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	200	187	31%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	173	151	25%
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	3	3	1%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,25	899	725	275	240	33%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	275	240	40%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,24	899	725	297	259	36%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	10,4	686	606	297	259	43%
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	184	143	32%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,36	899	725	111	95	13%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	105	56	23%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,22	899	725	169	129	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 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	169	129	25%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,5	686	606	37	28	5%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	119	98	17%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	0,44	1372	1212	226	186	16%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,34	1528	1233	343	282	23%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,74	1528	1233	348	287	23%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 AA325	A	4,04	1372	1212	343	282	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 AA325	A	4,68	1372	1212	348	287	25%
LN60 6169 PALHAVÃ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,14	582	474	95	87	18%
LN60 6169 PALHAVÃ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	4,99	582	474	95	87	18%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	376	494	41%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,81	899	725	106	80	12%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,45	582	474	106	80	18%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,28	582	474	106	80	18%
LN60 6176 ANA AEROPORTOS-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	149	140	30%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE-ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,5	582	474	190	183	39%
LN60 6177 ANA AEROPORTOS-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	117	109	23%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE-ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,5	582	474	191	183	39%
LN60 6185 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	140	128	21%
LN60 6185 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	140	128	27%
LN60 6186 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	157	155	26%
LN60 6186 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	157	155	33%
LN60 6188 SABUGO-P.E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	272	272	68%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0	0	0%
LN60 6193 PALHAVÃ-LUZ	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,44	582	474	141	104	24%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,2	582	474	147	92	25%
LN60 6195 PALHAVÃ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,35	582	474	99	91	19%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 1	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	346	300	19%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	364	316	20%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,58	582	474	144	129	27%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,98	582	474	83	69	15%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	165	141	30%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	0,4	1425	1365	0	0	0%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	1x3x1 AC380	A	0,18	1425	1365	281	309	23%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	1x3x1 AC380	A	1,69	1425	1365	281	309	23%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,43	1528	1233	281	309	25%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 AA325	A	3,4	1372	1212	281	309	26%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,23	582	474	80	76	16%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1372	1212	290	191	21%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	15	13	2%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	15	13	5%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	2x3x1 AA325	A	1,35	1372	1212	167	124	12%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,08	899	725	167	124	19%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	65	47	11%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,39	582	474	65	47	11%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,58	582	474	83	51	14%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	132	107	23%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,97	582	474	132	107	23%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	85	29	16%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,52	899	725	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1	1	0%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,89	582	474	76	76	16%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	4	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,41	989	806	184	81	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	184	81	25%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	184	81	27%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	184	81	27%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	184	81	25%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	85	29	12%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	85	29	12%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	85	29	12%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	85	29	12%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	85	29	12%
LN60 6295 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	1528	1233	344	298	24%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,42	582	474	123	119	25%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	8,78	582	474	103	83	18%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	8,49	582	474	147	141	30%
LN60 6303 COINA-VILA CHÃ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	92	84	21%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	8,05	1372	1212	253	235	19%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL-BARCARENA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	32	29	6%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL-BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	80	73	12%
LN60 6345 PS TRAJOUCE-BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	1	1	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	2	1x3x1 AC380	A	1,97	1425	1365	250	232	18%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	2,4	1372	1212	250	232	19%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	54	44	8%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN)-PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,08	1833,5	1541,2	398	363	24%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN)-PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,1	1833,5	1541,2	311	283	18%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,71	582	474	208	189	40%
LN60 6396 PS PALHAVÃ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,99	582	474	121	109	23%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	5,14	582	474	127	100	22%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	112	106	28%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,34	582	474	46	50	11%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	46	50	20%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,95	582	474	104	65	18%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,96	1425	1365	121	91	8%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	2,73	1372	1212	121	91	9%
LN60 6462 PS ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	5,43	582	474	112	108	23%
LN60 6462 PS ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	127	119	25%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	3	1x3x1 AXKJ400	S	0,15	582	474	126	105	22%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	4	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,08	582	474	126	105	22%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,18	582	474	126	105	22%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	5,44	582	474	112	108	23%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,91	582	474	60	60	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 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,38	740	599	188	188	31%
LN60 ALCOCHETE(REN)-CF PINHAL NOVO	1	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	261	350	58%
LN60 L6489 ALBARRAQUE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,56	686	606	253	201	37%
N60 ALTO SÃO JOÃO-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,29	582	474	120	122	26%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA325	A	3,93	686	606	124	112	18%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	124	112	17%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	10,18	1372	1212	130	138	11%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,26	1528	1233	130	138	11%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1372	1212	481	242	35%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCV630	S	0,1	1258	1018	481	242	38%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCV630	S	0,1	1258	1018	481	242	38%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,12	740	599	191	122	26%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	191	122	42%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,12	740	599	220	124	30%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	220	124	49%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	166	82	37%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	166	82	22%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,06	740	599	126	81	17%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	126	81	28%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	91	57	20%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	91	50	12%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	91	50	20%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	91	50	12%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 AA325	A	17,47	1372	1212	573	421	42%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA160	A	3,2	451	401	222	114	49%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	222	114	49%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	2	2	0%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	2	2	1%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	88	18	24%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	88	18	24%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,26	1089	769	350	279	36%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	2,01	1372	1212	350	279	25%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	11	921	658	350	279	42%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 LEHIOV630	S	0,84	740	599	77	9	10%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	77	9	17%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	51	41	7%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	2	2	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	2	2	1%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	50	47	18%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA235	A	13,58	578	512	314	119	54%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,4	686	606	271	161	39%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	112	50	31%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	69	5	15%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHIOV630	S	0,05	740	599	69	5	9%
LN60 1264 SENHORA DE MONFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	90	16	20%
LN60 1266 GOUVEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1372	1212	3	3	0%
LN60 1267 SEIA-GOUVEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	73	58	11%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1372	1212	333	188	24%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA235	A	0,38	921	658	0	0	0%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA235	A	16,27	921	658	333	188	36%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	313	223	46%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1372	1212	380	162	28%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,3	285	208	64	42	23%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,88	451	401	64	42	14%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	366	13	53%
LN60 1274 PARAIMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,6	686	606	194	185	31%
LN60 1275 PARAIMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	250	225	19%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	20,2	362	261	1	1	0%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	55	59	15%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1372	1212	298	298	25%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1372	1212	279	266	22%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	279	266	22%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	168	58	37%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	77	12	17%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	100	74	22%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	173	143	25%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	362	181	53%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,1	686	606	318	215	46%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,1	1372	1212	368	263	27%
LN60 1287 PC FORNELO DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,3	1372	1212	507	248	37%
LN60 1288 PC FORNELO DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	183	90	27%
LN60 1289 PC FORNELO DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	185	90	27%
LN60 1290 ORGENS-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1372	1212	303	240	22%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1372	1212	202	171	15%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	5,72	1528	1233	202	171	14%
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 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	201	201	47%
LN60 1296 VILA CHÃ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	289	298	69%
LN60 1296 VILA CHÃ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	289	298	69%
LN60 1297 01 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE/SIAF	1	1x3x1 AA160	A	0,5	362	261	128	133	51%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	189	175	41%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	66	53	14%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA325	A	3,68	544	384	189	175	46%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	202	176	29%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	202	176	45%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	202	176	46%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	72	105	25%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	72	105	49%

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 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,3	451	401	82	67	18%
LN60 1303 01 SEIA-BELMONTE/MANTEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,13	451	401	64	0	14%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	0,1	544	384	2	2	1%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	64	2	12%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	1	1	0%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	18,38	544	384	64	3	12%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,08	740	599	212	197	33%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	212	197	33%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	212	197	49%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1372	1212	236	260	21%
LN60 1306 VILA CHÃ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	173	119	32%
LN60 1307 VILA CHÃ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	172	118	32%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	199	32	44%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	233	49	52%
LN60 1310 DESTERRO-SEIA	1	1x3x1 AA105	A	3,62	285	208	134	27	47%
LN60 1311 SABUGUEIRO-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,14	362	261	95	22	26%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	16	12	3%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA080	A	0,31	236	174	64	17	27%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	64	16	12%
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	67	67	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	107	102	16%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,1	921	658	44	37	6%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	1	1	0%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	174	117	25%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	65	59	12%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	2	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	65	59	22%
LN60 1318 TORTOSENDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	65	72	12%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDÃO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	103	71	15%
LN60 1320 FERRO (REN)-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	6,39	1372	1212	174	124	13%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSENDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1372	1212	197	162	14%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	289	256	42%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	1	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	307	131	67%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	286	113	42%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	75	6	17%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	352	307	51%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	25	25	6%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1372	1212	205	192	16%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1372	1212	142	135	11%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,7	451	401	76	76	19%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,74	582	474	76	76	16%
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	1372	1212	3	3	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	1	1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	1	1	0%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	0,41	1372	1212	190	178	15%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	2	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	190	178	46%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	190	178	34%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	4	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	190	178	29%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	5	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	190	178	34%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,09	899	725	190	178	25%
LN60 1333 PEREIROS (REN)-ALTO S.JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1089	769	313	303	39%
LN60 1334 01 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	117	96	26%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	117	96	33%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	117	96	20%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	51	50	17%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	51	50	10%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	51	50	17%
LN60 1336 01 PEREIROS (REN)-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0	0	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	1	1	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	1	1	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	2	2	1%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	2	2	0%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	1	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	143	105	14%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	143	105	27%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	143	105	21%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	143	105	40%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	1	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	98	74	28%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	2	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	98	74	22%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	3	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	96	72	14%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	96	72	19%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	96	72	14%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	899	725	96	72	11%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	136	106	20%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	136	106	40%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	137	91	20%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	66	59	23%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	88	61	13%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	88	61	24%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIROS (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	136	89	20%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	238	136	44%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	258	163	47%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	156	125	35%
LN60 TÁBUA (REN)-ARGANIL	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	104	108	18%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÃ	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,64	1528	1233	504	362	33%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÃ	2	2x3x1 AA325	A	16,07	1372	1212	504	362	37%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	180	152	26%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,04	740	599	180	152	25%
LN60 1351 LOUSÃ-LOUSÃ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	273	113	40%

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 1352 LOUSÃ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	360	275	52%
LN60 1353 LOUSÃ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	93	93	23%
LN60 1354 LOUSÃ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	91	91	23%
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 AA130	A	3,92	338	301	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1	1	1%
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 AA160	A	0,42	451	401	1	1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1	1	1%
LN60 1357 LOUSÃ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1372	1212	86	64	6%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	254	197	37%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1372	1212	346	301	25%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	67	66	25%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	147	132	18%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	2	1x3x1 CU095	A	1,21	358	263	147	132	50%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1230	861	492	523	61%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	492	523	76%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	2x3x1 AA400	A	1,07	1230	861	129	155	18%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	129	155	36%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,08	1528	1233	269	326	26%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x1 AMG228	A	3,09	1136,8	1007,6	269	326	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	1x3x1 AMG228	A	1,43	1136,8	1007,6	269	326	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	1x3x1 AC380	A	0,83	1425	1365	269	326	24%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	3,1	686	606	386	393	65%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURE	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	105	91	15%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	330	279	24%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1372	1212	330	279	24%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,18	1258	1018	477	195	38%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	13,94	1372	1212	477	195	35%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,25	1258	1018	477	195	38%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,4	1528	1233	295	235	19%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 AA325	A	12,88	1372	1212	295	235	21%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,28	582	474	97	67	17%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	209	94	28%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	209	94	46%
LN60 1418 PEREIROS (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1372	1212	237	206	17%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,88	899	725	171	117	19%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	2	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	171	117	25%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1372	1212	131	134	11%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,94	1372	1212	251	155	18%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,5	1372	1212	184	105	13%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	1	1	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	1	1	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	172	152	25%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	172	152	46%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	309	307	51%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	326	261	21%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	16,76	1372	1212	326	261	24%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	47	31	7%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	47	31	7%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,34	899	725	47	31	5%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,77	740	599	47	31	6%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	199	244	63%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	199	244	47%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	27	24	5%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	27	24	11%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 AA160	A	5,9	451	401	27	24	6%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,08	582	474	27	24	5%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	77	66	11%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,12	582	474	200	138	34%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	200	138	29%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	200	138	44%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	232	264	36%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	2	2x3x1 AA400	A	0,64	1230	861	232	264	31%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	3	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	232	264	38%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	4	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	232	264	61%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	0	82	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	0	82	20%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 AA160	A	2,3	362	261	0	82	31%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA325	A	6,37	686	606	244	156	36%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	22	22	5%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	1	1x3x1 AA325	A	9,75	686	606	408	408	67%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	408	408	56%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	69	72	12%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	69	72	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,2	686	606	69	73	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	2	1x3x1 AA325	A	12	686	606	69	73	12%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM-LAVOS (REN)	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	588	578	48%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,37	899	725	151	131	18%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	2	1x3x1 AA235	A	0,69	460	329	151	131	40%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	3	1x3x1 AA325	A	3,9	686	606	151	131	22%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,38	899	725	133	108	15%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	2	1x3x1 AA235	A	10,87	460	329	133	108	33%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	3	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	133	108	30%
LN60 1524 PE TOCHA II-SE TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	686	606	279	281	46%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	97	7	22%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0	0	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	2	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	3	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	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 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	4	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	39	41	16%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	5	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	2	2	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	6	1x3x1 AA235	A	9,09	460	329	38	40	12%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	7	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	38	40	7%
LN60 PEREIROS (REN)-CF BARCOS	1	1x3x1 AA325	A	4	686	606	323	410	68%
LN60 SOURE-CF QUINTA DA CRUZ	1	1x3x1 AA160	A	1,5	451	401	125	117	29%
LN60 TÁBUA (REN)-ARGANIL	1	1x3x1 AA235	A	7,6	460	329	104	108	33%
LN60 TÁBUA (REN)-ARGANIL	2	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	104	108	18%
LN60 TÁBUA (REN)-CF DE TÁBUA	1	1x3x1 AA325	A	3	686	606	291	326	54%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	272	282	47%
LN60 1515 PC CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,67	899	725	260	230	32%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	85	80	13%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	219	203	51%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AA325	A	0,9	544	384	196	177	46%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	196	177	30%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZ	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,2	1528	1233	603	435	39%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	603	435	44%
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	196	157	29%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	2x3x1 AA235	A	19,19	921	658	2	2	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEI	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	456	413	34%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRÓ	1	2x3x1 AA325	A	7,59	1089	769	456	413	54%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	46	46	11%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	0,09	1155	1024	468	409	41%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	468	409	62%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	3,91	1089	769	304	282	37%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	10,64	1089	769	304	282	37%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	3	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	304	282	23%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA325	A	2,82	544	384	335	287	75%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA325	A	1,11	544	384	79	79	21%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA325	A	4,17	1089	769	79	79	10%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	3	2x3x1 AA325	A	2,72	1089	769	79	79	10%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA325	A	11,99	544	384	225	211	55%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	899	725	129	120	17%
LN60 1090 FEIRA (REN)-FEIRA	1	2x3x1 AA325	A	6,7	1372	1212	571	475	42%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,16	899	725	179	145	20%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 AA325	A	3,57	544	384	179	145	38%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,28	740	599	179	145	24%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,99	582	474	57	57	12%
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	9,79	686	606	39	28	6%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	2,05	544	384	305	318	83%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	305	318	52%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	1,6	723	523	305	318	61%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	4	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	305	318	52%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	1	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	0	0	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	0	0	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA325	A	1,4	1089	769	538	464	60%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA325	A	1,37	1089	769	551	476	62%
LN60 1103 01 AMIEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	22	20	5%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,6	537	387	22	20	5%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 CU185	A	1,22	537	387	0	0	0%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	2x3x1 AA325	A	6,56	1089	769	390	321	42%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	2	1x3x1 AC380	A	0,67	1425	1365	390	321	27%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P.TRAVAGEM I/SAKTI	1	1x3x1 AA160	A	0,24	362	261	0	0	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	64	69	24%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	1,1	398	286	64	69	24%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,13	398	286	0	0	0%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	2x3x1 AA325	A	3,1	1372	1212	167	135	12%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA325	A	2,89	1372	1212	207	169	15%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	134	101	20%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 AA325	A	0,72	686	606	78	92	15%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	250	165	36%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,09	899	725	250	165	28%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	250	165	46%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	4	1x3x1 AA325	A	0,64	686	606	250	165	36%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	5	1x3x1 AA325	A	2	686	606	250	165	36%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	164	158	26%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	111	98	16%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,18	899	725	153	124	17%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	153	124	24%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 AA325	A	1,03	544	384	153	124	32%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,26	740	599	153	124	21%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,19	1528	1233	219	164	14%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	2x3x1 AA160	A	6,46	902	802	219	164	24%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	219	164	32%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	1	2x3x1 AA235	A	4,43	921	658	256	219	33%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	2	2x3x1 AA160	A	6,57	723	523	256	219	42%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	3	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	256	219	57%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	5	1372	1212	1	1	0%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	2x3x1 AA325	A	3,51	1089	769	159	127	17%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	2x3x1 AA325	A	3,31	1089	769	168	135	18%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	54	54	13%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	2	2	0%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1	1	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1	1	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	0	0	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	2	2	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	723	523	2	2	0%
LN60 1130B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,43	723	523	0	0	0%
LN60 1132 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	6,01	1089	769	435	362	47%
LN60 1133 SERZEDO-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	208	177	15%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA160	A	0,33	362	261	44	44	17%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	286	230	60%

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 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	286	230	44%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,1	902	802	245	192	27%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	1,98	1372	1212	299	247	22%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	4,37	1089	769	299	247	32%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1089	769	342	280	36%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1372	1212	263	220	19%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1089	769	396	336	44%
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,9	1089	769	449	381	50%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	2x3x1 AA235	A	3,2	921	658	127	117	18%
LN60 1143 CRESTUMA-ÁGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	133	127	33%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	0,15	544	384	32	20	6%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AA325	A	0,25	544	384	32	20	6%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AA325	A	0,61	544	384	32	20	6%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,33	544	384	2	2	1%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	2x3x1 AA325	A	18,88	1089	769	2	2	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AC380	A	0,66	1425	1365	2	2	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AM288	A	1,86	659	583	77	66	12%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	77	66	11%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	7,49	723	523	1	1	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1372	1212	179	133	13%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	265	249	21%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	265	249	38%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	300	232	22%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,09	1258	1018	300	232	24%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,47	1372	1212	319	261	23%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	1258	1018	319	261	26%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1372	1212	370	302	27%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	43	43	11%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	1	1	0%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,93	740	599	1	1	0%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	415	415	69%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	2x3x1 AA160	A	5,6	723	523	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	1	1	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	0,72	723	523	39	39	7%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	39	39	6%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 AA160	A	18,22	362	261	75	42	21%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTO	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	90	93	24%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTO	2	2x3x1 AA160	A	0,6	723	523	90	93	18%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTO	3	2x3x1 AA160	A	0,61	902	802	90	93	12%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,8	544	384	52	52	14%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	1,22	544	384	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	3	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	0	0	0%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,8	1372	1212	210	186	15%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	1	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	78	69	21%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	2	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	78	69	18%
LN60 1216 DEVESA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	87	91	24%
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 AA160	A	9,78	723	523	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA400	A	0,4	1230	861	1	1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	8,38	902	802	67	61	8%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	67	61	10%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	228	227	38%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1372	1212	330	296	24%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	1528	1233	330	296	24%
LN60 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	463	372	62%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,8	1089	769	475	394	51%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1089	769	481	399	52%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	12,39	902	802	121	103	13%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	8,52	1372	1212	335	297	25%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP	1	1x3x1 AA160	A	0,2	362	261	60	60	23%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP	2	1x3x1 AA160	A	3,65	362	261	60	60	23%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	61	60	18%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA195	A	0,94	398	286	35	32	11%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA195	A	4,41	398	286	35	32	11%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	3	1x3x1 AA235	A	0,3	460	329	35	32	10%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA235	A	0,42	460	329	35	33	10%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA195	A	1,04	398	286	35	33	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	3	1x3x1 AA195	A	3,91	398	286	35	33	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	4	1x3x1 AA235	A	0,26	460	329	35	33	10%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	544	384	52	52	14%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	2,8	544	384	149	149	39%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0	0	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	1	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	153	152	46%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	1,32	544	384	153	152	40%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,9	1372	1212	462	416	34%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	245	245	64%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÔ	1	2x3x1 AA325	A	7,3	1089	769	319	240	31%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	112	110	29%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	2x3x1 CU70	A	2,98	606	447	112	110	25%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1089	769	485	437	57%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	114	104	27%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	114	104	17%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1372	1212	364	330	27%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	270	213	41%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	1	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	119	90	17%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	119	90	17%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	119	106	41%

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 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,6	544	384	140	110	29%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	1	1x3x1 LXHIOV630	S	0,15	740	599	43	42	7%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	43	42	7%
LN60 1248 TEIXO (PRE)-ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,5	451	401	88	34	19%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	140	129	16%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRELN60 1250 ALBERGARIA-V	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	140	129	18%
LN60 1251 CANDAL E COELHEIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	17,99	902	802	2	2	0%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	34	43	11%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	383	300	56%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,75	740	599	222	137	30%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,11	740	599	383	300	52%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	4,28	1372	1212	325	296	24%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	325	296	24%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,84	1528	1233	392	372	30%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1155	1024	392	372	36%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 AA325	A	0,75	1372	1212	392	372	31%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,73	1528	1233	452	430	35%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,13	1528	1233	452	430	35%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 AA325	A	0,86	1372	1212	452	430	35%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,1	1258	1018	184	196	19%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	4	4	1%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	267	219	35%
LN60 1392 PC PRELADA-VITÓRIA II	1	1x3x1 LXCV630	S	6,33	740	599	105	95	16%
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCV630	S	4,54	740	599	122	104	17%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	4	4	1%
LN60 1395 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA D	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	72	55	9%
LN60 1398 PC PRELADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCV630	S	2,45	740	599	106	93	16%
LN60 1400 PC PRELADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	197	146	27%
LN60 1401 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCV630	S	1,54	740	599	367	291	50%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 AA325	A	6	1372	1212	460	384	34%
LN60 1405 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO F	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	3	3	0%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	52	39	7%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LECV630	S	1,33	740	599	96	81	14%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXCV630	S	0,63	740	599	96	81	14%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LECV630	S	0,57	740	599	96	81	14%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	5,01	899	725	69	57	8%
LN60 1412 BARRÔ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	51	51	16%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	1	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	148	141	23%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	148	141	28%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	3	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	148	141	23%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,27	582	474	125	123	26%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	899	725	89	76	11%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ÍLHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1372	1212	412	360	30%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	216	181	35%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	216	181	31%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,93	386	325	81	81	25%
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 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1372	1212	79	70	6%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	1528	1233	79	70	6%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1372	1212	239	219	18%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,1	899	725	105	72	12%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	105	72	15%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	120	109	15%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	120	109	18%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	3	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	120	109	21%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	4	2x3x1 CU70	A	0,12	606	447	120	109	24%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	5	2x3x1 CU70	A	0,55	606	447	119	108	24%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	6	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	119	108	28%
LN60 1476 SE ANTAS-SE CAMPO 24 DE AGOSTO	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	124	97	16%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDUÍDO	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1372	1212	26	28	2%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,4	582	474	26	28	6%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	26	28	7%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	239	278	38%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	7,86	686	606	239	278	46%
LN60 1500 SANGUEDO-AMORIM & IRMÃOS	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	4,14	582	474	43	43	9%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	1	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	39	38	6%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	2	2x3x1 CU120	A	10,92	816	595	39	38	6%
LN60 1505 01 PC CORTEGACA-ARADA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2	2	1%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	1	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0	0	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	2	2x3x1 CU120	A	1,34	816	595	2	2	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	2	2	0%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,35	686	606	205	173	30%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	2	2x3x1 AA160	A	4,32	723	523	205	173	33%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	899	725	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	3	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	4	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	1	1	0%
LN60 1512 PC CACIA-NAVIGATOR TISSUE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,63	899	725	107	136	19%
LN60 1521 CRESTUMA-PEDROSO	1	1x3x1 AC380	A	2,41	1425	1365	1045	693	73%
LN60 1521 CRESTUMA-PEDROSO	2	2x3x1 AA325	A	4,08	1372	1212	1045	693	76%
LN60 1535 CAMPO ALEGRE-PC PRELADA	1	1x3x1 LXCV630	S	1,62	740	599	190	166	28%
LN60 1535 CAMPO ALEGRE-PC PRELADA	2	1x3x1 LECV630	S	2,37	740	599	190	166	28%
LN60 9010 PC BARBOSA & ALMEIDA-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	120	120	20%
LN60 ÁGUAS DE LEVER-JOVIM/A S BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,27	544	384	0	0	0%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXCV630	S	2,48	740	599	78	60	11%
LN60 ANTAS-LAPA	2	1x3x1 LXCV630	S	2,49	740	599	78	60	11%
LN60 ANTAS-LAPA	3	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	78	60	11%
LN60 BAMISO-ENERPULP	1	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	1	1	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP	2	1x3x1 AA160	A	0,5	451	401	0	0	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0	0	0%
LN60 CUSTOIAS-UNICER	1	2x3x1 AA325	A	2,96	1372	1212	43	47	4%
LN60 CUSTOIAS-UNICER	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	43	47	8%

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 CUSTOIAS-UNICER	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	43	47	6%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,13	899	725	303	245	34%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III A	1	1x3x1 AA325	A	4,79	544	384	151	122	32%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III A	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,92	740	599	151	122	20%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III B	1	1x3x1 AA325	A	4,72	544	384	153	124	32%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III B	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,91	740	599	153	124	21%
LN60 ERMESINDE (REN)-CP TRAVAGEM I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	151	114	17%
LN60 ERMESINDE (REN)-CP TRAVAGEM II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,14	899	725	152	115	17%
LN60 ESGUEIRA-GRÉSPANARIA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,4	582	474	60	46	10%
LN60 ESTARREJA (REN)-FV ACAÍL	1	2x3x1 AA160	A	9,94	723	523	129	166	32%
LN60 FV-ACAÍL-PC ACAÍL	1	2x3x1 AA160	A	0,16	723	523	15	15	3%
LN60 FV-ACAÍL-PC ACAÍL	2	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	15	15	3%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	1	2x3x1 AA325	A	6,18	1372	1212	418	383	32%
LN60 1091 01 MAIA-VILA DO CONDE/MOSTEIRÓ	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	73	66	11%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	1	2x3x1 AA325	A	10,82	1372	1212	368	331	27%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	119	119	20%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	2	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	188	152	29%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	3	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	188	152	40%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	4	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	119	119	23%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	5	1x3x1 AC380	A	2,16	1425	1365	291	267	20%
LN60 UNICER-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,52	686	606	0	0	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	1	1	0%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOMA CAMPS	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,17	582	474	95	94	20%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1230	861	103	82	10%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1089	769	103	82	11%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	0	0	0%
LN60 1363 01 PRACANA-TALAGUEIRA/VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,54	686	606	223	263	43%
LN60 1364 PRACANA-VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	22,36	686	606	1	1	0%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	1	1	0%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	159	134	35%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	211	186	47%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	1	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	94	88	34%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	2	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	94	88	27%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	3	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	94	88	34%
LN60 1369 SERTÃ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	93	93	23%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	185	181	30%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA160	A	11,3	451	401	115	115	29%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	115	115	19%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA325	A	6,3	686	606	157	131	23%
LN60 1378 PONTÃO-PEDRÓGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	45	41	10%
LN60 1465 SERTÃ-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	19,34	451	401	1	1	0%
LN60 1465 SERTÃ-PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	1	1	0%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	43	43	11%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	1	2x3x1 AA235	A	1,28	1155	1024	43	43	4%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	43	43	6%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,39	899	725	43	43	6%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	19,22	544	384	223	262	68%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 AA325	A	20,07	544	384	1	1	0%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	1	1	0%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	4	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	1	1	0%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	5	1x3x1 AA325	A	1,5	686	606	1	1	0%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	7,11	686	606	233	275	45%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	98	65	22%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,2	544	384	98	65	18%
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	18,31	686	606	133	138	23%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	1	1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1	1	0%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	337	308	51%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,38	1528	1233	581	541	44%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,38	1528	1233	579	538	44%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 AL1200	S	0,37	1669	1403	610	568	40%
LN60 6101 MATACÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	686	606	187	170	28%
LN60 6120 MATACÃES- PC À DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	285	277	46%
LN60 6120 MATACÃES- PC À DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	285	277	69%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	11,99	686	606	73	61	11%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	1	1	0%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	296	315	52%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	92	153	38%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	36	36	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	126	122	20%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	126	122	30%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	271	189	60%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,05	582	474	271	189	47%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,3	451	401	90	82	20%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	582	474	90	82	17%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	55	59	14%
LN60 6175 MATACÃES-JOGUINHO 2	1	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	354	383	63%
LN60 6178 CABEDA-CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	310	391	65%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	202	180	47%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATA	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1372	1212	376	355	29%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1372	1212	436	308	32%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	280	217	41%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASAINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	77	89	22%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	181	148	26%
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	183	150	27%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1372	1212	355	300	26%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA160	A	16,78	362	261	1	1	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	196	151	58%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x3x1 AA260	A	9,76	475	338	40	37	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 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	216	172	31%
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	391	363	84%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1230	861	366	306	36%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	2	2x3x1 AA325	A	0,3	1372	1212	366	306	27%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1372	1212	370	309	27%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1230	861	446	357	41%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1230	861	446	357	41%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1445	1004	446	357	36%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	187	182	47%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-PS SÃO MAMEDE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	106	112	28%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	126	120	28%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	126	120	31%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	291	261	61%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1372	1212	309	279	23%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	223	207	54%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	191	154	40%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	183	180	45%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	163	163	41%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,24	386	325	163	163	50%
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 LXHIOLE185	S	0,21	386	325	0	0	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,18	386	325	81	69	21%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	81	69	26%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0	0	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	81	68	33%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	81	68	33%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,3	451	401	81	68	18%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	81	68	18%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	6	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,2	386	325	0	0	0%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	6	6	2%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	106	91	15%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	92	82	24%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	197	163	42%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	197	163	29%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	146	113	34%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	33	31	12%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,8	544	384	320	257	67%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	245	223	37%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	2x3x1 AA235	A	7,62	921	658	245	223	34%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	85	66	20%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	169	132	34%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1089	769	279	231	30%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	84	66	20%
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	12,07	686	606	62	62	10%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	62	62	10%
LN60 6251 LOURINHÃ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	436	388	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	436	388	210	187	48%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,5	436	388	91	81	21%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	4	5	2%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	20	15	3%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	210	181	31%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	222	193	32%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	5,4	544	384	210	181	47%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	0	0	0%
LN60 6258 01 EPAL II	2	1x3x1 AA325	A	0,48	686	606	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN) I	1	1x3x1 AA325	A	10,99	686	606	235	200	34%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN) I	2	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	235	200	34%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,46	386	325	123	115	35%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	189	163	28%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,6	386	325	97	96	30%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,18	1528	1233	259	347	28%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	259	347	29%
LN60 6272 01 BAIRRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	172	172	43%
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	172	172	45%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	202	235	39%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	202	235	59%
LN60 6283 MERCEANA-MATACÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	86	57	16%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	2	2	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,61	899	725	2	2	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,09	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	2	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1	1	0%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	160	129	34%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	160	129	23%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,08	899	725	160	129	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	160	129	23%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	38	38	10%
LN60 6470 CF TENDEIROS-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA160	A	2,92	451	401	183	184	46%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,81	544	384	212	273	71%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	212	273	45%
LN60 6477 CASAL DA LEBRE-CRISAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,57	582	474	37	37	8%
LN60 6487 PS GRANHO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	16,71	686	606	146	168	28%
LN60 6490 SÃO JORGE-CABOPOL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,51	582	474	36	36	8%
LN60 6493 PS SÃO MAMEDE-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	3,33	451	401	276	257	64%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	200	170	44%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,49	544	384	223	197	51%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,4	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	156	151	25%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	155	150	25%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	121	99	38%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	24	31	8%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	2	1x3x1 AA160	A	5,18	362	261	24	31	12%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	3	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	24	31	8%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2	2	1%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,09	899	725	15	17	2%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	3	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	15	17	4%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2	2	0%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	1	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	157	158	26%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	157	158	26%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	3	1x3x1 AA160	A	2,99	451	401	157	158	40%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	63	52	9%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	64	73	19%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	274	187	40%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	212	273	71%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	15	17	10%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	151	146	38%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	4,21	544	384	245	277	72%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	112	195	32%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	112	195	75%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	138	114	30%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	0,14	544	384	135	148	38%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	51	43	6%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	51	43	11%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	118	118	31%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	122	109	28%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	92	97	25%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	64	63	16%
LN60 6542 GLÓRIA-PS GRANHO	1	1x3x1 AA325	A	5,11	686	606	65	60	10%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	217	194	51%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	267	326	54%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	1	2x3x1 AA160	A	0,26	723	523	363	320	61%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	2	2x3x1 AA160	A	16,43	723	523	364	321	61%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	544	384	287	196	53%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	88	89	15%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	312	262	68%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	1	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	2	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	69	71	12%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	3	1x3x1 AA325	A	0,96	544	384	69	71	18%
LN60 6553 PS MARINHAIS-MEXEEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	163	173	29%
LN60 6553 PS MARINHAIS-MEXEEIRO	2	1x3x1 AA325	A	11,26	544	384	163	173	45%
LN60 6554 CF MEXEEIRO-PS MARINHAIS	1	1x3x1 AA160	A	0,88	451	401	228	229	57%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	295	201	43%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	544	384	105	107	28%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0	0	0%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	1	1	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	218	131	48%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	218	131	48%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	18,1	451	401	72	80	20%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	71	79	20%
LN60 6563 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	9	10	2%
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	3,8	686	606	276	311	51%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	21,84	451	401	1	1	0%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	2	2	1%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	21,89	451	401	9	10	2%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	9	10	2%
LN60 6567 MEXEEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	120	127	33%
LN60 6567 MEXEEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	120	127	21%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,1	451	401	165	150	37%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS I	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,34	1528	1233	439	434	35%
LN60 6572 ENVIROIL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	0	0	0%
LN60 6574 FONTAÍNHAS-ALCANEDE	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	159	146	18%
LN60 6575 ZÊZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1372	1212	376	321	27%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	173	137	38%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	140	112	20%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	69	71	12%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,47	899	725	192	210	29%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	192	210	35%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS II	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,36	1528	1233	414	410	33%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,85	451	401	118	118	29%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	131	104	19%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	544	384	171	135	35%
LN60 6584 S.VICENTE-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	30,6	544	384	2	2	0%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	112	140	23%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	161	142	24%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	161	142	23%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	161	142	20%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	120	90	18%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	120	90	17%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1372	1212	230	191	17%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1372	1212	391	358	30%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	230	195	34%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,4	1372	1212	229	194	17%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1372	1212	1	1	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1372	1212	141	118	10%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA235	A	6,72	921	658	429	318	48%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,6	1528	1233	429	318	28%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1089	769	429	318	41%

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 6593 PONTÃO-ALVAIÁZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	166	158	26%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	2	1x3x1 AA325	A	11,29	544	384	135	148	38%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	73	43	19%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,74	740	599	316	438	73%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	2	1x3x1 AA325	A	7,94	686	606	316	438	72%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	1	1x3x1 AA325	A	2,7	686	606	145	204	34%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,2	740	599	145	204	34%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	3	1x3x1 AA325	A	22,02	544	384	135	148	38%
LN60 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN)	1	1x3x1 AA325	A	11,18	686	606	235	200	34%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CB DE VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	306	317	52%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	207	136	30%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,1	899	725	207	136	23%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	173	152	25%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	173	152	21%
LN60 6514 MARANHÃO-ALCÁÇOVA	1	1x3x1 AA160	A	38,83	362	261	2	2	1%

ANEXO B.1.4.2 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2025

Página em branco

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 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x1 AAG160	A	16,85	902	802	95	123	15%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCIL	1	1x3x1 AAG160	A	7,64	902	802	261	282	35%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	1x3x1 AA325	A	0,56	686	606	150	157	26%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	2	2x3x1 AA160	A	1,39	902	802	150	157	20%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	3	2x3x1 AA160	A	28,63	902	802	150	157	20%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	4	2x3x1 AA160	A	1,65	902	802	150	157	20%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	5	1x3x1 CU185	A	0,07	537	387	150	157	41%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	2,2	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	2	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	3	1x3x1 CU185	A	0,07	537	387	0	0	0%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	4	1x3x1 AA160	A	44,52	451	401	0	0	0%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,64	451	401	29	14	6%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	45	40	10%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	0,17	451	401	69	46	15%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	3	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	68	46	15%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AM148	A	1,53	350	253	61	74	29%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	2	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	61	74	18%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	3	1x3x1 AA160	A	0,18	451	401	61	74	18%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	4	1x3x1 AA160	A	17,25	451	401	61	74	18%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO I	1	1x3x1 AA485	A	0,05	723	502	227	226	45%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO I	2	2x3x1 AA325	A	7,93	1372	1212	227	226	19%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO II	3	1x3x1 AA485	A	0,05	723	502	227	226	45%
LN60 0025 SINES (REN)-MONTE FEIO II	4	2x3x1 AA325	A	7,93	1372	1212	227	226	19%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	111	121	20%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA160	A	0,26	451	401	111	121	30%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	3	1x3x1 AA325	A	0,33	686	606	111	121	20%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	4	1x3x1 AA325	A	3,5	686	606	111	121	20%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	5	1x3x1 AA160	A	17,04	451	401	111	121	30%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x1 AAG160	A	23,73	902	802	207	212	26%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	0	0	0%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	2	1x3x1 AA160	A	1,7	362	261	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	4,41	686	606	163	159	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	2	1x3x1 AA325	A	3,98	686	606	163	158	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	3	1x3x1 AA325	A	0,92	686	606	163	158	26%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	4	1x3x1 AA325	A	15,15	686	606	163	158	26%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,6	285	208	107	95	46%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	1	1x3x1 AAG160	A	0,22	902	802	106	94	12%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	2	1x3x1 AAG160	A	0,12	902	802	106	94	12%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	3	1x3x1 AAG160	A	0,05	723	523	0	0	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	4	1x3x1 AAG160	A	12,1	902	802	0	0	0%
LN60 0042 TUNES(REN)-LOULÉ II	5	1x3x1 AAG160	A	11,4	902	802	106	94	12%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	2,43	686	606	100	143	24%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	2	1x3x1 AA325	A	3,88	686	606	100	143	24%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	3	1x3x1 AA325	A	39,03	686	606	100	143	24%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,37	451	401	0	0	0%
LN60 0055 02 VARIANTE LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG160	A	1,19	902	802	0	0	0%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG160	A	0,97	902	802	0	0	0%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	2	1x3x1 AAG160	A	9,96	902	802	0	0	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	206	246	61%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	126	131	28%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO	2	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	126	131	33%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	1	1x3x1 AAG160	A	2,99	902	802	110	127	16%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	2	1x3x1 AAG160	A	14,54	902	802	110	127	16%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS	3	1x3x1 AAG160	A	2,65	902	802	110	127	16%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x1 AAG160	A	3,42	902	802	184	178	22%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	2	1x3x1 AAG160	A	3,58	723	523	184	178	34%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,98	451	401	229	166	51%
LN60 0069 CAEIRA-ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	254	194	56%
LN60 0069 CAEIRA-ÉVORA II	2	1x3x1 AA160	A	5,53	451	401	253	194	56%
LN60 0073 01 GAS (ETA MORGAVEL	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	4	5	1%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA	1	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	159	159	40%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA LAVARIA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,15	582	474	159	159	34%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,26	451	401	98	119	30%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	98	101	25%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	97	100	13%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,45	1372	1212	0	0	0%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	3	2x3x1 AA325	A	11,18	1372	1212	97	100	8%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	4	2x3x1 AA325	A	0,24	1372	1212	0	0	0%
LN60 0076 TUNES(REN)-PORTO DE LAGOS	5	2x3x1 AA325	A	3,25	1372	1212	97	100	8%
LN60 0077 ESTÓI (REN)-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,31	1372	1212	604	624	51%
LN60 0078 01 VARIANTE ESTREMOZ	1	1x3x1 AA160	A	0,09	451	401	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	0,52	902	802	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	2	1x3x1 AAG160	A	0,06	902	802	0	0	0%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	3	2x3x1 AA160	A	41,81	902	802	4	4	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	0,28	451	401	0	0	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	2	1x3x1 AA160	A	4,39	451	401	0	0	0%
LN60 0087 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	3	1x3x1 AA160	A	32,29	451	401	0	0	0%
LN60 0100 ALDEIA NOVA – CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	9,96	451	401	55	79	20%
LN60 0100 ALDEIA NOVA – CASTRO MARIM	2	1x3x1 CU185	A	0,27	537	387	55	79	20%
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 AA325	A	4,98	686	606	161	128	23%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1	582	474	161	128	28%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 AA325	A	5	686	606	160	127	23%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1	582	474	160	127	27%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	291	360	47%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	3,61	1372	1212	291	360	30%
LN60 0111 TUNES(REN)-LAMEIRAS	3	2x3x1 AA325	A	12,63	1372	1212	291	360	30%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	2x3x1 AA160	A	0,79	902	802	114	136	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 AAG160	A	5,01	902	802	114	136	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	3	1x3x1 AAG160	A	0,14	902	802	114	136	17%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,33	451	401	174	188	47%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,37	451	401	55	56	14%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x1 AAG325	A	4,49	1089	769	51	33	5%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	1x3x1 AAG325	A	0,08	1372	1212	471	489	40%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	2	2x3x1 AA325	A	8,92	1372	1212	471	489	40%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,36	386	325	142	117	37%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x1 AAG160	A	3,15	902	802	361	332	41%

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 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x1 AAG160	A	2,12	723	523	254	216	41%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x1 AAG160	A	8,3	902	802	254	216	28%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	4	1x3x1 AA325	A	8,73	686	606	361	332	55%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x1 AAG160	A	3,14	902	802	110	133	17%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x1 AA325	A	8,73	686	606	110	133	22%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	3	1x3x1 AAG160	A	15,18	902	802	110	133	17%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	82	135	22%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	82	135	22%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	3	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	82	135	34%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	4	1x3x1 AA160	A	11,77	451	401	82	135	34%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x3x1 AA325	A	12,94	686	606	12	12	2%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x3x1 AA325	A	12,89	686	606	12	12	2%
LN60 0126 TUNES(REN)-S.BARTOLOMEU MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,21	451	401	87	87	22%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	0	0	0%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	2	1x3x1 AA160	A	5,72	451	401	114	133	33%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	3	1x3x1 AA195	A	16,03	398	286	114	133	47%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	4	1x3x1 AA195	A	0,07	398	286	0	0	0%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	5	1x3x1 AA160	A	0,45	451	401	113	133	33%
LN60 0136 TAVIRA-CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	0,37	902	802	0	0	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS	1	1x3x1 AM148	A	0,76	350	253	86	86	34%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS	2	1x3x1 AM148	A	5,88	350	253	86	86	34%
LN60 0140 TUNES(REN)-REFER I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	725	725	7	9	1%
LN60 0141 TUNES(REN)-REFER II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	725	725	0	0	0%
LN60 0145 MOURA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	0,24	451	401	43	99	25%
LN60 0145 MOURA-PIAS	2	1x3x1 AA160	A	0,11	451	401	43	99	25%
LN60 0145 MOURA-PIAS	3	1x3x1 AA160	A	17,43	451	401	43	99	25%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	133	134	33%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,66	686	606	265	328	54%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	265	328	54%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	3,73	1372	1212	406	379	31%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,1	1528	1233	406	379	31%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS	3	1x3x1 AA325	A	0,07	686	606	215	201	33%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO DE LAGOS	4	1x3x1 AC380	A	3,75	1425	1365	215	201	15%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	144	162	40%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,37	451	401	144	162	40%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	16,03	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,41	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	3	1x3x1 AA160	A	0,2	451	401	0	0	0%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	4	1x3x1 AA160	A	1,08	451	401	0	0	0%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	1,73	451	401	29	35	9%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	2	1x3x1 AA160	A	11,85	451	401	29	35	9%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	198	197	49%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AAG160	A	0,15	902	802	148	145	18%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	148	145	24%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	3	2x3x1 AA160	A	2,96	902	802	148	145	18%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	242	333	55%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	2x3x1 AA160	A	10,96	902	802	242	333	42%
LN60 0169 ALJUSTREL-ALMINA FETAIS	1	1x3x1 AA160	A	1,01	451	401	59	67	17%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	1	2x3x1 AA160	A	13,15	902	802	105	157	20%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	2	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	105	157	26%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	1	1x3x1 AAG325	A	0,35	1089	769	94	118	15%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	2	1x3x1 AAG325	A	4,02	1089	769	94	118	15%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	3	1x3x1 AAG325	A	0,08	1089	769	94	118	15%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x1 AAG325	A	0,21	1089	769	109	130	17%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	2	1x3x1 AAG325	A	7,72	1089	769	109	130	17%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	8,22	451	401	34	24	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	2	1x3x1 AA160	A	10,1	451	401	0	0	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	3	1x3x1 AA160	A	1,06	451	401	0	0	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	4	1x3x1 AA160	A	8,79	451	401	34	24	8%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	5	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	0	0	0%
LN60 0179 CFV FERREIRA-FERREIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	56	85	33%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,05	582	474	49	66	14%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,11	582	474	49	66	14%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ.	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,08	582	474	15	72	15%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ.	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	15	72	15%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	44	48	12%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	2	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	44	48	12%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	3	1x3x1 AA160	A	2,76	451	401	44	48	12%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	1	1x3x1 AAG325	A	0,27	1089	769	337	413	54%
LN60 6207 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	2	2x3x1 AA325	A	8,47	1372	1212	337	413	34%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	2x3x1 AA325	A	9	1372	1212	197	296	24%
LN60 6212 MONTEMOR-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,58	451	401	81	96	24%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	1	2x3x1 AA325	A	5,2	1372	1212	216	219	18%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	2	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	216	219	27%
LN60 6264 TUNES (REN)-PS PADERNE	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	1528	1233	330	412	33%
LN60 6264 TUNES (REN)-PS PADERNE	2	2x3x1 AA325	A	5,71	1372	1212	330	412	34%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,93	350	253	106	106	42%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	41	56	14%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	41	56	8%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	76	90	22%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	9,06	451	401	134	153	38%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,55	582	474	134	153	32%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FERREIRA (REN)	3	1x3x1 AA160	A	0,16	362	261	134	153	59%
LN60 6284 PC PIAS-EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	30	31	8%
LN60 6284 PC PIAS-EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	30	31	8%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	4,08	899	725	403	439	61%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	2,64	828	798	403	439	55%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	3	1x3x1 AA325	A	22,23	828	798	403	439	55%
LN60 6298 TAVIRA-CONCEIÇÃO	1	1x3x1 AA325	A	11,96	686	606	0	0	0%
LN60 6298 TAVIRA-CONCEIÇÃO	2	2x3x1 AA160	A	2,5	902	802	0	0	0%
LN60 6299 CONCEIÇÃO-CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA325	A	2,51	686	606	58	85	14%
LN60 6299 CONCEIÇÃO-CASTRO MARIM	2	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	58	85	11%
LN60 6314 TAVIRA (REN)-CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1372	1212	261	389	32%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	179	306	50%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	2	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	179	306	38%
LN60 6321 PS ÁLAMOS-ALQUEVA(REN)	3	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	179	306	50%

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 6334 CAEIRA-PS ÉVORA SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	353	459	76%
LN60 6334 CAEIRA-PS ÉVORA SUL	2	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	353	459	76%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	1	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	0	0	0%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	2	1x3x1 AA105	A	2,14	285	208	0	0	0%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	3	1x3x1 AA160	A	12,32	451	401	0	0	0%
LN60 6346 CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	2x3x1 AA160	A	0,43	902	802	150	227	28%
LN60 6346 CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	2x3x1 AA160	A	8,9	902	802	150	227	28%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	1	1x3x1 CU400	A	0,07	1100	969	338	457	47%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	2	2x3x1 AA325	A	7,14	1372	1212	338	457	38%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,45	1528	1233	338	457	37%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x1 AAG160	A	10,79	902	802	182	229	29%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,46	899	725	182	229	32%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	14,86	686	606	135	99	20%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	1x3x1 AAG325	A	0,21	1089	769	235	291	38%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,31	1528	1233	235	291	24%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	3	1x3x1 AAG325	A	1,11	1089	769	235	291	38%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	4	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,78	1528	1233	235	291	24%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	5	1x3x1 AAG325	A	1,15	1089	769	235	291	38%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	1	1x3x1 CU400	A	0,07	1100	969	337	456	47%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	2	2x3x1 AA325	A	7,16	1372	1212	337	456	38%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,41	1528	1233	337	456	37%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,28	451	401	74	63	16%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	2	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	74	63	16%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÓNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	350	253	88	83	33%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	1	1x3x1 AA160	A	0,87	451	401	160	148	37%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	2	1x3x1 AA160	A	12,62	451	401	143	130	32%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	3	1x3x1 AA160	A	18,11	451	401	61	54	14%
LN60 6372 DIVOR (REN)-MONTEMOR I	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	0	0	0%
LN60 6372 DIVOR (REN)-MONTEMOR I	2	1x3x1 AA160	A	18,06	451	401	125	104	28%
LN60 6372 DIVOR (REN)-MONTEMOR I	3	1x3x1 AA160	A	14,33	451	401	126	105	28%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	1	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	2	60	15%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,19	582	474	2	60	13%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	1	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	201	254	42%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	201	254	42%
LN60 6389 DIVOR (REN)-CERÂMICA	3	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	201	254	42%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,78	582	474	167	209	44%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x1 AAG325	A	5,04	1089	769	166	208	27%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	2	1x3x1 AAG325	A	1,95	1089	769	0	0	0%
LN60 6412 BORBA-VILA VIÇOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,59	902	802	113	132	16%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,28	899	725	100	108	15%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA325	A	2,62	686	606	100	108	18%
LN60 6428 BRACIAIS-FARO II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,28	899	725	88	89	12%
LN60 6428 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 AA325	A	2,62	686	606	88	89	15%
LN60 6435 DIVOR (REN)-MONTEMOR II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	0	0	0%
LN60 6435 DIVOR (REN)-MONTEMOR II	2	1x3x1 AA160	A	14,35	451	401	126	105	28%
LN60 6435 DIVOR (REN)-MONTEMOR II	3	1x3x1 AA160	A	17,83	451	401	125	104	28%
LN60 6435 DIVOR (REN)-MONTEMOR II	4	1x3x1 AA160	A	0,21	451	401	125	104	28%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,64	899	725	311	311	43%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	4,21	686	606	311	311	51%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,26	1372	1212	354	381	31%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	2	1x3x1 AAG325	A	0,06	1089	769	354	381	50%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,12	899	725	195	190	26%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,36	899	725	195	190	26%
LN60 6485 FERREIRA ALENTEJO (REN)-ALJUSTREL II	3	1x3x1 AA325	A	20,36	686	606	195	190	31%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA	1	1x3x1 AA325	A	23,15	686	606	189	237	39%
LN60 6488 PS ÉVORA SUL-VIANA	1	1x3x1 AA325	A	0,56	686	606	189	237	39%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-	1	1x3x1 AA325	A	1,05	686	606	321	328	54%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-FERREIRA DO ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	1,05	686	606	321	328	54%
LN60 6494 CF HERDADE DA SERRA-FERREIRA DO ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	3,19	686	606	321	328	54%
LN60 6495 BORBA-CF ESTEVEIRA	1	1x3x1 AA160	A	9,11	451	401	145	180	45%
LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	382	382	63%
LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	2	1x3x1 AA325	A	2,61	686	606	382	382	63%
LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	3,47	899	725	382	382	53%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE DE MOURA	1	2x3x1 AA160	A	6,72	902	802	185	228	28%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE DE MOURA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	185	228	38%
LN60 6506 VILA VIÇOSA-CF FREIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	0,08	451	401	134	133	33%
LN60 6506 VILA VIÇOSA-CF FREIXIAL	2	1x3x1 AA160	A	10,32	451	401	134	133	33%
LN60 6508 PS INSUA-PC PIAS	1	2x3x1 AA325	A	10,26	1372	1212	184	398	33%
LN60 6509 CF ÍNSUA – PS ÍNSUA	1	1x3x1 AA325	A	1,61	686	606	307	413	68%
LN60 6511 PS PADERNE-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,78	1528	1233	331	414	34%
LN60 6511 PS PADERNE-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	A	7,29	1372	1212	331	414	34%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	1	2x3x1 AA325	A	1,06	1372	1212	242	291	24%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,87	1258	1018	242	291	29%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	3	2x3x1 AA325	A	7,78	1372	1212	447	445	37%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	4	2x3x1 AA325	A	16,4	1372	1212	242	291	24%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	5	2x3x1 AA325	A	1,23	1372	1212	447	445	37%
LN60 6526 PTM (REN)-PS BENSAFRIM	6	2x3x1 AA325	A	1,21	1372	1212	242	291	24%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	1	2x3x1 AA160	A	4,05	902	802	287	288	36%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	2	1x3x1 AA325	A	1,44	686	606	287	288	48%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,3	899	725	287	288	40%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	4	1x3x1 AA325	A	0,4	828	798	287	288	36%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	5	1x3x1 AA325	A	0,08	828	798	287	288	36%
LN60 6527 PS BENSAFRIM-LAGOS	6	1x3x1 AA325	A	0,59	828	798	287	288	36%
LN60 FERREIRA REN-LOUSAL	1	1x3x1 AA160	A	0,78	451	401	45	40	10%
LN60 FERREIRA REN-LOUSAL	2	1x3x1 AA160	A	1,04	451	401	45	40	10%
LN60 LOUSAL-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	0,79	451	401	0	0	0%
LN60 LOUSAL-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	22,74	451	401	0	0	0%
LN60 LOUSAL-SANTIAGO	3	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	0	0	0%
LN60 MONTE FEIO-APS	1	1x3x1 AA325	A	4,08	686	606	0	0	0%
LN60 MONTE FEIO-APS	2	1x3x1 AM148	A	0,77	350	253	0	0	0%
LN60 MONTE FEIO-APS	3	1x3x1 AA325	A	1,39	686	606	0	0	0%
LN60 MONTE FEIO-START	1	1x3x1 AA325	A	6,02	686	606	0	0	0%
LN60 MONTECHORO-CF LEILAO LOTE 2	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	5,17	899	725	174	180	25%
LN60 MONTECHORO-CF LEILAO LOTE 2	2	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	174	180	30%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,13	1258	1018	211	245	24%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	2	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	211	245	40%

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 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	3	2x3x1 AA160	A	15,66	902	802	211	245	31%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	4	1x3x1 AA325	A	0,59	828	798	211	245	31%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	5	1x3x1 AA325	A	0,4	828	798	211	245	31%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	6	1x3x1 AA325	A	0,08	828	798	211	245	31%
LN60 P.LAGOS-PS BENSAFRIM	7	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,29	899	725	211	245	34%
LN60 PORTEL-CF HERD VIDIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	128	166	41%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	96	132	22%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	2	2x3x1 AA160	A	8,04	902	802	96	132	16%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	3	1x3x1 AA325	A	0,34	686	606	96	132	22%
LN60 PS MORGAVEL-CENTRAL TÉRMICA	1	1x3x1 AA325	A	2,21	686	606	8	10	2%
LN60 PS MORGAVEL-CF MORGAVEL	1	1x3x1 AA325	A	1,78	686	606	399	401	66%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	1	2x3x1 AA160	A	27,25	902	802	0	0	0%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	2	1x3x1 AA325	A	0,34	686	606	0	0	0%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	3	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	0	0	0%
LN60 PTM (REN)-POLDRA	1	1x3x1 AC380	A	3,72	1425	1365	407	436	32%
LN60 PTM (REN)-POLDRA	2	2x3x1 AA325	A	5,81	1372	1212	407	436	36%
LN60 PTM (REN)-POLDRA	3	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,54	1258	1018	407	436	43%
LN60 PTM (REN)-POLDRA	4	2x3x1 AA325	A	16,57	1372	1212	407	436	36%
LN60 SANTIAGO-ARREGOTA NOVA	1	1x3x1 AA325	A	18,56	686	606	93	108	18%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO I	1	1x3x1 AA325	A	2,9	686	606	134	128	21%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO I	2	1x3x1 AA325	A	7,83	686	606	116	111	18%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO I	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	133	128	21%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO II	1	1x3x1 AA325	A	10,76	686	606	134	129	21%
LN60 SINES REN-SINES I	1	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	315	378	62%
LN60 SINES REN-SINES I	2	1x3x1 AA325	A	1,19	686	606	315	378	62%
LN60 SINES REN-SINES I	3	1x3x1 AA325	A	5,68	686	606	315	378	62%
LN60 SINES REN-SINES II	1	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	332	385	64%
LN60 SINES REN-SINES II	2	1x3x1 AA325	A	1,19	686	606	332	385	64%
LN60 SINES REN-SINES II	3	1x3x1 AA325	A	5,68	686	606	332	385	64%
LN60 SINES -START	1	1x3x1 AA325	A	2,65	686	606	223	279	46%
LN60 SINES-APS	1	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	231	44	34%
LN60 SINES-APS	2	1x3x1 AA325	A	3,41	686	606	231	44	34%
LN60 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	1,43	686	606	0	0	0%
LN60 SINES-PETROGAL	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,17	582	474	0	0	0%
LN60 SINES-PETROGAL	3	1x3x1 AA325	A	0,92	686	606	0	0	0%
LN60 SINES-PS MORGAVEL	1	1x3x1 AA325	A	1,23	686	606	199	197	33%
LN60 SINES-PS MORGAVEL	2	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	399	395	65%
LN60 SINES-PS MORGAVEL	3	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	399	395	65%
LN60 SINES-PS MORGAVEL	4	1x3x1 AA325	A	1,24	686	606	199	197	33%
LN60 SINES-TRANSGAS	1	1x3x1 AM148	A	1,77	350	253	0	0	0%
LN60 SINES-TRANSGAS	2	1x3x1 AA325	A	3,78	686	606	0	0	0%
LN60 SINES-V.N.MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	0,7	451	401	116	111	28%
LN60 SINES-V.N.MILFONTES	2	1x3x1 AA325	A	4,16	686	606	116	111	18%
LN60 SINES-V.N.MILFONTES	3	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	116	111	18%
LN60 SINES-V.N.MILFONTES	4	1x3x1 AA160	A	20,54	451	401	113	109	27%
LN60 SINES-V.N.MILFONTES	5	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	113	109	27%
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,95	686	606	208	155	30%
LN60 01 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1372	1212	114	107	9%
LN60 02 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	102	73	22%
LN60 02 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA245	A	8,82	461	329	103	73	22%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	200	174	29%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	10,95	544	384	200	174	45%
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	175	113	26%
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	17,91	686	606	1	1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA325	A	7,62	686	606	435	215	63%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	19,34	686	606	249	162	36%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	117	102	34%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	117	102	31%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	27,14	921	658	177	188	29%
LN60 1006 02 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/MIRANDELA	1	1x3x1 AA325	A	10,98	686	606	178	189	31%
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 1007 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	39,83	686	606	156	106	23%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	504	387	73%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	504	387	87%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1089	769	287	198	26%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 LXCV630	S	0,1	740	599	171	126	23%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	171	126	25%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,6	398	286	171	126	44%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,47	686	606	171	126	25%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 AA325	A	3,23	544	384	171	126	33%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	2x3x1 AA325	A	4,06	1089	769	171	126	16%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	7	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	171	126	25%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	107	125	21%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA (	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	20	13	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	443	216	65%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	443	216	49%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	3	1x3x1 AA235	A	14,68	460	329	443	216	96%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	1	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	290	159	21%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	2	2x3x1 AA485	A	1,92	1445	1004	290	159	20%
LN60 1015 VALDIGEM (REN)-BAGAÚSTE	1	1x3x1 AC380	A	0,89	1425	1365	290	159	20%
LN60 1015 VALDIGEM (REN)-BAGAÚSTE	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,25	1528	1233	290	159	19%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	300	175	33%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1372	1212	307	179	22%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0	0	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,11	740	599	166	100	22%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	166	100	24%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	166	100	38%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	166	100	36%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	162	92	11%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA235	A	1,15	460	329	162	92	35%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	162	92	37%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	162	92	35%
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	105	98	26%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	15,72	544	384	1	1	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 1024 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO I	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1089	769	305	243	32%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1372	1212	0	0	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1372	1212	299	239	22%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	299	239	20%
LN60 1027 FEITOSA-MOGUEIRAS	1	1x3x1 AA325	A	18,4	686	606	1	1	0%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1372	1212	1	1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,9	1372	1212	332	290	24%
LN60 1033 ALVELOS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0	0	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	1	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	1	1	0%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	87	68	19%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1372	1212	1	1	0%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,9	1372	1212	0	0	0%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	45	45	12%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1089	769	469	360	47%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	11,52	1372	1212	507	405	37%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	2	1x3x1 AAG325	A	0,64	1089	769	507	405	53%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	3	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	507	405	37%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1372	1212	324	287	24%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	818	645	60%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	177	150	26%
LN60 1045 ALVELOS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	156	126	23%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	250	197	51%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1089	769	286	261	34%
LN60 1048 BOUÇOAIS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	311	210	69%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1089	769	552	412	54%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,1	1089	769	278	249	32%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXCV630	S	0,06	1258	1018	168	131	13%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	168	131	12%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	3	1x3x1 AAG325	A	0,63	1089	769	168	131	17%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	4	2x3x1 AA325	A	4,72	1089	769	168	131	17%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	89	102	25%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1089	769	1	1	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1372	1212	338	295	25%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1089	769	433	385	50%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1372	1212	2	2	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	184	144	27%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	0	0	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	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	1372	1212	268	246	20%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	276	199	40%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	276	199	61%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,12	582	474	53	53	11%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	53	53	13%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	10,54	1372	1212	581	470	42%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,26	461	329	1	1	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,1	460	329	1	1	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	191	225	37%
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 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1372	1212	447	296	33%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,27	1089	769	321	284	37%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	3,14	1372	1212	321	284	23%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	195	134	21%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,55	899	725	195	134	22%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA325	A	7,15	686	606	195	134	28%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,4	723	523	2	2	0%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	45	45	11%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA325	A	15,2	686	606	100	83	15%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA325	A	6,12	686	606	103	87	15%
LN60 1084 RIBA D'AVE (REN)-S.MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA325	A	6,08	1372	1212	398	368	30%
LN60 1096 RUIVÃES-PAÇOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	2	2	0%
LN60 1109 MOGUEIRAS-TOUVEDO	1	1x3x1 AA325	A	9,99	686	606	191	148	28%
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	92	85	21%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,88	899	725	180	123	20%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	2	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	180	123	26%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,99	1372	1212	355	284	26%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	111	71	25%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	7,65	1372	1212	632	497	46%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	2	1x3x1 AC380	A	1,79	1425	1365	670	530	47%
LN60 1150 FERMIL-LOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	134	75	30%
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,8	686	606	309	332	55%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	145	123	32%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	1	1	0%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	15,72	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	99	53	11%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	99	53	14%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	3	1x3x1 AA235	A	7,63	460	329	99	53	22%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	1	1x3x1 AAG325	A	0,06	1089	769	271	204	27%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,92	1372	1212	271	204	20%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	419	322	61%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	184	147	27%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	268	194	39%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,07	386	325	158	118	41%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	158	118	35%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	93	52	10%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	93	52	21%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	235	184	34%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	167	225	38%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	167	225	37%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,09	386	325	163	132	42%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,66	686	606	68	64	11%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CARR	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	151	98	33%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	271	186	60%
LN60 1174 TEIXEIRÓ (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	120	123	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 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,1	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 AA325	A	0,85	686	606	1	1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 LXCV630	S	0,1	740	599	1	1	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	187	150	27%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,56	1372	1212	305	212	22%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	305	212	44%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	148	90	38%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	148	90	33%
LN60 1183 ARGA (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	307	250	45%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,12	1528	1233	254	208	17%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1372	1212	254	208	18%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,2	686	606	381	276	56%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1372	1212	72	75	6%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERMIL	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	157	144	24%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	97	69	14%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA235	A	3,79	460	329	97	69	21%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	97	69	14%
LN60 1192 LORDELO-IKEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	108	107	27%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	74	56	10%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	74	56	11%
LN60 1196 S. MARTINHO DO CAMPO-SOUSA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	239	227	19%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,15	740	599	199	287	48%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1	740	599	199	287	48%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	199	287	49%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 AA235	A	3,49	460	329	199	287	87%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	48	34	11%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUCA DE AGUIAR (REN)	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	519	481	79%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	482	292	70%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,05	740	599	482	292	65%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	1x3x1 AA325	A	1,4	686	606	111	109	18%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	2	1x3x1 AA225	A	0,62	436	312	111	109	35%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	3	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	111	109	8%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	4	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	111	109	18%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE	1	1x3x1 AA325	A	0,9	686	606	218	123	32%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE	2	1x3x1 AA325	A	7,38	686	606	218	123	32%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,07	899	725	218	123	24%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	375	309	26%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 AA325	A	1,78	1372	1212	375	309	27%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	255	206	37%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXCV630	S	0,08	740	599	255	206	34%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,1	350	253	26	26	10%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,05	740	599	26	26	4%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	228	164	51%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	460	329	187	172	52%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALEI	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	144	125	33%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LIJÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1372	1212	335	263	24%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,1	1372	1212	223	218	18%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1372	1212	1	1	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA	1	1x3x1 AA325	A	0,9	686	606	207	159	30%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA	2	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	207	159	30%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,08	899	725	207	159	23%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA	4	1x3x1 AA325	A	22,22	686	606	207	159	30%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,59	1528	1233	614	474	40%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,29	1528	1233	614	474	40%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 AA325	A	11,87	1372	1212	614	474	45%
LN60 1434 LIJÓ-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7	1372	1212	187	163	14%
LN60 1434 LIJÓ-ALVELOS	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,13	1528	1233	187	163	13%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1372	1212	160	126	12%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	44	41	10%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,13	582	474	44	41	9%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	176	127	39%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	176	127	30%
LN60 1447 LAMAÇÃES-BRAGA I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	2,28	582	474	168	130	29%
LN60 1448 LAMAÇÃES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	2,29	582	474	157	117	27%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	23	25	6%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	23	25	5%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	1	1	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,55	899	725	1	1	0%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,07	582	474	11	11	2%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,13	582	474	6	6	1%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	44	44	11%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,1	686	606	2	2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,45	899	725	2	2	0%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	7,88	1372	1212	509	396	37%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	509	396	37%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,1	1528	1233	509	396	33%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	1x3x1 AA325	A	4,31	686	606	414	257	60%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	23,54	1372	1212	599	335	44%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	2	2x3x1 AA235	A	1,59	921	658	131	103	16%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	3	2x3x1 AA235	A	0,84	921	658	131	103	16%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,09	1372	1212	778	622	57%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	1528	1233	778	622	51%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	1	2x3x1 AA325	A	0,93	1372	1212	634	625	52%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,07	1528	1233	634	625	51%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	335	268	49%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,07	899	725	335	268	37%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	267	229	39%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	267	229	32%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	267	229	39%
LN60 1487 POCINHO (REN)-AÇOREIRA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,3	582	474	116	108	23%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	9,8	451	401	95	54	21%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	95	54	21%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	147	125	33%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	137	113	30%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	137	113	30%

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 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	1	1	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	1	1	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	103	73	15%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA235	A	1,59	460	329	65	51	15%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	65	51	15%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,18	582	474	2	2	0%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	24,37	451	401	2	2	0%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	81	101	39%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	81	101	25%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,18	582	474	81	101	21%
LN60 1498 PC VIANA DO CASTELO (REN)-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,2	582	474	264	341	72%
LN60 1517 CSF MOGADOURO-SE MOG	1	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	0	0	0%
LN60 1525 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA I	1	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	288	250	42%
LN60 1526 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA II	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	287	248	42%
LN60 1529 PC DAIVÕES-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	23,2	451	401	163	132	36%
LN60 1537 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-PC DAIVÕES	1	1x3x1 AA160	A	11,72	451	401	106	70	23%
LN60 1538 PC DAIVÕES-CH DAIVÕE	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	79	74	19%
LN60 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	1	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	277	220	33%
LN60 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA245	A	7,54	461	329	277	220	67%
LN60 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	88	94	15%
LN60 LANHESES-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	3,71	686	606	235	199	34%
LN60 LANHESES-FEITOSA	2	1x3x1 AA325	A	8,83	686	606	235	199	34%
LN60 LORDELO-CF LORDELO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,26	686	606	372	545	90%
LN60 MIRANDELA-PE MIRANDELA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	12,23	451	401	225	223	56%
LN60 MOGADOURO-MINHA/TÓ (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,23	686	606	137	184	30%
LN60 PC BAGAÚSTE-IP BAGAÚSTE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,47	582	474	1	1	0%
LN60 PC BAGAÚSTE-IP BAGAÚSTE	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,46	582	474	69	56	12%
LN60 PC BAGAÚSTE-JORJAIS	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,24	1528	1233	290	170	19%
LN60 PC BAGAÚSTE-JORJAIS	2	1x3x1 AC380	A	0,89	1425	1365	290	170	20%
LN60 PC BAGAÚSTE-JORJAIS	3	2x3x1 AA325	A	24,85	1372	1212	290	170	21%
LN60 PC DEOCRISTE-LANHESES	1	1x3x1 AA325	A	3,73	686	606	267	229	39%
LN60 PC DEOCRISTE-LANHESES	2	1x3x1 AA325	A	3,02	686	606	267	229	39%
LN60 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	8	544	384	141	134	35%
LN60 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	144	118	21%
LN60 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	2	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	144	118	36%
LN60 RECAREI (REN)-PE ZODAVENTO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	11,96	686	606	417	330	61%
LN60 RECAREI (REN)-PE ZODAVENTO (PRE)	2	1x3x1 AC380	A	1,84	1425	1365	417	330	29%
LN60 S. JOÃO DE PONTE-TEXTIL MANUEL GONÇALVES	1	1x3x1 AA325	A	1,09	686	606	56	56	9%
LN60 S. JOÃO DE PONTE-TEXTIL MANUEL GONÇALVES	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,42	582	474	56	56	12%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-REQUIÃO-ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,8	460	329	1	1	0%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO	1	1x3x1 AC380	A	8,4	1425	1365	201	165	14%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO II/REQUIÃO	1	1x3x1 AC380	A	6,29	1425	1365	199	163	14%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO II/REQUIÃO	2	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	200	164	14%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO II/REQUIÃO	3	1x3x1 AA235	A	5,09	460	329	1	1	0%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO II/REQUIÃO	4	1x3x1 AA325	A	7,25	544	384	1	1	0%
LN60 VALPAÇOS-VALPAÇOS (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,48	686	606	209	285	47%
LN60 VILA FLOR-PINHÃO/MIRANDELA	1	2x3x1 AA235	A	0,1	921	658	177	189	29%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	203	176	30%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,82	544	384	203	176	46%
LN60 0002 01 SECIL	1	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	265	265	51%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	3	1x3x1 AAG160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x1 AAG160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	5	1x3x1 AAG160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	6	1x3x1 AAG160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	7	1x3x1 AAG160	A	0,99	723	523	262	262	50%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	1	1	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 CU185	A	1,7	537	387	1	1	0%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	130	126	33%
LN60 0012 S.SEBASTIÃO-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	76	98	37%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1372	1212	193	235	19%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1089	769	447	373	49%
LN60 0020 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	0	0	0%
LN60 0021 S.SEBASTIÃO-ALGERUZ	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	0	0	0%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	70	49	13%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	67	46	11%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	132	98	23%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1089	769	464	388	50%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	82	67	14%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,2	582	474	118	110	23%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	1	2x3x1 AA325	A	1,88	1089	769	405	312	41%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	1528	1233	405	312	26%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	1	2x3x1 AA325	A	1,94	1089	769	394	304	40%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,21	1528	1233	394	304	26%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	118	78	20%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	170	108	29%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,75	1089	769	351	303	39%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,06	1372	1212	351	303	26%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1372	1212	182	148	13%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	101	73	19%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	135	92	25%
LN60 0054 SOBREDA-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1089	769	235	172	22%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	94	63	16%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	94	63	16%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	94	63	16%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	93	61	16%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	93	61	16%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	93	61	16%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II LN60	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	1	1	0%
0063 MATA-SOBREDA II LN60 0064	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	1	1	0%
MATA-FOGUETEIRO I LN60 0065	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	177	127	30%
MATA-FOGUETEIRO II LN60 0066	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	132	99	23%
MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	226	186	36%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	171	141	37%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	171	141	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 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1372	1212	148	180	15%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	96	83	17%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	101	84	18%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	149	149	30%
LN60 0104 SETÚBAL (REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	141	141	28%
LN60 0105 01 TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,54	582	474	89	64	15%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	89	64	17%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,21	1258	1018	163	116	13%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	163	116	23%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1113	935	163	116	15%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	1	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1113	935	169	121	15%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	2	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	169	121	24%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,21	1258	1018	169	121	13%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	56	52	14%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	56	52	9%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	269	235	29%
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	88	108	27%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	70	58	15%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	117	67	17%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	117	67	13%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	248	182	36%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	5,24	899	725	355	277	39%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	117	98	17%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	117	98	14%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,03	386	325	1	1	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,02	386	325	19	23	7%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	1	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	192	166	33%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	2	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	192	166	32%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	1	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	242	208	40%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	2	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	242	208	41%
LN60 0152 BARREIRO-QUIMIPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1113	935	187	166	18%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	149	149	30%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1372	1212	2	2	0%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	133	77	19%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,29	899	725	133	77	15%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	133	89	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	130	86	29%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	130	86	15%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	130	86	34%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	130	86	29%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3	3	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,6	899	725	3	3	0%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA175	A	0,7	387	279	3	3	1%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,7	451	401	32	29	7%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	32	29	6%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,01	899	725	168	155	21%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	168	155	39%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	168	155	56%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,57	899	725	168	155	21%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	168	155	56%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	168	155	56%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	168	155	39%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,9	451	401	63	57	14%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	63	57	12%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	248	215	36%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,36	899	725	248	215	30%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	78	58	11%
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	256	181	28%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	256	181	37%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	275	247	41%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	275	247	41%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	83	70	31%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,67	899	725	203	150	23%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	64	68	11%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALBARRAQUE	1	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	271	214	39%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	298	236	44%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	298	236	44%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	2x3x1 AA325	A	2	1372	1212	298	236	22%
LN60 6018 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	5,42	686	606	0	0	0%
LN60 6018 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA325	A	2,05	686	606	61	71	12%
LN60 6018 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	61	71	12%
LN60 6018 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,5	899	725	61	71	10%
LN60 6018 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	1,06	686	606	0	0	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	193	185	48%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	193	185	48%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	350	329	54%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	115	111	18%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	115	111	18%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	69	59	26%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	142	98	41%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	443	309	65%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,19	899	725	443	309	49%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,27	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,5	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,49	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	4	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,11	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	5	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,42	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	6	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,5	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	7	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,87	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	8	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,55	582	474	162	118	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	9	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,57	582	474	3	3	1%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,51	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,49	582	474	153	144	30%

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 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,27	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,5	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	5	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,34	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	6	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,5	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	7	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,89	582	474	153	144	30%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	8	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,5	582	474	3	3	1%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,41	1528	1233	44	28	3%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	1x3x1 AA325	A	2,96	686	606	146	140	23%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	146	140	23%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	3	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	146	140	35%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	1,14	899	725	120	114	16%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	5	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,33	1528	1233	120	114	9%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	93	75	13%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0	0	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	92	75	33%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	162	107	46%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	7,31	686	606	60	70	12%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	254	180	37%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,61	899	725	254	180	28%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	1,83	686	606	237	184	35%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,84	686	606	237	184	35%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	110	59	24%
LN60 6048 PALHAVÃ-ARCO CARVALH	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,55	582	474	89	78	16%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,54	899	725	174	87	19%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	174	87	32%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	174	87	25%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	6,25	386	325	61	48	16%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	7,03	582	474	97	89	19%
LN60 6057 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	129	121	26%
LN60 6058 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,08	582	474	128	107	23%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,08	582	474	170	148	31%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,45	582	474	170	148	31%
LN60 6068 PALHAVÃ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,26	582	474	156	150	32%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,17	582	474	218	186	39%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,19	582	474	186	160	34%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	175	135	48%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,84	386	325	99	93	29%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,98	899	725	307	154	34%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	307	154	45%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	307	154	45%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	307	154	45%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	307	154	45%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	235	185	34%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	235	185	34%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,97	899	725	235	185	26%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	235	185	34%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	235	185	34%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,87	386	325	127	106	33%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,89	582	474	105	70	18%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,66	582	474	133	82	23%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,46	582	474	133	82	23%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	175	165	35%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,52	582	474	175	165	35%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	9,32	582	474	120	84	21%
LN60 6090 PALHAVÃ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,11	386	325	111	107	33%
LN60 6091 PALHAVÃ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	3,11	386	325	108	101	31%
LN60 6092 PALHAVÃ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	4,73	386	325	52	49	15%
LN60 6093 PALHAVÃ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	4,72	386	325	104	96	30%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	145	138	29%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,63	582	474	126	109	23%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,29	582	474	1	1	0%
LN60 6100 PALHAVÃ-NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,75	582	474	191	175	37%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,78	386	325	67	60	18%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,12	582	474	67	60	13%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,22	582	474	90	77	16%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,79	386	325	90	77	24%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	202	156	56%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,08	582	474	130	88	22%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	130	88	9%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,11	386	325	186	128	48%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,7	686	606	311	208	45%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	186	128	51%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	124	80	9%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,09	386	325	199	142	52%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	199	142	55%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	298	215	43%
LN60 6107 ANA AEROPORTOS-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,19	582	474	126	113	24%
LN60 6107 CARRICHE-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,74	582	474	116	108	23%
LN60 6109 PALHAVÃ-METRO I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,53	582	474	1	1	0%
LN60 6110 PALHAVÃ-METRO II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,53	582	474	155	137	29%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,4	582	474	169	127	29%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,35	582	474	169	127	29%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	169	127	38%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	169	127	38%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,38	582	474	175	136	30%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	175	136	39%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	266	213	39%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	72	64	16%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	73	65	16%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	3,21	899	725	67	56	8%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	3,21	899	725	67	56	8%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	163	157	26%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,86	899	725	163	157	22%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	3	1x3x1 AA325	A	4,25	544	384	163	157	41%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	164	159	26%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,86	899	725	164	159	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 6122 FANHÕES-PÓVOA	3	1x3x1 AA325	A	4,27	544	384	164	159	41%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	288	223	42%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	288	223	42%
LN60 6124 PS TRAJOUCE-PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,07	582	474	1	1	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE-PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 AA325	A	14,3	686	606	1	1	0%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	167	128	29%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,43	582	474	111	113	24%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	109	94	20%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,93	582	474	81	69	15%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	2,52	386	325	49	52	16%
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	61	48	16%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	203	190	31%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	174	153	25%
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-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,76	582	474	118	110	23%
LN60 6150 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,96	582	474	3	3	1%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	275	240	40%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,25	899	725	275	240	33%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	10,4	686	606	297	259	43%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,24	899	725	297	259	36%
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	188	146	32%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	2,36	899	725	114	97	13%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	110	59	24%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	178	134	26%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,22	899	725	178	134	20%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,5	686	606	37	30	5%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-CF BELAS	1	2x3x1 AA325	A	1	1372	1212	341	278	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-CF BELAS	2	2x3x1 AA325	A	3,67	1372	1212	341	278	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-CF BELAS	3	2x3x1 AA325	A	0,44	1372	1212	340	278	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-CF BELAS	4	2x3x1 AA325	A	4,04	1372	1212	338	276	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-CF BELAS	5	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,34	1528	1233	338	276	22%
LN60 6168 CF BELAS-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	179	146	26%
LN60 6168 CF BELAS-MEM MARTINS	1	2x3x1 AA325	A	1	1372	1212	345	282	25%
LN60 6168 CF BELAS-MEM MARTINS	1	2x3x1 AA325	A	0,99	1372	1212	345	282	25%
LN60 6168 CF BELAS-MEM MARTINS	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,74	1528	1233	345	282	23%
LN60 6169 PALHAVÃ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,14	582	474	96	88	19%
LN60 6169 PALHAVÃ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	4,99	582	474	96	88	19%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	375	493	41%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,28	582	474	108	82	19%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,81	899	725	108	82	12%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,45	582	474	108	82	19%
LN60 6176 ANA AEROPORTOS-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	152	143	30%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE-ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,5	582	474	194	182	38%
LN60 6177 ANA AEROPORTOS-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,22	582	474	124	112	24%
LN60 6177 ANA AEROPORTOS-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,76	582	474	124	112	24%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE-ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,5	582	474	194	182	38%
LN60 6185 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	142	130	22%
LN60 6185 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	142	130	28%
LN60 6186 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,59	740	599	159	158	26%
LN60 6186 PALHAVÃ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,74	582	474	159	158	33%
LN60 6188 SABUGO-P.E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	273	272	68%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0	0	0%
LN60 6193 PALHAVÃ-LUZ	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,44	582	474	143	105	25%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,2	582	474	151	95	26%
LN60 6195 PALHAVÃ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,35	582	474	100	92	19%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 1	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	486	418	27%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	512	440	29%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,58	582	474	145	130	27%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,98	582	474	84	70	15%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,09	582	474	169	144	30%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 AA325	A	3,4	1372	1212	243	264	22%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	1x3x1 AC380	A	0,18	1425	1365	243	264	19%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,43	1528	1233	243	264	21%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	1x3x1 AC380	A	1,69	1425	1365	243	264	19%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	0,4	1425	1365	0	0	0%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,23	582	474	85	78	17%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1372	1212	285	256	21%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOP	1	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	15	13	5%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOP	2	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	15	13	2%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	2x3x1 AA325	A	1,35	1372	1212	173	129	13%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,08	899	725	173	129	19%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	66	47	11%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,39	582	474	66	47	11%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,58	582	474	84	52	14%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	134	108	23%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,97	582	474	134	108	23%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	119	133	35%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,52	899	725	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1	1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1	1	0%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,89	582	474	76	76	16%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	184	104	27%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	184	104	27%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	184	104	25%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	184	104	25%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,41	989	806	184	104	19%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	119	133	22%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	119	133	22%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	119	133	25%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	119	133	25%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	119	133	22%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,42	582	474	124	121	26%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	8,78	582	474	105	84	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 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	8,49	582	474	149	143	30%
LN60 6303 COINA-VILA CHÃ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	92	84	21%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	5,31	1372	1212	251	229	19%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	2,73	1372	1212	251	229	19%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL-BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	82	74	12%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL-BARCARENA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	32	29	6%
LN60 6345 PS TRAJOUCE-BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	1	1	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	1,33	1372	1212	249	229	19%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	2	2x3x1 AA325	A	1,07	1372	1212	249	229	19%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	3	1x3x1 AC380	A	1,97	1425	1365	248	229	17%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	56	41	8%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN)-PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,08	1833,5	1541,2	607	572	37%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN)-PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 XHIOLE1000	S	0,1	1833,5	1541,2	474	446	29%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,71	582	474	212	192	41%
LN60 6396 PS PALHAVÃ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,99	582	474	123	111	23%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	5,14	582	474	129	101	22%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	112	105	27%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,34	582	474	46	50	11%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	46	50	20%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,95	582	474	105	66	18%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1372	1212	124	93	9%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,96	1425	1365	123	93	9%
LN60 6462 PS ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	5,43	582	474	114	110	23%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	5,44	582	474	114	110	23%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,18	582	474	128	107	23%
LN60 6468 PS ALTO SÃO JOÃO-CENTRAL TEJO	3	1x3x1 AXKJ400	S	0,15	582	474	128	107	23%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,91	582	474	2	2	0%
LN60 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,38	740	599	188	188	31%
LN60 ALCOCHETE(REN)-CF PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	0,74	1372	1212	261	350	29%
LN60 ALTO DE SÃO JOÃO-APL	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	3,35	740	599	367	367	61%
LN60 FANHÕES-CF VIALONGA	1	1x3x1 AA325	A	2,2	686	606	280	328	54%
LN60 L6489 ALBARRAQUE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,56	686	606	271	214	39%
LN60 MOITA-CF QUINTA DO ANJO	1	2x3x1 AA160	A	3,76	902	802	239	282	35%
N60 ALTO SÃO JOÃO-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	6,29	582	474	122	124	26%
N60 PALHAVÃ-IP SETE RIOS (I)	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,51	740	599	1	1	0%
N60 PALHAVÃ-IP SETE RIOS (II)	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,52	740	599	100	117	20%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA325	A	3,93	686	606	137	124	20%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	137	124	19%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	10,18	1372	1212	140	146	12%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,26	1528	1233	140	146	12%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1372	1212	481	242	35%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCV630	S	0,1	1258	1018	481	242	38%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCV630	S	0,1	1258	1018	481	242	38%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,12	740	599	191	122	26%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	191	122	42%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOMA CAMPS	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,17	582	474	95	94	20%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,12	740	599	220	124	30%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	220	124	49%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	166	82	37%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	166	82	22%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCV630	S	0,06	740	599	126	81	17%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	126	81	28%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	91	57	20%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	91	50	12%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	91	50	20%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	91	50	12%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 AA325	A	17,47	1372	1212	573	421	42%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA160	A	3,2	451	401	222	114	49%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	222	114	49%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	2	2	0%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	2	2	1%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	88	18	24%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	88	18	24%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	1	1x3x1 AAG325	A	0,26	1089	769	392	301	39%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	2,01	1372	1212	392	301	29%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	11	921	658	392	301	46%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 LEHIOV630	S	0,84	740	599	77	9	10%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	77	9	17%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	52	49	8%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	2	2	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	2	2	1%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	54	48	19%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA235	A	13,58	578	512	310	116	54%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,4	686	606	271	161	40%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	109	54	30%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	69	5	15%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHIOV630	S	0,05	740	599	69	5	9%
LN60 1264 SENHORA DE MONFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	90	16	20%
LN60 1266 GOUVEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1372	1212	3	3	0%
LN60 1267 SEIA-GOUVEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	83	64	12%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1372	1212	322	179	23%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA235	A	0,38	921	658	0	0	0%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA235	A	16,27	921	658	323	180	35%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	313	223	46%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1372	1212	411	197	30%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,3	285	208	70	45	24%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,88	451	401	70	45	15%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	366	13	53%
LN60 1274 PARAIMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,6	686	606	212	200	33%
LN60 1275 PARAIMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	277	250	21%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	1	1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	20,2	362	261	1	1	0%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	55	59	15%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1372	1212	285	282	23%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1372	1212	294	259	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 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	294	259	21%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	168	59	37%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	77	12	17%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	100	74	22%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	186	139	27%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	362	181	53%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,1	686	606	318	215	46%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,1	1372	1212	417	258	30%
LN60 1287 PC FORNELO DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,3	1372	1212	507	248	37%
LN60 1288 PC FORNELO DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	183	90	27%
LN60 1289 PC FORNELO DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	185	90	27%
LN60 1290 ORGENS-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1372	1212	308	232	22%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1372	1212	203	183	15%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	5,72	1528	1233	203	183	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 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	201	201	47%
LN60 1296 VILA CHÃ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	289	295	68%
LN60 1296 VILA CHÃ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	289	295	68%
LN60 1297 01 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE/SIAF	1	1x3x1 AA160	A	0,5	362	261	128	133	51%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	214	196	46%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	94	82	21%
LN60 1297 VILA CHÃ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA325	A	3,68	544	384	214	196	51%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	180	162	27%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	180	162	40%
LN60 1299 VILA CHÃ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	180	162	42%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	69	103	24%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	69	103	48%
LN60 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,3	451	401	82	67	18%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,08	740	599	212	197	33%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	212	197	33%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	212	197	49%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1372	1212	235	258	21%
LN60 1306 VILA CHÃ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	161	128	33%
LN60 1307 VILA CHÃ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	160	127	33%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	199	32	44%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	233	49	52%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	18	14	4%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	46	12	10%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	64	16	12%
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	67	67	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	112	106	16%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,1	921	658	49	39	6%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	1	1	0%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	174	117	25%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,06	582	474	62	59	12%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	2	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	62	59	22%
LN60 1318 TORTOSENDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	132	150	25%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDÃO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	122	78	18%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSENDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1372	1212	207	164	15%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	289	256	42%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	1	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	306	129	66%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	285	112	41%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	75	6	17%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	348	303	51%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	25	25	6%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1372	1212	217	199	16%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1372	1212	136	123	10%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,7	451	401	76	76	19%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,74	582	474	76	76	16%
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	1372	1212	3	3	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	1	1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	1	1	0%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	0,41	1372	1212	204	188	16%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	2	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	204	188	49%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	204	188	36%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	4	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	204	188	31%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	5	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	204	188	36%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,09	899	725	204	188	26%
LN60 1333 PEREIROS (REN)-ALTO S.JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1089	769	339	323	42%
LN60 1334 01 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	132	107	29%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	1	1	0%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	131	107	37%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	131	107	23%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	51	50	17%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	51	50	10%
LN60 1335 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	51	50	17%
LN60 1336 01 PEREIROS (REN)-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0	0	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	1	1	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	1	1	0%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	2	2	1%
LN60 1336 PEREIROS (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	2	2	0%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	1	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	158	125	16%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	158	125	33%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	158	125	23%
LN60 1337 PEREIROS (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	158	125	48%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	1	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	110	104	40%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	2	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	110	104	26%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	3	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	108	103	20%

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 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	108	103	27%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	108	103	17%
LN60 1339 PEREIROS (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	899	725	108	103	14%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	147	114	21%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	147	114	44%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	146	122	21%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	64	56	22%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	99	77	14%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	99	77	30%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIROS (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	146	122	21%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	238	135	44%
LN60 1344 RAIVA-PEREIROS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	260	174	48%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	156	125	35%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÃ	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,64	1528	1233	494	304	32%
LN60 1348 PEREIROS (REN)-LOUSÃ	2	2x3x1 AA325	A	16,07	1372	1212	494	304	36%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	201	162	29%
LN60 1349 PEREIROS (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,04	740	599	201	162	27%
LN60 1351 LOUSÃ-LOUSÃ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	274	114	40%
LN60 1352 LOUSÃ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	360	275	53%
LN60 1353 LOUSÃ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	93	93	23%
LN60 1354 LOUSÃ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	91	91	23%
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 AA130	A	3,92	338	301	1	1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1	1	1%
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 AA160	A	0,42	451	401	1	1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1	1	1%
LN60 1357 LOUSÃ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1372	1212	103	76	7%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	253	195	37%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1372	1212	242	222	18%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	102	111	18%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	74	90	34%
LN60 1363 01 PRACANA-TALAGUEIRA I /VILA VELHA DE RÓDÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,54	686	606	102	112	18%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	119	130	21%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1230	861	502	533	62%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	502	533	78%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	2x3x1 AA400	A	1,07	1230	861	142	164	19%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	142	164	38%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,08	1528	1233	293	348	28%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x1 AMG228	A	3,09	1136,8	1007,6	293	348	35%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	1x3x1 AMG228	A	1,43	1136,8	1007,6	293	348	35%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	1x3x1 AC380	A	0,83	1425	1365	293	348	25%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	3,1	686	606	386	393	65%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURE	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	162	218	36%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	330	279	24%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	330	279	37%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1372	1212	330	279	24%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,18	1258	1018	477	195	38%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	13,94	1372	1212	477	195	35%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,25	1258	1018	477	195	38%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 AA325	A	12,88	1372	1212	298	226	22%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	1,4	1528	1233	298	226	20%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	4,28	582	474	99	68	17%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	209	94	28%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	209	94	46%
LN60 1418 PEREIROS (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1372	1212	261	221	19%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,88	899	725	202	129	22%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	2	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	202	129	29%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1372	1212	137	144	12%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,94	1372	1212	251	154	18%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,5	1372	1212	177	117	13%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	1	1	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	1	1	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	182	147	27%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	182	147	45%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	310	308	51%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	326	261	21%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	16,76	1372	1212	326	261	24%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	54	39	8%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	54	39	8%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,34	899	725	54	39	6%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,77	740	599	54	39	7%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	199	244	64%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	199	244	47%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	27	24	5%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	27	24	11%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 AA160	A	5,9	451	401	27	24	6%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,08	582	474	27	24	5%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	87	75	13%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,12	582	474	200	138	34%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	200	138	29%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	200	138	44%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	244	274	38%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	2	2x3x1 AA400	A	0,64	1230	861	244	274	32%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	3	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	244	274	40%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	4	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	244	274	64%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	0	82	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	0	82	20%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 AA160	A	2,3	362	261	0	82	31%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	43	43	11%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA325	A	6,37	686	606	244	139	36%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	22	22	5%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	1	1x3x1 AA325	A	9,75	686	606	409	408	67%

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 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	409	408	56%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	67	70	12%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	67	70	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	12	686	606	67	71	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,2	686	606	67	71	12%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	1	2x3x1 AA235	A	1,28	1155	1024	99	107	10%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	99	107	15%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,39	899	725	99	107	15%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM-LAVOS (REN)	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	588	578	48%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	19,22	544	384	1	1	0%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 AA325	A	1,67	686	606	102	111	18%
LN60 1520 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 AA325	A	20,07	544	384	102	111	29%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,37	899	725	161	138	19%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	2	1x3x1 AA235	A	0,69	460	329	161	138	42%
LN60 1522 CANTANHEDE-PC CANTANHEDE	3	1x3x1 AA325	A	3,9	686	606	161	138	23%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,38	899	725	135	119	16%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	2	1x3x1 AA235	A	10,87	460	329	135	119	36%
LN60 1523 PC CANTANHEDE-MIRA	3	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	135	119	30%
LN60 1524 PE TOCHA II-SE TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	686	606	280	282	47%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	97	7	22%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	36	40	7%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	2	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	37	41	16%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	3	1x3x1 AA235	A	9,09	460	329	36	40	12%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	4	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0	0	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	5	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	2	2	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	6	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 ARGANIL-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	7	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0	0	0%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,08	1528	1233	242	221	18%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	2	2x3x1 AA325	A	2,8	1372	1212	242	221	18%
LN60 FERRO (REN)-CSF BOIDOBRA	1	2x3x1 AA325	A	3,3	1372	1212	323	361	30%
LN60 FERRO (REN)-CSF BOIDOBRA	2	1x3x1 AA325	A	0,4	686	606	323	361	60%
LN60 MANTEIGAS-AH MANTEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,02	451	401	64	0	14%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	51	13	9%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	51	13	7%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	0,1	544	384	51	13	9%
LN60 PARAIMO (REN)-CF FERIDOURO	1	1x3x1 AA325	A	16	686	606	275	326	54%
LN60 PEREIROS (REN)-CF BARCOS	1	1x3x1 AA325	A	4	686	606	323	410	68%
LN60 SABUGUEIRO-DESTERRO	1	1x3x1 AA160	A	2,15	451	401	134	27	30%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	1	1x3x1 AA325	A	1,43	686	606	1	1	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	2	1x3x1 AA325	A	13,65	544	384	1	1	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	3	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	0	0	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	4	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	0	0	0%
LN60 SEIA-SABUGUEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,73	544	384	235	49	43%
LN60 SEIA-SABUGUEIRO	2	1x3x1 AA325	A	1,43	686	606	235	49	34%
LN60 SOURE-CF ENERLAND	1	1x3x1 AA160	A	4,5	451	401	104	133	33%
LN60 SOURE-CF QUINTA DA CRUZ	1	1x3x1 AA160	A	1,5	451	401	125	117	29%
LN60 TÁBUA (REN)-ARGANIL	1	1x3x1 AA235	A	7,6	460	329	103	110	33%
LN60 TÁBUA (REN)-ARGANIL	2	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	103	110	18%
LN60 TÁBUA (REN)-CF DE TÁBUA	1	1x3x1 AA325	A	3	686	606	308	386	64%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	103	110	18%
LN60 VÁRZEA-CSF BOIDOBRA	1	2x3x1 AA325	A	2,97	1372	1212	170	172	14%
LN60 VÁRZEA-CSF BOIDOBRA	2	1x3x1 AA325	A	0,4	686	606	170	172	28%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CB DE VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	263	291	48%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	272	282	47%
LN60 1515 PC CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,67	899	725	260	274	38%
LN60 01 V.N.FAMALICÃO(REN)/BEIRIZ-MOSTEIRÓ	1	2x3x1 AA325	A	8,96	1372	1212	339	312	26%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	89	80	13%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	219	204	51%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AA325	A	0,9	544	384	165	147	38%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	165	147	25%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZ	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,2	1528	1233	595	430	39%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	595	430	43%
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	194	156	28%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	2x3x1 AA235	A	19,19	921	658	2	2	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEI	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	146	116	11%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRÓ	1	2x3x1 AA325	A	7,59	1089	769	146	116	15%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	46	46	11%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	0,09	1155	1024	265	235	23%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	265	235	36%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	3,91	1089	769	340	313	41%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	1	1	0%
LN60 1085 MOSTEIRÓ-BEIRIZ	3	2x3x1 AA325	A	10,64	1089	769	1	1	0%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA325	A	2,82	544	384	334	286	75%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA325	A	1,11	544	384	79	79	21%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA325	A	4,17	1089	769	79	79	10%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	3	2x3x1 AA325	A	2,72	1089	769	79	79	10%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA325	A	11,99	544	384	200	184	48%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	899	725	128	118	16%
LN60 1090 FEIRA (REN)-FEIRA	1	2x3x1 AA325	A	6,7	1372	1212	582	469	42%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,16	899	725	183	148	20%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 AA325	A	3,57	544	384	183	148	38%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,28	740	599	183	148	25%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,99	582	474	57	57	12%
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	9,79	686	606	38	38	6%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	2,05	544	384	305	318	83%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	305	318	52%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	3	2x3x1 AA160	A	1,6	723	523	305	318	61%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	4	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	305	318	52%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	1	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	0	0	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	0	0	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA325	A	1,4	1089	769	353	308	40%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA325	A	1,37	1089	769	362	315	41%
LN60 1103 01 AMIEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	22	20	5%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,22	537	387	0	0	0%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 CU185	A	1,6	537	387	22	20	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 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	2x3x1 AA325	A	6,56	1089	769	391	321	42%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	2	1x3x1 AC380	A	0,67	1425	1365	391	321	27%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P.TRAVAGEM I/SAKTI	1	1x3x1 AA160	A	0,24	362	261	0	0	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	1,1	398	286	64	69	24%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	64	69	24%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,13	398	286	0	0	0%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	2x3x1 AA325	A	3,1	1372	1212	166	134	12%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA325	A	2,89	1372	1212	206	168	15%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	134	101	19%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 AA325	A	0,72	686	606	78	92	15%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	249	165	36%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,09	899	725	249	165	28%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	249	165	46%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	4	1x3x1 AA325	A	0,64	686	606	249	165	36%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	5	1x3x1 AA325	A	2	686	606	249	165	36%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	164	157	26%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	111	97	16%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,18	899	725	156	126	17%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	156	126	24%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 AA325	A	1,03	544	384	156	126	33%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,26	740	599	156	126	21%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,19	1528	1233	215	162	14%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	2x3x1 AA160	A	6,46	902	802	215	162	24%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	215	162	31%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	5	1372	1212	1	1	0%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	2x3x1 AA325	A	3,51	1089	769	126	103	13%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	2x3x1 AA325	A	3,31	1089	769	134	110	14%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	54	54	13%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	2	2	0%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1	1	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1	1	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	0	0	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	2	2	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	723	523	2	2	0%
LN60 1130B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,43	723	523	0	0	0%
LN60 1133 SERZEDO-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	205	175	15%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA160	A	0,33	362	261	44	44	17%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	286	230	60%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	286	230	44%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,1	902	802	245	192	27%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	1,98	1372	1212	268	220	20%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	4,37	1089	769	268	220	29%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1089	769	328	268	35%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1372	1212	260	218	19%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1089	769	394	334	43%
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,9	1089	769	447	379	49%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	2x3x1 AA235	A	3,2	921	658	126	116	18%
LN60 1143 CRESTUMA-ÁGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	133	127	33%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	0,15	544	384	32	20	6%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AA325	A	0,25	544	384	32	20	6%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AA325	A	0,61	544	384	32	20	6%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,33	544	384	2	2	1%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	2x3x1 AA325	A	18,88	1089	769	2	2	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AC380	A	0,66	1425	1365	2	2	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AM288	A	1,86	659	583	1	1	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	7,49	723	523	1	1	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1372	1212	181	134	13%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	1	1	0%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	1	1	0%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	300	233	22%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,09	1258	1018	300	233	24%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,47	1372	1212	305	250	22%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	1258	1018	305	250	25%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1372	1212	370	302	27%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	43	43	11%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	1x3x1 AAG325	A	0,07	1089	769	1	1	0%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,93	740	599	1	1	0%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	415	415	69%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	2x3x1 AA160	A	5,6	723	523	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	1	1	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	0,72	723	523	39	39	7%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	39	39	6%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 AA160	A	18,22	362	261	77	43	21%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	90	93	24%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	2	2x3x1 AA160	A	0,6	723	523	90	93	18%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	3	2x3x1 AA160	A	0,61	902	802	90	93	12%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,8	544	384	52	52	14%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	1,22	544	384	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0	0	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	3	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	0	0	0%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,8	1372	1212	209	185	15%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	1	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	70	62	19%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	2	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	70	62	16%
LN60 1216 DEVESA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	87	91	24%
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 AA160	A	9,78	723	523	1	1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA400	A	0,4	1230	861	1	1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	8,38	902	802	161	173	22%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	161	173	29%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	236	235	39%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1372	1212	335	301	25%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	1528	1233	335	301	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 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	486	390	66%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,8	1089	769	495	407	53%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1089	769	502	413	54%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	12,39	902	802	133	131	16%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	8,52	1372	1212	348	308	25%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	61	60	18%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA195	A	0,94	398	286	35	32	11%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA195	A	4,41	398	286	35	32	11%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	3	1x3x1 AA235	A	0,3	460	329	35	32	10%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA235	A	0,42	460	329	35	33	10%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA195	A	1,04	398	286	35	33	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	3	1x3x1 AA195	A	3,91	398	286	35	33	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	4	1x3x1 AA235	A	0,26	460	329	35	33	10%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	544	384	52	52	14%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	2,8	544	384	149	149	39%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0	0	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0	0	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	1	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	153	153	46%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	1,32	544	384	153	153	40%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,9	1372	1212	474	426	35%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	246	245	64%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÔ	1	2x3x1 AA325	A	7,3	1089	769	338	252	33%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	2x3x1 AA325	A	0,64	1372	1212	158	158	13%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	2x3x1 AA325	A	2,35	1372	1212	158	158	13%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	3	2x3x1 AA325	A	0,17	1372	1212	88	89	7%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1089	769	499	447	58%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	134	122	32%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	134	122	20%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1372	1212	378	342	28%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	278	219	42%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	1	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	126	93	18%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	126	93	18%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	119	108	41%
LN60 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,6	544	384	144	114	30%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	1	1x3x1 LXHIOV630	S	0,15	740	599	44	42	7%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	44	42	7%
LN60 1248 TEIXO (PRE)-ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,5	451	401	88	34	19%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	187	226	28%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRELN60 1250 ALBERGARIA-VI	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	187	226	31%
LN60 1251 CANDAL E COELHEIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	17,99	902	802	2	2	0%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	34	43	11%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	383	300	56%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,75	740	599	222	137	30%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,11	740	599	383	300	52%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	4,28	1372	1212	319	291	24%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,05	1528	1233	319	291	24%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,84	1528	1233	392	372	30%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1155	1024	392	372	36%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 AA325	A	0,75	1372	1212	392	372	31%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	2,73	1528	1233	453	430	35%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,13	1528	1233	453	430	35%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 AA325	A	0,86	1372	1212	453	430	35%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 LXHIOLE630	S	2,1	1258	1018	212	219	21%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	4	4	1%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	194	146	25%
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCV630	S	4,54	740	599	121	103	17%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	4	4	1%
LN60 1398 PC PRELADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCV630	S	2,45	740	599	128	110	18%
LN60 1400 PC PRELADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	201	149	27%
LN60 1401 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCV630	S	1,54	740	599	366	294	49%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 AA325	A	6	1372	1212	474	398	35%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	53	40	7%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	5,01	899	725	85	74	10%
LN60 1412 BARRÔ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	51	51	16%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	1	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	149	142	23%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	149	142	28%
LN60 1419 GAFANHA-ÍLHAVO	3	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	149	142	23%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	2,27	582	474	126	124	26%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,23	899	725	88	75	10%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ÍLHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1372	1212	424	369	31%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	212	178	34%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	212	178	31%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,93	386	325	81	81	25%
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 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1372	1212	71	62	5%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	1528	1233	71	62	5%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1372	1212	236	217	18%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,1	899	725	104	72	12%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	104	72	15%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	137	170	24%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDUÍDO	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1372	1212	26	28	2%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	1,4	582	474	26	28	6%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	26	28	7%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,06	899	725	239	278	38%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	7,86	686	606	239	278	46%
LN60 1500 SANGUEDO-AMORIM & IRMÃOS	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	4,14	582	474	43	43	9%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	1	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	39	38	6%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	2	2x3x1 CU120	A	10,92	816	595	39	38	6%
LN60 1505 01 PC CORTEGACA-ARADA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2	2	1%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	1	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0	0	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	2	2x3x1 CU120	A	1,34	816	595	2	2	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA–ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	2	2	0%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,35	686	606	205	212	35%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	2	2x3x1 AA160	A	4,32	723	523	205	212	40%

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 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,1	899	725	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	3	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	1	1	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	4	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	1	1	0%
LN60 1512 PC CACIA-NAVIGATOR TISSUE	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,63	899	725	107	136	19%
LN60 1521 CRESTUMA-PEDROSO	1	2x3x1 AA325	A	4,08	1372	1212	1045	693	76%
LN60 1521 CRESTUMA-PEDROSO	2	1x3x1 AC380	A	2,41	1425	1365	1045	693	73%
LN60 1535 CAMPO ALEGRE-PC PRELADA	1	1x3x1 LECV630	S	2,37	740	599	189	165	28%
LN60 1535 CAMPO ALEGRE-PC PRELADA	2	1x3x1 LXCV630	S	1,62	740	599	189	165	28%
LN60 9010 PC BARBOSA & ALMEIDA-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,06	740	599	120	120	20%
LN60 ÁGUAS DE LEVER-JOVIM/A S BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,27	544	384	0	0	0%
LN60 ANTAS-C24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,04	740	599	123	97	17%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXCV630	S	2,48	740	599	80	62	11%
LN60 ANTAS-LAPA	2	1x3x1 LXCV630	S	2,49	740	599	80	62	11%
LN60 ANTAS-LAPA	3	1x3x1 LXCV630	S	2,53	740	599	80	62	11%
LN60 ANTAS-VITORIA	1	1x3x1 LXCV630	S	0,63	740	599	107	97	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	2,04	740	599	104	95	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	3	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,53	740	599	106	96	16%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	137	170	28%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	2	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	137	170	33%
LN60 BAMISO-ENERPULP	1	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	1	1	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP	2	1x3x1 AA160	A	0,5	451	401	0	0	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP	3	2x3x1 AA325	A	0,17	1372	1212	92	88	7%
LN60 BAMISO-ENERPULP	4	2x3x1 AA325	A	0,55	1372	1212	164	157	13%
LN60 BAMISO-ENERPULP	5	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	60	60	10%
LN60 BAMISO-ENERPULP	6	2x3x1 AA325	A	0,12	1372	1212	164	157	13%
LN60 BAMISO-ENERPULP/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0	0	0%
LN60 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	4,08	1089	769	480	399	52%
LN60 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	2	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	2,22	1528	1233	483	402	33%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	95	80	13%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LECV630	S	1,33	740	599	95	80	13%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LXCV630	S	0,63	740	599	95	80	13%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	4	1x3x1 LECV630	S	0,57	740	599	95	80	13%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	5	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,1	740	599	95	80	13%
LN60 CUSTOIAS-UNICER	1	2x3x1 AA325	A	2,96	1372	1212	41	60	5%
LN60 CUSTOIAS-UNICER	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	41	60	10%
LN60 CUSTOIAS-UNICER	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,07	899	725	41	60	8%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,13	899	725	309	250	35%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III A	1	1x3x1 AA325	A	4,79	544	384	154	125	32%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III A	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,92	740	599	154	125	21%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III B	1	1x3x1 AA325	A	4,72	544	384	156	126	33%
LN60 ERMESINDE (REN)-ANTAS III B	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,91	740	599	156	126	21%
LN60 ERMESINDE (REN)-CP TRAVAGEM I	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	0	0	0%
LN60 ERMESINDE (REN)-CP TRAVAGEM II	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,14	899	725	0	0	0%
LN60 ESGUEIRA-GRÉSPANARIA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,4	582	474	60	46	10%
LN60 ESTARREJA (REN)-FV ACAÍL	1	2x3x1 AA160	A	9,94	723	523	129	166	32%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-VILA CONDE	1	2x3x1 AA325	A	10,61	1372	1212	362	323	27%
LN60 FV-ACAÍL-PC ACAÍL	1	2x3x1 AA160	A	0,16	723	523	15	15	3%
LN60 FV-ACAÍL-PC ACAÍL	2	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	15	15	3%
LN60 1091 Maia-Vila do Conde	1	2x3x1 AA325	A	6,18	1372	1212	91	72	7%
LN60 1091 Maia-Vila do Conde	2	2x3x1 AA325	A	10,82	1372	1212	91	72	7%
LN60 1091 01 Maia-Vila do Conde/Mosteiró	2	1x3x1 AC380	A	0,21	1425	1365	89	71	6%
LN60 MURO-SOCITREL	1	1x3x1 AA160	A	5	451	401	34	42	10%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	1	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	119	119	23%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	119	119	20%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	188	152	29%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	4	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	188	152	40%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	5	1x3x1 AC380	A	2,16	1425	1365	291	267	20%
LN60 PRELADA-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	3,67	582	474	71	55	12%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,53	740	599	168	131	23%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	2	1x3x1 LXCV630	S	5,7	740	599	168	131	23%
LN60 UNICER-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,53	686	606	0	0	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,05	899	725	1	1	0%
LN60 VALE DE CAMBRA-IGNICHOICE RENEWABLE ENERGY III	1	1x3x1 AA160	A	5,7	451	401	164	216	54%
LN60 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	3,22	899	725	252	218	30%
LN60 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	2	2x3x1 AA235	A	1,96	921	658	252	218	33%
LN60 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	6,57	723	523	252	218	42%
LN60 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	4	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	252	218	57%
LN60 VISTA ALEGRE-ARESTAL GREEN	1	1x3x1 AA325	A	3	686	606	408	482	80%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1230	861	108	132	15%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1089	769	108	132	17%
LN60 1364 PRACANA-VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	22,36	686	606	1	1	0%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	162	146	38%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA(PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	211	186	47%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	1	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	107	142	54%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	2	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	107	142	43%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÃ	3	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	107	142	54%
LN60 1369 SERTÃ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	93	93	23%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	183	179	30%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA160	A	11,3	451	401	115	115	29%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	115	115	19%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA325	A	6,3	686	606	161	125	24%
LN60 1378 PONTÃO-PEDRÓGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	45	40	10%
LN60 1465 SERTÃ-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	19,34	451	401	1	1	0%
LN60 1465 SERTÃ-PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,06	582	474	1	1	0%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	7,11	686	606	244	284	47%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	102	113	28%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0	0	0%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	12,2	544	384	102	113	29%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	18,31	686	606	140	142	23%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	1	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1	1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	1	1	0%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	350	319	53%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,38	1528	1233	553	493	40%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,38	1528	1233	551	491	40%

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 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 AL1200	S	0,37	1669	1403	581	518	37%
LN60 6101 MATACÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	686	606	195	177	29%
LN60 6120 MATACÃES- PC À DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	280	282	70%
LN60 6120 MATACÃES- PC À DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	280	282	46%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	11,99	686	606	117	147	24%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	1	1	0%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	310	410	68%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	94	154	38%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	36	36	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	129	123	31%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	129	123	20%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	287	199	64%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,05	582	474	287	199	49%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,3	451	401	98	105	26%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,62	582	474	98	105	22%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	69	88	20%
LN60 6175 MATACÃES-JOGUINHO 2	1	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	354	383	63%
LN60 6178 CABEDA-CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	321	404	67%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	218	190	49%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATA	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1372	1212	423	448	37%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1372	1212	472	328	34%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	299	228	44%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASAINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	81	88	22%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	120	108	18%
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	122	109	18%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURIÇAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1372	1212	373	310	27%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA160	A	16,78	362	261	1	1	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	196	151	58%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x3x1 AA260	A	9,76	475	338	40	37	11%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	218	164	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	379	345	80%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1230	861	374	308	36%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	2	2x3x1 AA325	A	0,3	1372	1212	374	308	27%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1372	1212	378	311	28%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1230	861	455	361	42%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA485	A	0,34	1445	1004	455	361	36%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA400	A	0,08	1230	861	455	361	42%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	186	181	47%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-PS SÃO MAMEDE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	106	112	28%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	123	119	28%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	123	119	31%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	296	278	65%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1372	1212	312	277	23%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	223	207	54%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	196	156	41%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	183	180	45%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	163	163	41%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,24	386	325	163	163	50%
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 LXHIOLE185	S	0,21	386	325	0	0	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,18	386	325	81	69	21%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	81	69	26%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0	0	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	81	68	33%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	81	68	33%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,3	451	401	81	68	18%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	81	68	18%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	6	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,2	386	325	0	0	0%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	6	6	2%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	109	98	16%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	92	82	24%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	202	166	43%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	202	166	29%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	151	116	35%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	33	31	12%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,8	544	384	331	264	69%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	2x3x1 AA235	A	7,62	921	658	251	235	36%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	251	235	39%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	176	138	36%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	88	69	21%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1089	769	286	239	31%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	88	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	12,07	686	606	63	62	10%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	63	62	10%
LN60 6251 LOURINHÃ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	436	388	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	436	388	210	187	48%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,5	436	388	91	81	21%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	4	5	2%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	20	15	3%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	5,4	544	384	213	180	47%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	213	180	31%
LN60 6257 ZÊZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	225	192	33%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,33	451	401	0	0	0%
LN60 6258 01 EPAL II	2	1x3x1 AA325	A	0,48	686	606	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN) I	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	236	189	34%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN) I	2	1x3x1 AA325	A	10,99	686	606	236	189	34%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,46	386	325	123	115	35%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	184	164	27%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	1,6	386	325	97	96	30%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	1,18	1528	1233	258	344	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 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	258	344	28%
LN60 6272 01 BAIRRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	172	172	43%
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	172	172	45%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	198	230	57%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	198	230	38%
LN60 6283 MERCEANA-MATACÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	90	58	17%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	2	2	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,61	899	725	2	2	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,09	899	725	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	2	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1	1	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1	1	0%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	165	132	34%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	165	132	24%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,08	899	725	165	132	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	165	132	24%
LN60 6340 ALMEIRIM-ALPIARÇA	1	1x3x1 AA325	A	11,01	686	606	100	109	18%
LN60 6340 ALMEIRIM-ALPIARÇA	2	2x3x1 LXHIOLE400	S	1,19	989	806	100	109	14%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	38	38	10%
LN60 6470 CF TENDEIROS-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA160	A	2,92	451	401	182	183	46%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,81	544	384	210	272	71%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	210	272	45%
LN60 6477 CASAL DA LEBRE-CRISAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,57	582	474	37	37	8%
LN60 6487 PS GRANHO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	16,71	686	606	198	248	41%
LN60 6490 SÃO JORGE-CABOPOL	1	1x3x1 LXHIOLE(cbe)400	S	0,51	582	474	36	36	8%
LN60 6493 PS SÃO MAMEDE-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	3,33	451	401	277	257	64%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	209	170	44%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÊZERE	1	1x3x1 AA325	A	1,85	686	606	246	185	36%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÊZERE	2	1x3x1 AA325	A	13,69	544	384	246	185	48%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	2	2	1%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	118	133	22%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	118	133	22%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	121	99	38%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	114	147	37%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	2	1x3x1 AA160	A	5,18	362	261	114	147	56%
LN60 6507 VALE FIGUEIRA-ALCANHOES	3	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	114	147	37%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	15	17	4%
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 AA325	A	10,19	686	606	2	2	0%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,09	899	725	15	17	2%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	1	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	253	309	51%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	253	309	51%
LN60 6512 ALCANHOES-SÃO BENTO	3	1x3x1 AA160	A	2,99	451	401	253	309	77%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	71	90	15%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	68	78	20%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	229	176	33%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	210	272	71%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	15	17	10%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	114	129	33%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	2x3x1 AA325	A	4,21	1372	1212	124	140	12%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	2	2	0%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	2	2	1%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	138	114	30%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	49	41	11%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,11	899	725	49	41	6%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	117	118	31%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	118	109	28%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	94	105	27%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	72	78	20%
LN60 6542 GLÓRIA-PS GRANHO	1	1x3x1 AA325	A	5,11	686	606	66	78	13%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	225	200	52%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	163	124	24%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	16,63	686	606	229	172	33%
LN60 6546/49 ZÊZERE-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	0,26	686	606	229	172	33%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	239	184	35%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	165	185	30%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	321	261	68%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	1	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	2	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	47	67	11%
LN60 6552 GLÓRIA-PS MARINHAIS	3	1x3x1 AA325	A	0,96	544	384	47	67	18%
LN60 6553 PS MARINHAIS-MEXEEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	47	67	11%
LN60 6553 PS MARINHAIS-MEXEEIRO	2	1x3x1 AA325	A	11,26	544	384	47	67	18%
LN60 6554 CF MEXEEIRO-PS MARINHAIS	1	1x3x1 AA160	A	0,88	451	401	0	0	0%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	245	188	36%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	686	606	78	84	14%
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	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	218	131	48%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	218	131	48%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	18,1	451	401	72	80	20%
LN60 6562 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	71	79	20%
LN60 6563 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6563 ZÊZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	9	10	2%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	2x3x1 AA325	A	3,8	1372	1212	139	157	13%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	21,84	451	401	1	1	0%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	2	2	1%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x3x1 AA160	A	21,89	451	401	9	10	2%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	9	10	2%
LN60 6567 MEXEEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	119	123	32%
LN60 6567 MEXEEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	119	123	20%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,1	451	401	165	150	37%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS I	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,34	1528	1233	436	428	35%
LN60 6572 ENVIROIL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	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 6574 FONTAÍNHAS-ALCANEDE	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	155	136	17%
LN60 6575 ZÊZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1372	1212	392	320	29%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	173	137	38%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	146	113	21%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	47	67	11%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,47	899	725	191	255	35%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	191	255	42%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS II	1	2x3x1 LXHIOLE1000	S	0,36	1528	1233	411	403	33%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,85	451	401	117	118	29%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	114	102	17%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	686	606	156	230	38%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	114	140	23%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	161	149	25%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	161	149	25%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,06	899	725	161	149	20%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	124	106	19%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	124	106	18%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1372	1212	236	197	17%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1372	1212	393	357	29%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	241	204	35%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,4	1372	1212	240	203	17%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1372	1212	1	1	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1372	1212	142	116	10%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	6,31	1089	769	446	333	43%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 AA235	A	6,72	921	658	446	333	51%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 LXHIOLE(cbe)100	S	0,6	1528	1233	446	333	29%
LN60 6593 PONTÃO-ALVAIÁZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	166	157	26%
LN60 ALCÁÇOVA-CF ALCAIDE	1	1x3x1 AA160	A	7,53	451	401	155	208	52%
LN60 AZOIA-LOTE20 (18 MVA)	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	0,98	582	474	153	189	40%
LN60 CARRASCAL-SANTO ESTÊVÃO	1	1x3x1 AA325	A	11,29	544	384	139	150	39%
LN60 CARRASCAL-SANTO ESTÊVÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,79	686	606	139	150	25%
LN60 ESTREMOZ (REN)-PC AT SOUSEL	1	2x3x1 AA325	A	11,72	1372	1212	287	305	25%
LN60 ESTREMOZ (REN)-PC AT SOUSEL	2	2x3x1 AA325	A	0,11	1372	1212	287	305	25%
LN60 ESTREMOZ(REN)-ARRONCHES	1	2x3x1 AA325	A	32,44	1372	1212	128	100	9%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHIOLE185	S	0,06	386	325	69	41	18%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	1	1x3x1 LXHIOLE630	S	0,74	740	599	316	438	73%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	2	1x3x1 AA325	A	7,94	686	606	316	438	72%
LN60 PC AT SOUSEL-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,04	686	606	95	159	26%
LN60 PC AT SOUSEL-MARANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	18,64	686	606	82	137	23%
LN60 PC AT SOUSEL-SOUSEL	1	1x3x1 AA325	A	2,59	686	606	27	29	5%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	1	1x3x1 AA325	A	2,7	686	606	145	204	34%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	2	1x3x1 LXHIOLE630	S	1,2	740	599	145	204	34%
LN60 PORTALEGRE ZI-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	23,3	544	384	1	1	0%
LN60 PORTALEGRE ZI-ARRONCHES	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	1	1	0%
LN60 RIO MAIOR-SIFUCEL	1	1x3x1 LXHIOLE400	S	1,5	582	474	63	67	14%
LN60 S.VICENTE-PORTALEGRE ZI	1	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	44	32	8%
LN60 S.VICENTE-PORTALEGRE ZI	2	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	44	32	6%
LN60 SANTO ESTÊVÃO-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	22,02	544	384	113	124	32%
LN60 SANTO ESTÊVÃO-CORUCHE	2	1x3x1 AA325	A	1,8	686	606	113	124	20%
LN60 VENDA NOVA-ZÊZERE (REN)	1	1x3x1 AA325	A	11,18	686	606	236	189	34%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	214	136	31%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,1	899	725	214	136	24%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	164	169	28%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHIOLE1000	S	0,11	899	725	164	169	23%

ANEXO B.2 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

Anexo B.2.1 – Caracterização da Rede MT 31.12.2022

Anexo B.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Página em branco

ANEXO B.2.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT 31.12.2022

Página em branco

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
ABÓBODA	Cascais	AT/MT	60/10	10	25,4	16,3	25,4	19	7,8	118,6	126,4	6,7	1,3	0,9	1,3	0
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	AT/MT	60/30	30	11,9	11,1	11,9	6	638,5	11,0	649,6	108,3	2,0	1,9	2,0	5
AEROPORTO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	26,7	25,1	26,7	26	0,0	83,3	83,3	3,2	1,0	1,0	1,0	0
ÁGUEDA	Águeda	AT/MT	60/15	15	39,5	33,7	39,5	11	251,4	21,7	273,1	24,8	3,6	3,1	3,6	0
AGUIEIRA	Penacova	AT/MT	60/15	15	8,6	6,5	8,6	4	156,7	4,2	161,0	40,3	2,2	1,6	2,2	0
ALAMEDA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	21,4	19,5	21,4	18	0,0	34,8	34,8	1,9	1,2	1,1	1,2	0
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	AT/MT	60/15	15	14,9	11,9	14,9	6	146,6	1,7	148,3	24,7	2,5	2,0	2,5	0
ALBUFEIRA	Albufeira	AT/MT	60/15	15	30,7	42,9	42,9	11	15,8	90,9	106,7	9,7	2,8	3,9	3,9	0
ALCÁCER DO SAL	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	11,2	14,5	14,5	6	360,4	21,1	381,4	63,6	1,9	2,4	2,4	3
ALCÁÇOVA	Elvas	AT/MT	60/30	30	30,1	25,8	30,1	10	584,7	42,1	626,8	62,7	3,0	2,6	3,0	4
ALCAINS	Castelo Branco	AT/MT	60/30/15	15	6,7	5,5	6,7	6	229,5	7,5	237,0	39,5	1,1	0,9	1,1	0
ALCAINS	Castelo Branco	AT/MT	60/30/15	30	1,7	1,4	1,7	5	103,4	0,7	104,1	20,8	0,3	0,3	0,3	1
ALCANEDE	Santarém	AT/MT	60/30	30	15,9	14,7	15,9	4	108,8	3,5	112,3	28,1	4,0	3,7	4,0	0
ALCOBAÇA	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	16,0	13,0	16,0	5	86,6	23,2	109,8	22,0	3,2	2,6	3,2	0
ALCOITÃO	Cascais	AT/MT	60/10	10	23,6	18,8	23,6	15	11,1	93,4	104,5	7,0	1,6	1,3	1,6	0
ALDEIA NOVA	Castro Marim	AT/MT	60/15	15	14,6	27,0	27,0	11	118,3	111,1	229,4	20,9	1,3	2,5	2,5	0
ALEGRIA	Coimbra	AT/MT	60/15	15	23,3	19,8	23,3	14	1,0	75,9	76,9	5,5	1,7	1,4	1,7	0
ALFARELOS	Soure	AT/MT	60/15	15	11,3	7,7	11,3	6	148,8	14,1	162,9	27,2	1,9	1,3	1,9	0
ALFENA	Valongo	AT/MT	60/15	15	27,7	22,4	27,7	8	64,1	40,1	104,2	13,0	3,5	2,8	3,5	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	15,4	12,2	15,4	9	48,7	49,7	98,4	10,9	1,7	1,4	1,7	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	21,8	17,3	21,8	10	101,5	52,5	154,0	15,4	2,2	1,7	2,2	0
ALJEZUR	Aljezur	AT/MT	60/15	15	5,5	5,4	5,5	4	128,7	18,1	146,7	36,7	1,4	1,3	1,4	0
ALJUSTREL	Aljustrel	AT/MT	60/30/15	15	2,6	3,5	3,5	4	92,5	9,0	101,5	25,4	0,6	0,9	0,9	0
ALJUSTREL	Aljustrel	AT/MT	60/30/15	30	9,1	12,3	12,3	5	431,2	3,7	435,0	87,0	1,8	2,5	2,5	3
ALMANCIL	Loulé	AT/MT	60/15	15	12,6	22,0	22,0	7	34,0	62,6	96,5	13,8	1,8	3,1	3,1	0
ALMEIRIM	Almeirim	AT/MT	60/30/15	30	25,1	29,7	29,7	9	453,2	16,5	469,7	52,2	2,8	3,3	3,3	2
ALMODÔVAR	Almodôvar	AT/MT	60/15	15	3,5	2,6	3,5	4	192,9	4,6	197,5	49,4	0,9	0,7	0,9	0
ALMOUROL	Vila Nova da Barquinha	AT/MT	60/30	30	13,9	13,8	13,9	6	228,8	8,5	237,3	39,6	2,3	2,3	2,3	1
ALPALHÃO	Nisa	AT/MT	60/30	30	10,9	6,9	10,9	6	384,4	7,3	391,8	65,3	1,8	1,1	1,8	2
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	AT/MT	60/30	30	4,9	4,2	4,9	5	318,9	4,4	323,3	64,7	1,0	0,8	1,0	2
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	AT/MT	60/15	15	14,4	12,9	14,4	10	17,2	41,9	59,2	5,9	1,4	1,3	1,4	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	AT/MT	60/10	10	8,6	5,4	8,6	8	0,0	26,3	26,3	3,3	1,1	0,7	1,1	0
ALVAIÁZERE	Alvaiázere	AT/MT	60/15	15	2,7	1,9	2,7	3	75,9	2,3	78,2	26,1	0,9	0,6	0,9	0
ALVELOS	Barcelos	AT/MT	60/15	15	42,2	36,5	42,2	10	195,3	17,9	213,2	21,3	4,2	3,6	4,2	0
AMARANTE	Amarante	AT/MT	60/15	15	18,2	15,9	18,2	6	165,7	23,1	188,8	31,5	3,0	2,6	3,0	0
AMARELEJA	Moura	AT/MT	60/30	30	4,5	5,3	5,3	5	265,9	5,3	271,2	54,2	0,9	1,1	1,1	2
AMARES	Amares	AT/MT	60/15	15	24,6	21,2	24,6	8	250,3	13,2	263,5	32,9	3,1	2,7	3,1	0
AMIEIRA	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	24,3	18,0	24,3	10	20,6	50,5	71,1	7,1	2,4	1,8	2,4	0
AMOREIRAS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	21,3	20,6	21,3	18	0,0	34,2	34,2	1,9	1,2	1,1	1,2	0
ANAIA	Loures	AT/MT	60/30/10	10	12,8	9,5	12,8	7	4,3	41,9	46,2	6,6	1,8	1,4	1,8	0
ANAIA	Loures	AT/MT	60/30/10	30	7,3	5,4	7,3	7	6,5	6,3	12,8	1,8	1,0	0,8	1,0	0
ÂNCORA	Caminha	AT/MT	60/15	15	7,5	7,9	7,9	3	64,9	7,9	72,8	24,3	2,5	2,6	2,6	0
ANDRINOS	Leiria	AT/MT	60/30/15	15	26,8	21,3	26,8	12	79,9	59,6	139,5	11,6	2,2	1,8	2,2	0
ANDRINOS	Leiria	AT/MT	60/30/15	30	6,6	5,3	6,6	1	20,3	1,2	21,5	21,5	6,6	5,3	6,6	0
ANTANHOL	Coimbra	AT/MT	60/15	15	9,8	6,5	9,8	6	50,9	24,9	75,8	12,6	1,6	1,1	1,6	0
ANTAS	Porto	AT/MT	60/15	15	33,9	26,8	33,9	26	0,0	89,8	89,8	3,5	1,3	1,0	1,3	0
ARADA	Ovar	AT/MT	60/15	15	25,4	23,7	25,4	7	78,9	12,1	91,0	13,0	3,6	3,4	3,6	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	19,9	16,5	19,9	20	0,0	63,6	63,6	3,2	1,0	0,8	1,0	0
AREGOS	Cinfães	MT/MT	30/15	15	5,3	1,4	5,3	4	52,2	0,2	52,4	13,1	1,3	0,4	1,3	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	AT/MT	60/15	15	25,2	22,2	25,2	6	88,3	28,4	116,7	19,5	4,2	3,7	4,2	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	1,2	1,7	1,7	2	1,0	12,1	13,1	6,6	0,6	0,8	0,8	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	6,7	9,8	9,8	6	38,8	9,4	48,2	8,0	1,1	1,6	1,6	0
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	AT/MT	60/15	15	21,8	35,2	35,2	9	162,7	69,1	231,8	25,8	2,4	3,9	3,9	0
AROEIRA	Almada	AT/MT	60/15	15	25,3	14,9	25,3	8	5,6	94,2	99,8	12,5	3,2	1,9	3,2	0
AROUCA	Arouca	AT/MT	60/15	15	8,7	4,7	8,7	7	226,4	4,7	231,2	33,0	1,2	0,7	1,2	1
ARROJA	Odivelas	AT/MT	60/10	10	30,7	15,6	30,7	18	11,1	83,5	94,6	5,3	1,7	0,9	1,7	0
ARRONCHES	Arronches	AT/MT	60/30	30	6,6	4,4	6,6	5	312,5	6,2	318,7	63,7	1,3	0,9	1,3	2
ATOUGUIA	Peniche	AT/MT	60/30/15	30	9,8	9,0	9,8	5	115,6	16,4	132,0	26,4	2,0	1,8	2,0	0
ATOUGUIA	Peniche	AT/MT	60/30/15	15	14,9	13,6	14,9	6	51,6	41,7	93,3	15,6	2,5	2,3	2,5	0
AVANCA	Estarreja	AT/MT	60/15	15	34,7	29,1	34,7	10	139,4	33,8	173,3	17,3	3,5	2,9	3,5	0
AVEIRAS	Azambuja	MT/MT	30/15	15	6,3	5,3	6,3	4	25,3	2,1	27,4	6,9	1,6	1,3	1,6	0
AVEIRO	Aveiro	AT/MT	60/15	15	30,0	23,8	30,0	11	36,7	52,3	89,0	8,1	2,7	2,2	2,7	0
AZÓIA	Leiria	AT/MT	60/30/15	30	9,8	7,3	9,8	2	48,7	2,4	51,1	25,6	4,9	3,7	4,9	0
AZÓIA	Leiria	AT/MT	60/30/15	15	14,7	11,0	14,7	6	114,4	9,4	123,8	20,6	2,5	1,8	2,5	0
BARCARENA	Oeiras	AT/MT	60/10	10	8,3	7,6	8,3	7	3,6	16,9	20,5	2,9	1,2	1,1	1,2	0
BARREIRO	Barreiro	AT/MT	60/15	15	26,6	18,0	26,6	10	5,3	73,6	78,9	7,9	2,7	1,8	2,7	0
BARRÔ	Águeda	AT/MT	60/15	15	28,4	23,2	28,4	10	166,4	8,1	174,5	17,5	2,8	2,3	2,8	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	AT/MT	60/15	15	36,9	34,8	36,9	11	124,2	66,7	190,8	17,3	3,4	3,2	3,4	0
BEJA	Beja	AT/MT	60/30/15	15	17,1	19,8	19,8	8	120,4	38,6	158,9	19,9	2,1	2,5	2,5	0
BEJA	Beja	AT/MT	60/30/15	30	10,8	12,5	12,5	7	353,5	12,3	365,8	52,3	1,5	1,8	1,8	3
BELMONTE	Belmonte	AT/MT	60/15	15	6,0	6,1	6,1	5	230,5	2,7	233,2	46,6	1,2	1,2	1,2	0
BELVER	Mação	AT/MT	60/30	30	7,7	5,1	7,7	3	298,2	8,1	306,4	102,1	2,6	1,7	2,6	2
BENAVENTE	Benavente	AT/MT	60/30	30	9,6	15,4	15,4	5	53,1	9,8	62,9	12,6	1,9	3,1	3,1	0

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
BIRRE	Cascais	AT/MT	60/10	10	28,6	19,5	28,6	16	17,1	136,4	153,4	9,6	1,8	1,2	1,8	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	AT/MT	60/10	10	27,3	20,9	27,3	23	0,0	62,6	62,6	2,7	1,2	0,9	1,2	0
BOAVISTA (PORTO)	Porto	AT/MT	60/15	15	39,4	32,0	39,4	22	0,0	104,5	104,5	4,8	1,8	1,5	1,8	0
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	9,1	8,3	9,1	6	51,4	17,0	68,4	11,4	1,5	1,4	1,5	0
BORBA	Borba	AT/MT	60/15	15	6,2	5,0	6,2	6	101,2	13,4	114,5	19,1	1,0	0,8	1,0	1
BRACIAIS	Faro	AT/MT	60/15	15	20,2	22,4	22,4	10	86,7	65,8	152,4	15,2	2,0	2,2	2,2	0
BRAGA	Braga	AT/MT	60/15	15	30,7	23,7	30,7	10	27,3	61,2	88,5	8,9	3,1	2,4	3,1	0
BRAGANÇA	Bragança	AT/MT	60/30	30	33,7	23,6	33,7	9	570,8	65,4	636,2	70,7	3,7	2,6	3,7	5
BRASIL	Setúbal	AT/MT	60/15	15	19,4	17,2	19,4	9	3,4	68,5	71,9	8,0	2,2	1,9	2,2	0
BRINCHES	Serpa	AT/MT	60/30	30	11,6	14,8	14,8	5	246,7	3,0	249,7	49,9	2,3	3,0	3,0	1
BUSTELO	Penafiel	AT/MT	60/15	15	28,3	19,1	28,3	7	163,6	21,0	184,6	26,4	4,0	2,7	4,0	0
BUSTOS	Oliveira do Bairro	AT/MT	60/15	15	20,8	17,3	20,8	6	200,6	3,1	203,7	34,0	3,5	2,9	3,5	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	AT/MT	60/30/10	30	14,2	8,5	14,2	5	81,1	11,0	92,1	18,4	2,8	1,7	2,8	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	AT/MT	60/30/10	10	3,5	2,1	3,5	4	58,8	8,3	67,1	16,8	0,9	0,5	0,9	0
CACÉM	Sintra	AT/MT	60/10	10	42,4	28,6	42,4	22	17,0	90,2	107,1	4,9	1,9	1,3	1,9	0
CACHOPO	Tavira	AT/MT	60/15	15	3,3	3,0	3,3	4	339,4	0,9	340,3	85,1	0,8	0,8	0,8	3
CADAVAL	Cadaval	AT/MT	60/30	30	10,1	9,5	10,1	5	135,4	8,5	143,9	28,8	2,0	1,9	2,0	0
CAEIRA	Évora	AT/MT	60/30/15	15	12,3	14,0	14,0	7	0,3	50,0	50,3	7,2	1,8	2,0	2,0	0
CAEIRA	Évora	AT/MT	60/30/15	30	8,7	10,0	10,0	8	618,1	21,9	640,0	80,0	1,1	1,2	1,2	4
CALDAS DA RAINHA	Caldas da Rainha	AT/MT	60/30	30	17,2	13,6	17,2	5	36,1	40,4	76,5	15,3	3,4	2,7	3,4	0
CAMARATE	Loures	AT/MT	60/10	10	13,3	8,3	13,3	6	6,9	36,6	43,5	7,3	2,2	1,4	2,2	0
CAMPELOS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	2,5	1,4	2,5	1	0,0	0,3	0,3	0,3	2,5	1,4	2,5	0
CAMPO 24 DE AGOSTO	Porto	AT/MT	60/15	15	30,1	23,6	30,1	18	0,3	57,7	58,0	3,2	1,7	1,3	1,7	0
CAMPO ALEGRE	Porto	AT/MT	60/15	15	34,4	29,8	34,4	21	0,0	80,3	80,3	3,8	1,6	1,4	1,6	0
CANDOSA	Tábua	AT/MT	60/15	15	14,5	11,7	14,5	8	417,4	8,1	425,5	53,2	1,8	1,5	1,8	1
CANEÇAS	Odivelas	AT/MT	60/10	10	17,0	7,7	17,0	5	5,9	33,5	39,4	7,9	3,4	1,5	3,4	0
CANIÇADA	Vieira do Minho	AT/MT	60/15	15	7,7	6,7	7,7	5	139,5	6,3	145,8	29,2	1,5	1,3	1,5	0
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	40,0	32,2	40,0	9	133,8	12,8	146,6	16,3	4,4	3,6	4,4	0
CANTANHEDE	Cantanhede	AT/MT	60/15	15	16,5	14,4	16,5	8	207,4	26,2	233,6	29,2	2,1	1,8	2,1	0
CAPA ROTA	Sintra	AT/MT	60/10	10	19,4	15,9	19,4	18	38,9	61,8	100,7	5,6	1,1	0,9	1,1	0
CARNEIRO	Amarante	AT/MT	60/15	15	11,6	8,3	11,6	4	123,4	10,3	133,7	33,4	2,9	2,1	2,9	1
CARRASCAL	Benavente	AT/MT	60/30	30	18,9	19,2	19,2	9	329,0	24,0	353,0	39,2	2,1	2,1	2,1	3
CARRASCAS	Palmela	AT/MT	60/30/15	15	7,3	5,7	7,3	5	58,8	39,4	98,2	19,6	1,5	1,1	1,5	0
CARRASCAS	Palmela	AT/MT	60/30/15	30	4,7	3,7	4,7	4	12,8	5,7	18,5	4,6	1,2	0,9	1,2	0
CARREGAL DO SAL	Carregal do Sal	AT/MT	60/15	15	6,8	6,0	6,8	4	84,8	5,9	90,6	22,7	1,7	1,5	1,7	0
CARREGOSA	Oliveira de Azeméis	AT/MT	60/15	15	18,5	17,8	18,5	7	87,8	5,8	93,6	13,4	2,6	2,5	2,6	0
CARTAXO	Cartaxo	MT/MT	30/15	15	1,2	3,9	3,9	5	60,0	7,2	67,2	13,4	0,2	0,8	0,8	0
CARTAXO NORTE	Cartaxo	AT/MT	60/15	15	10,0	6,7	10,0	5	126,3	11,2	137,5	27,5	2,0	1,3	2,0	0
CASAL DA AREIA	Alcobaça	AT/MT	60/30/15	30	11,9	9,3	11,9	5	96,1	11,4	107,5	21,5	2,4	1,9	2,4	0
CASAL DA AREIA	Alcobaça	AT/MT	60/30/15	15	3,0	2,3	3,0	3	33,5	26,1	59,6	19,9	1,0	0,8	1,0	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	AT/MT	60/30/15	30	24,7	22,5	24,7	7	83,0	12,8	95,7	13,7	3,5	3,2	3,5	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	AT/MT	60/30/15	15	0,4	0,4	0,4	1	14,5	7,5	22,0	22,0	0,4	0,4	0,4	0
CASAL DE CINZA	Guarda	AT/MT	60/15	15	9,3	7,2	9,3	5	34,7	23,3	58,0	11,6	1,9	1,4	1,9	0
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	AT/MT	60/10	10	30,9	24,7	30,9	21	8,2	108,3	116,5	5,5	1,5	1,2	1,5	0
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	15,4	13,8	15,4	7	106,0	17,6	123,7	17,7	2,2	2,0	2,2	0
CASCAIS	Cascais	AT/MT	60/10	10	15,1	9,3	15,1	10	0,0	42,1	42,1	4,2	1,5	0,9	1,5	0
CASTRO DAIRE	Castro Daire	AT/MT	60/30	30	8,5	6,5	8,5	7	270,3	3,1	273,5	39,1	1,2	0,9	1,2	0
CASTRO MARIM	Castro Marim	AT/MT	60/15	15	2,2	3,1	3,1	6	223,0	8,4	231,4	38,6	0,4	0,5	0,5	1
CASTRO VERDE	Castro Verde	MT/MT	30/15	15	5,2	3,3	5,2	2	33,1	8,1	41,2	20,6	2,6	1,7	2,6	0
CELA	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	13,1	9,9	13,1	6	146,8	18,9	165,7	27,6	2,2	1,6	2,2	0
CELORICO	Celorico da Beira	AT/MT	60/15	15	4,5	4,2	4,5	5	251,6	4,4	256,1	51,2	0,9	0,8	0,9	0
CENTRAL TEJO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	30,8	27,1	30,8	30	0,6	126,9	127,4	4,2	1,0	0,9	1,0	0
CERÂMICA	Arraiolos	AT/MT	60/30/15	15	2,0	1,4	2,0	3	43,8	4,6	48,4	16,1	0,7	0,5	0,7	0
CERÂMICA	Arraiolos	AT/MT	60/30/15	30	4,8	3,4	4,8	4	317,7	2,5	320,2	80,1	1,2	0,9	1,2	2
CERDEIRA	Sabugal	AT/MT	60/15	15	6,5	4,3	6,5	6	336,4	3,1	339,5	56,6	1,1	0,7	1,1	1
CERRO CALVÁRIO	Mértola	MT/MT	30/15	15	3,6	3,4	3,6	4	193,7	3,9	197,6	49,4	0,9	0,9	0,9	1
CHAVES	Chaves	AT/MT	60/15	15	26,0	18,3	26,0	9	353,8	43,3	397,1	44,1	2,9	2,0	2,9	3
CHEGANÇAS	Alenquer	AT/MT	60/30	30	9,3	8,7	9,3	4	97,5	15,3	112,8	28,2	2,3	2,2	2,3	0
COINA	Barreiro	AT/MT	60/30/15	30	17,7	16,2	17,7	6	54,7	44,7	99,4	16,6	2,9	2,7	2,9	0
COINA	Barreiro	AT/MT	60/30/15	15	14,4	13,2	14,4	5	13,5	42,4	55,9	11,2	2,9	2,6	2,9	0
COLOMBO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	25,9	25,3	25,9	16	0,0	46,1	46,1	2,9	1,6	1,6	1,6	0
COMPORTA	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	7,7	13,1	13,1	4	141,3	90,8	232,1	58,0	1,9	3,3	3,3	1
CONCEIÇÃO	Tavira	AT/MT	60/15	15	0,6	0,6	0,6	6	143,3	87,3	230,6	38,4	0,1	0,1	0,1	0
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	AT/MT	60/30/15	30	0,0	0,0	0,0	6	99,6	29,4	129,0	21,5	0,0	0,0	0,0	0
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	AT/MT	60/30/15	15	15,6	10,8	15,6	6	155,0	14,1	169,0	28,2	2,6	1,8	2,6	0
CORRENTE	Coimbra	AT/MT	60/15	15	16,6	11,5	16,6	7	79,5	34,5	114,1	16,3	2,4	1,6	2,4	0
CORTE SEVILHA	Odemira	MT/MT	30/15	15	1,0	0,8	1,0	1	88,4	0,6	89,0	89,0	1,0	0,8	1,0	1
CORUCHE	Coruche	AT/MT	60/30	30	12,8	12,6	12,8	11	475,3	9,7	485,0	44,1	1,2	1,1	1,2	3
COSTA DA CAPARICA	Almada	AT/MT	60/15	15	17,1	12,8	17,1	8	4,8	78,7	83,5	10,4	2,1	1,6	2,1	0
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	AT/MT	60/30	30	20,3	19,3	20,3	5	158,3	3,0	161,3	32,3	4,1	3,9	4,1	1
CUBA	Cuba	MT/MT	30/15	15	3,9	3,5	3,9	2	37,8	5,5	43,2	21,6	2,0	1,8	2,0	0
CUSTÓIAS	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	31,2	26,5	31,2	12	21,2	74,5	95,8	8,0	2,6	2,2	2,6	0
DEVESA VELHA	São João da Madeira	AT/MT	60/15	15	34,7	30,3	34,7	10	69,1	28,0	97,1	9,7	3,5	3,0	3,5	0

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
ENTRECAMPOS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	24,7	22,4	24,7	23	0,0	46,6	46,6	2,0	1,1	1,0	1,1	0
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	AT/MT	60/15	15	31,8	28,3	31,8	10	262,3	10,6	272,9	27,3	3,2	2,8	3,2	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	AT/MT	60/30/15	15	6,5	6,5	6,5	4	15,4	20,0	35,4	8,9	1,6	1,6	1,6	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	AT/MT	60/30/15	30	17,2	17,2	17,2	5	147,2	34,0	181,3	36,3	3,4	3,4	3,4	1
ERMAL	Vieira do Minho	AT/MT	60/15	15	11,7	9,2	11,7	7	199,2	6,2	205,4	29,3	1,7	1,3	1,7	1
ESGUEIRA	Aveiro	AT/MT	60/15	15	34,0	29,8	34,0	12	126,1	25,8	151,9	12,7	2,8	2,5	2,8	0
ESPADANAL	Azambuja	AT/MT	60/30/15	30	16,0	20,8	20,8	6	48,3	9,3	57,6	9,6	2,7	3,5	3,5	0
ESPADANAL	Azambuja	AT/MT	60/30/15	15	3,4	4,4	4,4	2	26,5	10,4	36,9	18,5	1,7	2,2	2,2	0
ESPINHO	Espinho	AT/MT	60/15	15	26,1	21,0	26,1	10	36,5	58,1	94,7	9,5	2,6	2,1	2,6	0
ESTORIL	Cascais	AT/MT	60/10	10	22,0	19,3	22,0	18	1,0	86,1	87,1	4,8	1,2	1,1	1,2	0
ESTREMOZ	Estremoz	AT/MT	60/30/15	15	6,7	5,9	6,7	4	56,3	14,7	71,0	17,8	1,7	1,5	1,7	0
ESTREMOZ	Estremoz	AT/MT	60/30/15	30	8,2	7,3	8,2	5	482,9	5,0	487,9	97,6	1,6	1,5	1,6	3
ÉVORA	Évora	AT/MT	60/15	15	43,4	32,9	43,4	12	113,5	69,6	183,1	15,3	3,6	2,7	3,6	0
EXPO NORTE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	19,5	16,4	19,5	26	3,1	82,3	85,4	3,3	0,7	0,6	0,7	0
EXPO SUL	Lisboa	AT/MT	60/10	10	22,6	23,6	23,6	30	0,0	71,8	71,8	2,4	0,8	0,8	0,8	0
FAFE	Fafe	AT/MT	60/15	15	25,2	19,3	25,2	7	215,2	24,0	239,2	34,2	3,6	2,8	3,6	0
FANHÕES	Loures	AT/MT	60/10	10	10,5	7,9	10,5	5	77,5	15,6	93,1	18,6	2,1	1,6	2,1	0
FÂNZERES	Gondomar	AT/MT	60/15	15	42,6	28,9	42,6	11	48,5	80,3	128,9	11,7	3,9	2,6	3,9	0
FARO	Faro	AT/MT	60/15	15	14,7	20,3	20,3	8	0,0	34,6	34,6	4,3	1,8	2,5	2,5	0
FÁTIMA	Ourém	AT/MT	60/30	30	22,0	19,7	22,0	7	173,6	29,9	203,6	29,1	3,1	2,8	3,1	0
FEIRA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	20,0	13,6	20,0	6	41,7	30,6	72,3	12,1	3,3	2,3	3,3	0
FEITOSA	Ponte de Lima	AT/MT	60/15	15	23,7	20,3	23,7	8	316,7	20,6	337,3	42,2	3,0	2,5	3,0	0
FELGUEIRAS	Felgueiras	AT/MT	60/15	15	39,5	29,5	39,5	8	155,7	30,3	186,0	23,3	4,9	3,7	4,9	0
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	AT/MT	60/15	15	18,1	16,2	18,1	6	271,8	20,6	292,4	48,7	3,0	2,7	3,0	0
FERREIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	AT/MT	60/30	30	14,0	13,2	14,0	7	335,6	8,6	344,2	49,2	2,0	1,9	2,0	2
FIGUEIRINHA	Oeiras	AT/MT	60/10	10	33,5	25,7	33,5	25	3,7	124,5	128,1	5,1	1,3	1,0	1,3	0
FOGUETEIRO	Seixal	AT/MT	60/15	15	33,9	24,2	33,9	11	14,5	100,9	115,4	10,5	3,1	2,2	3,1	0
FONTAINHAS	Santarém	AT/MT	60/30/15	30	15,3	13,2	15,3	5	119,3	20,1	139,5	27,9	3,1	2,6	3,1	0
FONTAINHAS	Santarém	AT/MT	60/30/15	15	4,2	3,6	4,2	4	63,2	5,2	68,4	17,1	1,0	0,9	1,0	0
FONTE BOA	Esposende	AT/MT	60/15	15	32,1	29,2	32,1	11	200,7	44,4	245,1	22,3	2,9	2,7	2,9	0
FORNOS	Castelo de Paiva	AT/MT	60/15	15	9,9	7,7	9,9	6	161,1	6,8	168,0	28,0	1,7	1,3	1,7	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/30/15	15	12,7	9,5	12,7	7	178,1	22,6	200,7	28,7	1,8	1,4	1,8	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/30/15	30	0,0	0,0	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
FRONHAS	Arganil	AT/MT	60/15	15	4,5	4,5	4,5	4	112,9	7,5	120,4	30,1	1,1	1,1	1,1	0
FUNDÃO	Fundão	AT/MT	60/15	15	16,0	14,3	16,0	10	410,8	25,8	436,6	43,7	1,6	1,4	1,6	3
GAFANHA	Ílhavo	AT/MT	60/15	15	25,1	23,5	25,1	9	77,7	40,0	117,7	13,1	2,8	2,6	2,8	0
GAGO COUTINHO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	17,1	13,3	17,1	15	0,0	48,3	48,3	3,2	1,1	0,9	1,1	0
GALA	Figueira da Foz	AT/MT	60/30	30	15,5	14,1	15,5	7	91,0	19,3	110,3	15,8	2,2	2,0	2,2	0
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	AT/MT	60/30	30	6,6	6,1	6,6	3	110,5	3,1	113,6	37,9	2,2	2,0	2,2	0
GODIGANA	Sintra	AT/MT	60/10	10	8,9	6,7	8,9	5	53,8	17,9	71,7	14,3	1,8	1,3	1,8	0
GONDOMAR	Gondomar	AT/MT	60/15	15	22,6	18,5	22,6	10	26,7	52,9	79,5	8,0	2,3	1,8	2,3	0
GOUVEIA	Gouveia	AT/MT	60/15	15	7,2	4,8	7,2	5	168,3	6,4	174,8	35,0	1,4	1,0	1,4	0
GRADIL	Mafra	AT/MT	60/10	10	6,1	5,4	6,1	4	42,8	5,9	48,7	12,2	1,5	1,3	1,5	0
GRÂNDOLA	Grândola	MT/MT	30/15	15	5,2	2,7	5,2	5	1,2	14,1	15,4	3,1	1,0	0,5	1,0	0
GUARDA	Guarda	AT/MT	60/15	15	24,4	18,3	24,4	15	287,0	10,1	297,1	19,8	1,6	1,2	1,6	2
GUARITA	Azambuja	MT/MT	30/15	15	5,6	4,0	5,6	3	55,9	0,7	56,5	18,8	1,9	1,3	1,9	0
GUEIFÃES	Maia	AT/MT	60/15	15	26,4	21,7	26,4	9	35,6	54,4	89,9	10,0	2,9	2,4	2,9	0
GUIMARÃES	Guimarães	AT/MT	60/15	15	45,1	35,0	45,1	9	90,0	56,2	146,2	16,2	5,0	3,9	5,0	0
GUMIEI	Viseu	AT/MT	60/15	15	10,5	8,9	10,5	9	333,4	5,3	338,7	37,6	1,2	1,0	1,2	1
ÍLHAVO	Ílhavo	AT/MT	60/15	15	33,7	28,3	33,7	10	158,9	30,4	189,3	18,9	3,4	2,8	3,4	0
INHA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	16,1	11,4	16,1	5	146,8	5,2	152,0	30,4	3,2	2,3	3,2	0
JANAS	Sintra	AT/MT	60/10	10	21,3	11,6	21,3	8	46,3	78,3	124,6	15,6	2,7	1,4	2,7	0
JORJAIS	Vila Real	AT/MT	60/30	30	10,8	6,8	10,8	6	186,0	12,0	197,9	33,0	1,8	1,1	1,8	1
JOVIM	Gondomar	AT/MT	60/15	15	27,1	21,7	27,1	7	92,0	33,0	125,0	17,9	3,9	3,1	3,9	0
LAGOA	Lagoa	AT/MT	60/15	15	19,1	23,1	23,1	9	37,6	88,4	125,9	14,0	2,1	2,6	2,6	0
LAGOS	Lagos	AT/MT	60/15	15	38,2	31,9	38,2	11	149,4	113,3	262,8	23,9	3,5	2,9	3,5	1
LAMAÇÃES	Braga	AT/MT	60/15	15	34,1	31,3	34,1	15	30,9	72,2	103,2	6,9	2,3	2,1	2,3	0
LAMAS	Braga	AT/MT	60/15	15	23,8	20,8	23,8	7	119,5	16,6	136,1	19,4	3,4	3,0	3,4	0
LAMEGO	Lamego	AT/MT	60/30	30	24,7	18,8	24,7	7	255,8	26,3	282,1	40,3	3,5	2,7	3,5	1
LAMEIRINHO	Guimarães	AT/MT	60/15	15	16,5	15,1	16,5	7	47,0	4,6	51,6	7,4	2,4	2,2	2,4	0
LAPA	Porto	AT/MT	60/15	15	21,5	18,4	21,5	14	0,0	57,8	57,8	4,1	1,5	1,3	1,5	0
LARANJEIRO	Almada	AT/MT	60/15	15	28,3	19,1	28,3	12	0,5	83,2	83,7	7,0	2,4	1,6	2,4	0
LEIÃO	Oeiras	AT/MT	60/10	10	20,5	19,2	20,5	19	8,8	86,9	95,7	5,0	1,1	1,0	1,1	0
LIJÓ	Barcelos	AT/MT	60/15	15	19,8	15,8	19,8	7	46,9	17,6	64,6	9,2	2,8	2,3	2,8	0
LORDELO	Paredes	AT/MT	60/15	15	26,2	21,5	26,2	6	98,2	22,1	120,3	20,1	4,4	3,6	4,4	0
LORIGA	Seia	AT/MT	60/15	15	1,9	1,3	1,9	3	78,8	0,3	79,0	26,3	0,6	0,4	0,6	0
LOULÉ	Loulé	AT/MT	60/15	15	24,5	21,3	24,5	10	189,0	42,5	231,5	23,2	2,5	2,1	2,5	1
LOURES	Loures	AT/MT	60/10	10	27,2	25,2	27,2	19	69,9	61,6	131,5	6,9	1,4	1,3	1,4	0
LOURIÇAL	Pombal	AT/MT	60/30	30	10,8	8,6	10,8	5	163,4	8,8	172,2	34,4	2,2	1,7	2,2	0
LOURINHÃ	Lourinhã	AT/MT	60/30	30	18,0	14,7	18,0	8	168,1	19,4	187,5	23,4	2,3	1,8	2,3	0
LOUSÃ	Lousã	AT/MT	60/15	15	18,3	12,6	18,3	11	365,2	27,1	392,2	35,7	1,7	1,1	1,7	2
LOUSADA	Lousada	AT/MT	60/15	15	18,5	12,8	18,5	5	56,5	26,2	82,7	16,5	3,7	2,6	3,7	0
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	45,4	41,8	45,4	12	141,1	31,7	172,8	14,4	3,8	3,5	3,8	0

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
LUZ	Lisboa	AT/MT	60/10	10	30,3	21,1	30,3	21	0,0	85,2	85,2	4,1	1,4	1,0	1,4	0
MACEDO DE CAVALEIROS	Macedo de Cavaleiros	AT/MT	60/30	30	14,6	12,6	14,6	8	738,3	27,5	765,7	95,7	1,8	1,6	1,8	5
MAFRA	Mafra	AT/MT	60/10	10	19,1	14,4	19,1	10	113,7	33,3	147,0	14,7	1,9	1,4	1,9	0
MAIA	Maia	AT/MT	60/15	15	55,6	47,6	55,6	16	75,8	113,6	189,4	11,8	3,5	3,0	3,5	0
MANGUALDE	Mangualde	AT/MT	60/15	15	7,4	5,9	7,4	7	198,1	15,2	213,3	30,5	1,1	0,8	1,1	1
MARANHÃO	Avis	AT/MT	60/30	30	10,4	17,9	17,9	4	379,6	2,3	382,0	95,5	2,6	4,5	4,5	3
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	AT/MT	60/15	15	29,8	22,1	29,8	9	310,2	26,7	336,8	37,4	3,3	2,5	3,3	2
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	AT/MT	60/30	30	32,7	24,6	32,7	9	124,0	47,0	171,1	19,0	3,6	2,7	3,6	0
MARVÃO	Mêda	AT/MT	60/30	30	5,4	4,2	5,4	4	258,8	9,5	268,2	67,1	1,4	1,1	1,4	2
MARVILA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	26,1	20,6	26,1	23	0,0	108,8	108,8	4,7	1,1	0,9	1,1	0
MATACÃES	Torres Vedras	AT/MT	60/30	30	25,4	21,3	25,4	7	233,6	16,0	249,6	35,7	3,6	3,0	3,6	1
MATOSINHOS	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	28,3	23,5	28,3	11	9,8	52,9	62,8	5,7	2,6	2,1	2,6	0
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	15,9	13,0	15,9	5	0,0	26,7	26,7	5,3	3,2	2,6	3,2	0
MEIMOA	Penamacor	AT/MT	60/15	15	3,9	2,6	3,9	4	169,8	1,5	171,3	42,8	1,0	0,7	1,0	1
MEM MARTINS	Sintra	AT/MT	60/10	10	40,4	30,0	40,4	21	19,4	131,1	150,4	7,2	1,9	1,4	1,9	0
MERCADO	Loures	AT/MT	60/10	10	16,1	13,4	16,1	20	15,3	41,4	56,7	2,8	0,8	0,7	0,8	0
MERCEANA	Alenquer	AT/MT	60/30	30	8,9	5,9	8,9	4	131,1	3,0	134,1	33,5	2,2	1,5	2,2	0
MEXEEIRO	Salvaterra de Magos	AT/MT	60/30	30	10,7	13,1	13,1	7	136,1	8,2	144,2	20,6	1,5	1,9	1,9	0
MINDELO	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	15,1	14,5	15,1	7	30,0	37,6	67,7	9,7	2,2	2,1	2,2	0
MIRA	Mira	AT/MT	60/15	15	10,5	8,8	10,5	5	101,4	10,3	111,7	22,3	2,1	1,8	2,1	0
MIRAFLORES	Oeiras	AT/MT	60/10	10	40,0	31,8	40,0	31	2,1	140,3	142,4	4,6	1,3	1,0	1,3	0
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	AT/MT	60/15	15	9,9	7,0	9,9	7	144,7	12,3	157,0	22,4	1,4	1,0	1,4	0
MIRANDELA	Mirandela	AT/MT	60/30	30	14,9	9,9	14,9	8	296,6	23,5	320,2	40,0	1,9	1,2	1,9	1
MOGADOURO	Mogadouro	AT/MT	60/30	30	11,7	8,5	11,7	7	535,9	13,2	549,1	78,4	1,7	1,2	1,7	4
MOGOFORES	Anadia	AT/MT	60/15	15	15,2	13,5	15,2	9	131,6	20,6	152,2	16,9	1,7	1,5	1,7	0
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	AT/MT	60/15	15	13,4	10,0	13,4	6	136,7	15,2	151,9	25,3	2,2	1,7	2,2	0
MOITA	Moita	AT/MT	60/15	15	22,8	15,5	22,8	5	61,1	39,8	100,9	20,2	4,6	3,1	4,6	0
MONCHIQUE	Monchique	AT/MT	60/15	15	4,0	3,6	4,0	7	134,2	10,7	144,9	20,7	0,6	0,5	0,6	0
MONSERRATE	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	14,0	11,1	14,0	5	12,8	39,6	52,4	10,5	2,8	2,2	2,8	0
MONTE DOS BURGOS	Porto	AT/MT	60/15	15	41,9	31,8	41,9	17	0,0	73,1	73,1	4,3	2,5	1,9	2,5	0
MONTE FEIO	Sines	AT/MT	60/30/15	15	8,0	7,4	8,0	4	10,6	28,5	39,1	9,8	2,0	1,8	2,0	0
MONTE FEIO	Sines	AT/MT	60/30/15	30	18,3	16,8	18,3	8	193,3	26,8	220,1	27,5	2,3	2,1	2,3	1
MONTECHORO	Albufeira	AT/MT	60/15	15	13,2	22,2	22,2	10	37,5	59,8	97,3	9,7	1,3	2,2	2,2	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	AT/MT	60/30/15	15	6,8	6,2	6,8	3	0,1	13,9	14,0	4,7	2,3	2,1	2,3	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	AT/MT	60/30/15	30	10,3	9,3	10,3	6	493,5	5,3	498,9	83,2	1,7	1,6	1,7	4
MONTIJO	Montijo	AT/MT	60/15	15	10,8	11,0	11,0	5	64,7	30,2	94,8	19,0	2,2	2,2	2,2	0
MORA	Mora	MT/MT	30/15	15	1,7	1,3	1,7	2	24,3	4,8	29,1	14,6	0,9	0,7	0,9	0
MORGADE	Montalegre	AT/MT	60/15	15	4,9	3,9	4,9	4	212,1	7,2	219,3	54,8	1,2	1,0	1,2	1
MORTÁGUA	Mortágua	AT/MT	60/15	15	14,3	11,2	14,3	8	203,0	16,2	219,2	27,4	1,8	1,4	1,8	0
MOSCAVIDE	Loures	AT/MT	60/30/10	10	22,7	18,0	22,7	19	0,8	76,3	77,1	4,1	1,2	0,9	1,2	0
MOSCAVIDE	Loures	AT/MT	60/30/10	30	6,0	4,7	6,0	3	6,3	8,9	15,3	5,1	2,0	1,6	2,0	0
MOSTEIRÓ	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	24,1	19,3	24,1	11	129,3	49,6	178,9	16,3	2,2	1,8	2,2	0
MOURA	Moura	AT/MT	60/30	30	6,5	7,6	7,6	6	261,2	11,9	273,1	45,5	1,1	1,3	1,3	2
MURO	Trofa	AT/MT	60/15	15	24,9	21,5	24,9	7	93,7	12,0	105,7	15,1	3,6	3,1	3,6	0
MUTELA	Almada	AT/MT	60/15	15	18,8	14,1	18,8	8	0,0	41,0	41,0	5,1	2,4	1,8	2,4	0
NELAS	Nelas	AT/MT	60/15	15	12,2	10,0	12,2	6	156,7	21,5	178,2	29,7	2,0	1,7	2,0	0
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	13,5	9,8	13,5	5	29,6	15,2	44,7	8,9	2,7	2,0	2,7	0
NORTE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	32,0	31,2	32,0	33	0,1	106,7	106,8	3,2	1,0	0,9	1,0	0
ODEMIRA	Odemira	MT/MT	30/15	15	0,5	0,4	0,5	2	20,3	5,6	25,9	13,0	0,3	0,2	0,3	0
OLEIROS	Oleiros	AT/MT	60/15	15	4,9	4,8	4,9	4	143,6	3,6	147,1	36,8	1,2	1,2	1,2	1
OLHÃO	Olhão	AT/MT	60/15	15	33,2	32,8	33,2	8	104,6	74,1	178,7	22,3	4,1	4,1	4,1	0
OLHO BOI	Abrantes	AT/MT	60/30	30	31,9	24,1	31,9	11	426,3	42,7	468,9	42,6	2,9	2,2	2,9	2
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	AT/MT	60/15	15	38,8	32,4	38,8	11	112,4	21,2	133,6	12,1	3,5	2,9	3,5	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	AT/MT	60/15	15	16,4	13,8	16,4	5	71,2	3,3	74,5	14,9	3,3	2,8	3,3	0
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Oliveira do Hospital	AT/MT	60/15	15	5,3	3,9	5,3	5	34,5	7,4	41,9	8,4	1,1	0,8	1,1	0
ORGENS	Viseu	AT/MT	60/15	15	15,2	9,4	15,2	7	60,5	35,1	95,7	13,7	2,2	1,3	2,2	0
ORTIGOSA	Leiria	AT/MT	60/15	15	23,1	19,7	23,1	6	179,1	6,1	185,3	30,9	3,8	3,3	3,8	0
OURÉM	Ourém	AT/MT	60/30	30	21,3	17,2	21,3	9	333,9	11,9	345,7	38,4	2,4	1,9	2,4	1
OURIQUE	Ourique	MT/MT	30/15	15	2,2	1,6	2,2	2	75,5	2,4	77,9	39,0	1,1	0,8	1,1	1
OVAR	Ovar	AT/MT	60/15	15	25,7	20,5	25,7	8	84,0	33,3	117,4	14,7	3,2	2,6	3,2	0
P. INDUSTRIAL BEJA	Beja	MT/MT	30/15	15	0,7	0,8	0,8	4	3,0	2,7	5,7	1,4	0,2	0,2	0,2	0
PAÇOS DE FERREIRA	Paços de Ferreira	AT/MT	60/15	15	34,6	26,0	34,6	10	83,1	43,6	126,7	12,7	3,5	2,6	3,5	0
PALMILHEIRA	Valongo	AT/MT	60/15	15	21,9	20,2	21,9	10	16,1	52,6	68,7	6,9	2,2	2,0	2,2	0
PAMPILHOSA	Mealhada	AT/MT	60/15	15	22,1	19,5	22,1	8	141,5	14,9	156,3	19,5	2,8	2,4	2,8	0
PARANHOS	Porto	AT/MT	60/15	15	31,3	26,1	31,3	22	0,0	84,3	84,3	3,8	1,4	1,2	1,4	0
PARCEIROS	Leiria	AT/MT	60/15	15	15,4	13,4	15,4	6	17,0	28,4	45,4	7,6	2,6	2,2	2,6	0
PAREDE	Cascais	AT/MT	60/10	10	35,9	25,6	35,9	17	0,0	89,3	89,3	5,3	2,1	1,5	2,1	0
PARQUE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	30,3	28,4	30,3	28	0,0	55,4	55,4	2,0	1,1	1,0	1,1	0
PEDRÓGÃO	Pedrógão Grande	AT/MT	60/15	15	4,6	4,2	4,6	4	91,7	8,6	100,3	25,1	1,2	1,1	1,2	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	37,3	31,3	37,3	9	109,9	56,6	166,4	18,5	4,1	3,5	4,1	0
PEGÕES	Montijo	AT/MT	60/30/15	30	6,6	9,8	9,8	6	155,2	12,4	167,6	27,9	1,1	1,6	1,6	0
PEGÕES	Montijo	AT/MT	60/30/15	15	4,3	6,4	6,4	3	91,2	3,5	94,6	31,5	1,4	2,1	2,1	0
PENIDE	Barcelos	AT/MT	60/15	15	22,5	18,1	22,5	10	153,7	8,9	162,6	16,3	2,3	1,8	2,3	0

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
PERO PINHEIRO	Sintra	AT/MT	60/10	10	15,8	14,0	15,8	13	47,0	43,5	90,4	7,0	1,2	1,1	1,2	0
PEVIDÉM	Guimarães	AT/MT	60/15	15	32,5	26,3	32,5	9	130,2	11,3	141,5	15,7	3,6	2,9	3,6	0
PINHAL NOVO	Palmela	AT/MT	60/15	15	12,5	9,3	12,5	8	79,6	35,0	114,6	14,3	1,6	1,2	1,6	0
PINHÃO	Alijó	AT/MT	60/30	30	12,3	10,7	12,3	6	417,3	11,8	429,1	71,5	2,0	1,8	2,0	3
PINHEIROS	Leiria	AT/MT	60/15	15	14,2	12,0	14,2	6	55,2	14,5	69,7	11,6	2,4	2,0	2,4	0
PINHEL	Pinhel	AT/MT	60/15	15	6,8	5,4	6,8	8	530,9	22,4	553,3	69,2	0,9	0,7	0,9	5
POCEIRÃO	Palmela	MT/MT	30/15	15	2,5	2,8	2,8	2	53,7	6,1	59,8	29,9	1,3	1,4	1,4	0
POLDRA	Aljezur	AT/MT	60/15	15	0,3	0,3	0,3	1	27,7	0,0	27,7	27,7	0,3	0,3	0,3	0
POMBAL	Pombal	AT/MT	60/30	30	35,7	31,4	35,7	10	285,0	22,2	307,2	30,7	3,6	3,1	3,6	0
PONTÃO	Ansião	AT/MT	60/15	15	11,0	9,1	11,0	8	289,0	3,9	292,8	36,6	1,4	1,1	1,4	1
PONTE SOR	Ponte de Sôr	AT/MT	60/30	30	12,1	9,3	12,1	8	445,5	13,6	459,2	57,4	1,5	1,2	1,5	3
PORTAGEM	Almada	AT/MT	60/15	15	19,4	18,5	19,4	10	10,8	64,4	75,2	7,5	1,9	1,9	1,9	0
PORTEIRINHOS	Almodôvar	AT/MT	60/30/15	15	2,7	2,2	2,7	4	270,9	1,8	272,7	68,2	0,7	0,6	0,7	2
PORTEIRINHOS	Almodôvar	AT/MT	60/30/15	30	10,1	8,4	10,1	3	238,7	0,3	239,1	79,7	3,4	2,8	3,4	1
PORTEL	Portel	MT/MT	30/15	15	0,0	0,0	0,0	2	91,3	4,6	95,9	48,0	0,0	0,0	0,0	1
PORTIMÃO	Portimão	AT/MT	60/15	15	26,9	36,0	36,0	9	12,5	90,1	102,7	11,4	3,0	4,0	4,0	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	AT/MT	60/15	15	19,8	22,3	22,3	9	173,5	63,0	236,5	26,3	2,2	2,5	2,5	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	11,4	10,3	11,4	8	1,7	34,5	36,2	4,5	1,4	1,3	1,4	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	16,7	15,2	16,7	11	35,1	42,5	77,6	7,1	1,5	1,4	1,5	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	30,0	28,9	30,0	26	0,0	47,7	47,7	1,8	1,2	1,1	1,2	0
PRACANA	Mação	AT/MT	60/30	30	3,7	2,7	3,7	5	234,9	1,4	236,3	47,3	0,7	0,5	0,7	1
QUARTEIRA	Loulé	AT/MT	60/15	15	21,1	27,6	27,6	9	29,6	78,2	107,8	12,0	2,3	3,1	3,1	0
QUELUZ	Sintra	AT/MT	60/10	10	23,0	13,8	23,0	16	5,6	55,4	61,0	3,8	1,4	0,9	1,4	0
QUIMIPARQUE	Barreiro	AT/MT	60/15/6	6	2,3	2,0	2,3	13	0,0	17,2	17,2	1,3	0,2	0,2	0,2	0
QUIMIPARQUE	Barreiro	AT/MT	60/15/6	15	12,1	10,4	12,1	6	0,1	33,2	33,3	5,6	2,0	1,7	2,0	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	AT/MT	60/10	10	23,4	18,6	23,4	20	17,3	72,4	89,7	4,5	1,2	0,9	1,2	0
QUINTA DO ANJO	Palmela	AT/MT	60/15	15	11,0	6,6	11,0	4	27,2	48,6	75,8	19,0	2,8	1,6	2,8	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	AT/MT	60/15	15	27,4	16,8	27,4	10	46,4	112,5	158,9	15,9	2,7	1,7	2,7	0
RANHA	Pombal	AT/MT	60/30	30	19,6	17,0	19,6	8	208,5	5,9	214,4	26,8	2,5	2,1	2,5	0
RANHOLAS	Sintra	AT/MT	60/10	10	7,7	5,5	7,7	5	3,8	27,3	31,1	6,2	1,5	1,1	1,5	0
REBOLEIRA	Amadora	AT/MT	60/10	10	16,9	14,3	16,9	17	0,3	46,6	46,9	2,8	1,0	0,8	1,0	0
REBORDOSA	Paredes	AT/MT	60/15	15	47,2	38,5	47,2	11	169,2	44,8	214,1	19,5	4,3	3,5	4,3	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	AT/MT	60/30/15	15	6,7	7,5	7,5	4	164,6	22,7	187,3	46,8	1,7	1,9	1,9	1
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	AT/MT	60/30/15	30	4,7	5,3	5,3	4	158,6	8,1	166,8	41,7	1,2	1,3	1,3	1
RELVINHA	Coimbra	AT/MT	60/15	15	22,2	21,4	22,2	13	84,0	62,9	146,9	11,3	1,7	1,6	1,7	0
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	46,0	35,2	46,0	8	133,7	38,0	171,7	21,5	5,8	4,4	5,8	0
RIO MAIOR	Rio Maior	AT/MT	60/30	30	23,9	24,0	24,0	9	209,4	17,4	226,8	25,2	2,7	2,7	2,7	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	44,1	38,1	44,1	12	92,5	34,6	127,2	10,6	3,7	3,2	3,7	0
RIO MOURO	Sintra	AT/MT	60/10	10	27,0	19,2	27,0	18	2,2	91,0	93,2	5,2	1,5	1,1	1,5	0
ROUSSAS	Melgaço	AT/MT	60/15	15	4,6	3,3	4,6	4	114,7	8,3	122,9	30,7	1,1	0,8	1,1	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	18,6	12,4	18,6	7	89,9	3,7	93,6	13,4	2,7	1,8	2,7	0
SABUGAL	Sabugal	AT/MT	60/15	15	6,5	4,8	6,5	6	278,6	5,6	284,1	47,4	1,1	0,8	1,1	1
SABUGO	Sintra	AT/MT	60/10	10	15,1	9,1	15,1	9	70,9	55,0	126,0	14,0	1,7	1,0	1,7	0
SABUGUEIRO	Seia	AT/MT	60/15	15	3,3	2,9	3,3	3	52,7	14,2	66,9	22,3	1,1	1,0	1,1	0
SADO	Setúbal	AT/MT	60/30	30	10,4	10,1	10,4	6	25,8	29,4	55,2	9,2	1,7	1,7	1,7	0
SANCHEIRA	Óbidos	AT/MT	60/30	30	18,7	15,0	18,7	9	259,0	37,5	296,4	32,9	2,1	1,7	2,1	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	33,2	28,4	33,2	8	101,9	5,2	107,1	13,4	4,2	3,6	4,2	0
SANTA CITA	Tomar	AT/MT	60/30	30	8,9	7,6	8,9	6	119,3	1,9	121,2	20,2	1,5	1,3	1,5	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	39,5	35,9	39,5	14	43,5	91,6	135,1	9,7	2,8	2,6	2,8	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	AT/MT	60/15	15	5,8	4,7	5,8	5	436,6	4,9	441,6	88,3	1,2	0,9	1,2	3
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	12,8	12,6	12,8	7	0,0	27,4	27,4	3,9	1,8	1,8	1,8	0
SANTA MARTA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	28,4	27,1	28,4	28	0,0	45,4	45,4	1,6	1,0	1,0	1,0	0
SANTA MARTA DE PORTUZELO	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	34,9	31,4	34,9	9	146,1	56,1	202,2	22,5	3,9	3,5	3,9	0
SANTANA	Sesimbra	AT/MT	60/15	15	17,2	15,0	17,2	7	71,4	92,3	163,7	23,4	2,5	2,1	2,5	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	AT/MT	60/30	30	21,5	19,8	21,5	7	503,0	24,8	527,8	75,4	3,1	2,8	3,1	4
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	AT/MT	60/15	15	18,5	13,0	18,5	6	34,8	37,4	72,2	12,0	3,1	2,2	3,1	0
SANTO ANDRÉ	Santiago do Cacém	MT/MT	30/15	15	7,8	3,8	7,8	4	12,1	20,9	32,9	8,2	2,0	1,0	2,0	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	AT/MT	60/30	30	15,3	13,9	15,3	5	113,6	27,2	140,9	28,2	3,1	2,8	3,1	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINES	Silves	AT/MT	60/15	15	9,1	9,1	9,1	6	336,8	7,5	344,3	57,4	1,5	1,5	1,5	2
SÃO BENTO	Santarém	AT/MT	60/30/15	15	6,8	7,2	7,2	4	36,0	10,7	46,7	11,7	1,7	1,8	1,8	0
SÃO BENTO	Santarém	AT/MT	60/30/15	30	12,9	13,6	13,6	5	55,5	21,7	77,3	15,5	2,6	2,7	2,7	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	AT/MT	60/15	15	13,6	11,6	13,6	5	152,7	13,0	165,7	33,1	2,7	2,3	2,7	0
SÃO CIRO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	12,7	9,1	12,7	14	0,0	32,0	32,0	2,3	0,9	0,7	0,9	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	AT/MT	60/30/15	15	33,0	27,6	33,0	12	87,4	120,0	207,4	17,3	2,7	2,3	2,7	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	AT/MT	60/30/15	30	6,0	5,0	6,0	3	44,2	8,9	53,2	17,7	2,0	1,7	2,0	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	21,1	17,2	21,1	9	62,3	29,3	91,6	10,2	2,3	1,9	2,3	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	AT/MT	60/15	15	52,5	45,5	52,5	11	193,1	32,5	225,6	20,5	4,8	4,1	4,8	0
SÃO JOÃO DOS CALDEIREIROS	Mértola	MT/MT	30/15	15	0,6	0,8	0,8	1	57,9	0,0	57,9	57,9	0,6	0,8	0,8	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	AT/MT	60/30	30	25,0	19,8	25,0	7	193,4	10,9	204,3	29,2	3,6	2,8	3,6	0
SÃO JULIÃO	Figueira da Foz	AT/MT	60/15	15	14,7	13,3	14,7	7	35,2	33,7	68,9	9,8	2,1	1,9	2,1	0
SÃO MARCOS	Sintra	AT/MT	60/10	10	9,5	8,4	9,5	15	1,7	37,0	38,7	2,6	0,6	0,6	0,6	0
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	AT/MT	60/15	15	47,8	39,5	47,8	12	88,2	68,4	156,6	13,1	4,0	3,3	4,0	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	AT/MT	60/15	15	50,3	44,4	50,3	12	144,6	13,6	158,2	13,2	4,2	3,7	4,2	0

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	28,9	22,6	28,9	10	207,3	13,5	220,9	22,1	2,9	2,3	2,9	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	30	12,4	9,1	12,4	6	121,6	17,2	138,8	23,1	2,1	1,5	2,1	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	15	26,2	19,3	26,2	12	81,9	79,2	161,1	13,4	2,2	1,6	2,2	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	AT/MT	60/30/15	15	1,3	3,5	3,5	3	121,3	11,5	132,8	44,3	0,4	1,2	1,2	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	AT/MT	60/30/15	30	2,2	5,9	5,9	4	232,3	12,4	244,7	61,2	0,5	1,5	1,5	1
SÃO VICENTE	Portalegre	AT/MT	60/30	30	19,3	14,2	19,3	9	325,2	33,7	358,9	39,9	2,1	1,6	2,1	2
SÁTÃO	Sátão	AT/MT	60/15	15	8,5	7,4	8,5	6	207,5	7,2	214,7	35,8	1,4	1,2	1,4	1
SEIA	Seia	AT/MT	60/15	15	12,1	9,4	12,1	8	162,4	13,7	176,1	22,0	1,5	1,2	1,5	0
SEIXAL	Seixal	AT/MT	60/15	15	20,2	12,7	20,2	8	0,7	66,6	67,3	8,4	2,5	1,6	2,5	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	18,8	14,1	18,8	13	1,5	46,6	48,1	3,7	1,4	1,1	1,4	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	AT/MT	60/30	30	6,8	6,7	6,8	7	611,5	7,0	618,5	88,4	1,0	1,0	1,0	6
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	15	2,5	3,5	3,5	3	68,6	9,2	77,8	25,9	0,8	1,2	1,2	0
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	30	8,0	11,5	11,5	7	557,0	1,8	558,9	79,8	1,1	1,6	1,6	4
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	18,1	17,0	18,1	9	4,7	36,0	40,7	4,5	2,0	1,9	2,0	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	AT/MT	60/15	15	24,3	17,2	24,3	6	208,1	28,8	236,9	39,5	4,0	2,9	4,0	1
SERTÃ	Sertã	AT/MT	60/15	15	12,1	11,5	12,1	9	374,2	18,1	392,3	43,6	1,3	1,3	1,3	2
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	20,8	16,7	20,8	5	24,8	47,7	72,5	14,5	4,2	3,3	4,2	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	AT/MT	60/15	15	8,5	6,6	8,5	6	157,5	4,9	162,4	27,1	1,4	1,1	1,4	0
SILVES	Silves	AT/MT	60/15	15	9,8	10,2	10,2	5	120,2	18,3	138,5	27,7	2,0	2,0	2,0	0
SOBRAL MONTE AGRAÇO	Sobral de Monte Agraço	MT/MT	30/10	10	1,8	1,2	1,8	3	33,9	3,1	37,0	12,3	0,6	0,4	0,6	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	15	22,6	17,1	22,6	7	3,2	60,6	63,8	9,1	3,2	2,4	3,2	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	30	6,1	4,6	6,1	3	4,6	11,1	15,7	5,2	2,0	1,5	2,0	0
SOURE	Soure	AT/MT	60/30	30	7,8	6,1	7,8	6	145,1	5,5	150,6	25,1	1,3	1,0	1,3	0
SOUSA	Felgueiras	AT/MT	60/15	15	24,0	19,8	24,0	6	92,6	4,7	97,3	16,2	4,0	3,3	4,0	0
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	AT/MT	60/30	30	12,5	9,5	12,5	6	390,3	11,1	401,5	66,9	2,1	1,6	2,1	3
TALAGUEIRA	Castelo Branco	AT/MT	60/30	30	31,5	26,2	31,5	12	403,8	79,7	483,5	40,3	2,6	2,2	2,6	3
TAVEIRO	Coimbra	AT/MT	60/15	15	15,6	10,1	15,6	7	116,2	7,8	123,9	17,7	2,2	1,4	2,2	0
TAVIRA	Tavira	AT/MT	60/15	15	19,3	27,9	27,9	11	147,3	44,4	191,8	17,4	1,8	2,5	2,5	1
TELHEIRA	Vila Real	AT/MT	60/30	30	28,9	21,1	28,9	10	253,0	35,0	288,0	28,8	2,9	2,1	2,9	1
TELHEIRAS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	22,1	19,8	22,1	27	0,0	102,3	102,3	3,8	0,8	0,7	0,8	0
TELHEIRO	Mafra	AT/MT	60/10	10	28,0	20,4	28,0	10	175,3	51,4	226,6	22,7	2,8	2,0	2,8	0
TERENA	Alandroal	AT/MT	60/30/15	30	5,7	4,6	5,7	3	99,1	5,7	104,8	34,9	1,9	1,5	1,9	0
TERENA	Alandroal	AT/MT	60/30/15	15	1,1	0,9	1,1	3	147,1	4,9	151,9	50,6	0,4	0,3	0,4	1
TERROA	Setúbal	AT/MT	60/15	15	15,7	10,7	15,7	7	11,2	44,6	55,8	8,0	2,2	1,5	2,2	0
TOCHA	Cantanhede	AT/MT	60/15	15	12,3	10,6	12,3	6	190,8	4,1	194,9	32,5	2,1	1,8	2,1	0
TONDELA	Tondela	AT/MT	60/15	15	21,6	17,8	21,6	8	296,8	14,2	311,0	38,9	2,7	2,2	2,7	1
TORRE NATAL	Faro	AT/MT	60/15	15	19,5	18,9	19,5	8	60,4	44,4	104,8	13,1	2,4	2,4	2,4	0
TORRES VEDRAS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	0,9	0,4	0,9	6	12,8	16,4	29,1	4,9	0,2	0,1	0,2	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	19,1	13,1	19,1	8	87,5	35,1	122,5	15,3	2,4	1,6	2,4	0
TORTOSENDO	Covilhã	AT/MT	60/15	15	21,2	14,9	21,2	9	158,9	32,2	191,1	21,2	2,4	1,7	2,4	0
TOUVEDO	Ponte da Barca	AT/MT	60/15	15	8,8	7,6	8,8	7	296,6	12,7	309,3	44,2	1,3	1,1	1,3	1
TRANCOSO	Trancoso	AT/MT	60/15	15	5,8	4,8	5,8	5	205,6	5,7	211,3	42,3	1,2	1,0	1,2	1
TREMÊZ	Santarém	MT/MT	30/15	15	4,6	3,6	4,6	2	60,9	0,1	61,0	30,5	2,3	1,8	2,3	0
TROVISCOSO	Monção	AT/MT	60/15	15	13,7	11,4	13,7	6	194,2	13,4	207,6	34,6	2,3	1,9	2,3	0
TUNES	Silves	AT/MT	60/15	15	13,9	15,3	15,3	6	174,7	19,6	194,3	32,4	2,3	2,5	2,5	0
TURIZ	Vila Verde	AT/MT	60/15	15	23,4	18,9	23,4	7	201,8	16,9	218,7	31,2	3,3	2,7	3,3	0
TURQUEL	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	25,0	22,9	25,0	8	283,8	8,9	292,7	36,6	3,1	2,9	3,1	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	AT/MT	60/15	15	18,4	13,6	18,4	7	118,2	11,1	129,2	18,5	2,6	1,9	2,6	0
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	6,0	5,2	6,0	4	362,2	2,4	364,5	91,1	1,5	1,3	1,5	3
VALE DE VARGO	Serpa	MT/MT	30/15	15	2,3	2,3	2,3	3	73,6	2,5	76,1	25,4	0,8	0,8	0,8	0
VALE ESCURO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	21,7	14,1	21,7	19	0,0	52,2	52,2	2,7	1,1	0,7	1,1	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	AT/MT	60/15	15	2,4	3,2	3,2	4	107,3	0,4	107,7	26,9	0,6	0,8	0,8	0
VALE SERRÃO	Proença-a-Nova	AT/MT	60/30	30	3,8	3,1	3,8	3	158,0	6,3	164,3	54,8	1,3	1,0	1,3	1
VALE TEJO	Alenquer	AT/MT	60/30	30	25,5	24,6	25,5	11	103,7	38,8	142,5	13,0	2,3	2,2	2,3	0
VALENÇA	Valença	AT/MT	60/15	15	12,1	9,7	12,1	7	123,4	14,7	138,1	19,7	1,7	1,4	1,7	0
VALONGO	Valongo	AT/MT	60/15	15	32,6	27,4	32,6	7	103,8	29,4	133,2	19,0	4,7	3,9	4,7	0
VALPAÇOS	Valpaços	AT/MT	60/15	15	9,7	6,2	9,7	5	211,5	8,6	220,1	44,0	1,9	1,2	1,9	1
VAROSA	Lamego	AT/MT	60/30	30	25,1	17,8	25,1	11	424,5	21,0	445,5	40,5	2,3	1,6	2,3	3
VÁRZEA	Covilhã	AT/MT	60/15	15	21,0	14,7	21,0	13	112,7	53,0	165,7	12,7	1,6	1,1	1,6	0
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	AT/MT	60/10	10	18,9	11,7	18,9	10	74,9	37,9	112,8	11,3	1,9	1,2	1,9	0
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	AT/MT	60/10	10	15,2	12,4	15,2	19	0,0	50,6	50,6	2,7	0,8	0,7	0,8	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	AT/MT	60/30/15	30	15,7	13,1	15,7	5	138,3	19,4	157,7	31,5	3,1	2,6	3,1	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	AT/MT	60/30/15	15	6,2	5,2	6,2	5	241,6	8,8	250,4	50,1	1,2	1,0	1,2	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	AT/MT	60/30/15	15	9,1	7,0	9,1	6	1,7	24,3	25,9	4,3	1,5	1,2	1,5	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	AT/MT	60/30/15	30	6,2	4,8	6,2	5	283,0	6,7	289,6	57,9	1,2	1,0	1,2	2
VENTEIRA	Amadora	AT/MT	60/10	10	11,1	8,5	11,1	8	0,0	41,0	41,0	5,1	1,4	1,1	1,4	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	31,8	26,3	31,8	14	4,9	98,4	103,3	7,4	2,3	1,9	2,3	0
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	AT/MT	60/30	30	9,1	8,8	9,1	6	307,6	10,2	317,8	53,0	1,5	1,5	1,5	3
VIDAGO	Chaves	AT/MT	60/15	15	11,5	9,5	11,5	6	288,1	8,0	296,2	49,4	1,9	1,6	1,9	1
VIDIGUEIRA	Vidigueira	MT/MT	30/15	15	1,2	1,2	1,2	2	4,8	4,3	9,1	4,6	0,6	0,6	0,6	0
VILA CHÃ	Barreiro	AT/MT	60/15	15	9,4	5,6	9,4	4	6,9	33,3	40,2	10,1	2,4	1,4	2,4	0
VILA DA PONTE	Montalegre	AT/MT	60/15	15	3,2	2,6	3,2	3	169,1	1,0	170,1	56,7	1,1	0,9	1,1	0
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	AT/MT	60/30	30	21,1	16,9	21,1	9	602,2	12,0	614,2	68,2	2,3	1,9	2,3	5

Nome	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/saida [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
VILA DE REI	Vila de Rei	MT/MT	30/15	15	1,9	2,1	2,1	3	106,4	3,2	109,6	36,5	0,6	0,7	0,7	0
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	AT/MT	60/15	15	4,4	6,1	6,1	7	100,0	48,7	148,7	21,2	0,6	0,9	0,9	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	34,3	29,1	34,3	10	102,0	69,2	171,2	17,1	3,4	2,9	3,4	0
VILA MOREIRA	Alcanena	AT/MT	60/30	30	19,4	17,4	19,4	6	216,4	9,4	225,8	37,6	3,2	2,9	3,2	1
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/15	15	8,0	7,2	8,0	5	66,7	6,3	73,0	14,6	1,6	1,4	1,6	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	36,5	28,6	36,5	16	27,5	80,7	108,2	6,8	2,3	1,8	2,3	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	AT/MT	60/30/15	15	3,9	3,1	3,9	3	77,3	13,1	90,4	30,1	1,3	1,0	1,3	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	AT/MT	60/30/15	30	10,0	8,1	10,0	4	273,4	13,0	286,4	71,6	2,5	2,0	2,5	2
VILA ROBIM	Figueira da Foz	AT/MT	60/15	15	16,3	12,8	16,3	8	108,4	26,8	135,2	16,9	2,0	1,6	2,0	0
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Rodão	AT/MT	60/30	30	1,9	1,8	1,9	5	73,6	3,5	77,2	15,4	0,4	0,4	0,4	0
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	AT/MT	60/15	15	12,7	10,2	12,7	8	131,4	14,6	146,0	18,3	1,6	1,3	1,6	0
VILAMOURA	Loulé	AT/MT	60/15	15	22,2	31,4	31,4	12	133,0	69,7	202,7	16,9	1,9	2,6	2,6	0
VILAMOURA B	Loulé	AT/MT	60/15	15	12,1	20,3	20,3	8	0,0	48,0	48,0	6,0	1,5	2,5	2,5	0
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	39,6	31,7	39,6	10	58,5	81,6	140,1	14,0	4,0	3,2	4,0	0
VISEU	Viseu	AT/MT	60/15	15	11,9	7,1	11,9	8	7,4	33,9	41,3	5,2	1,5	0,9	1,5	0
VISO	Viseu	AT/MT	60/15	15	38,4	33,4	38,4	15	292,7	71,0	363,7	24,2	2,6	2,2	2,6	1
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	AT/MT	60/15	15	19,2	17,1	19,2	7	76,6	8,5	85,0	12,1	2,7	2,4	2,7	0
VITÓRIA	Porto	AT/MT	60/15	15	22,5	19,5	22,5	14	0,0	30,6	30,6	2,2	1,6	1,4	1,6	0
VOUZELA	Vouzela	AT/MT	60/15	15	18,5	15,4	18,5	10	347,8	15,0	362,9	36,3	1,9	1,5	1,9	2
ZAMBUJAL	Lisboa	AT/MT	60/10	10	25,4	23,3	25,4	24	0,0	104,8	104,8	4,4	1,1	1,0	1,1	0
ARGANIL	Arganil	AT/MT	60/15	15	9,8	6,5	9,8	4	97,5	9,4	106,9	26,7	2,5	1,6	2,5	0

Página em branco

ANEXO B.2.2 – RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE INDISPONIBILIDADE TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo B.2.2.1 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2025

Página em branco

ANEXO B.2.2.1 – RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE INDISPONIBILIDADE TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022

Página em branco

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Aveiro	Aveiro	29,15	4,50
Aveiro	Esgueira	11,13	8,50
Aveiro	Ílhavo	3,59	0,00
Beja	Beja	17,33	8,40
Braga	Braga	24,70	0,00
Braga	São Martinho de Dume	18,52	0,00
Braga	Lamações	25,57	0,00
Braga	Lamas	4,53	2,42
Braga	Penide	0,12	0,00
Bragança	Bragança	21,53	14,35
Castelo Branco	Talagueira	24,48	0,00
Castelo Branco	Alcains	6,92	0,00
Coimbra	Alegria	22,40	2,80
Coimbra	Relvinha	14,38	1,78
Coimbra	Alto de São João	12,99	0,00
Coimbra	Taveiro	1,52	0,00
Coimbra	Corrente	12,24	0,00
Coimbra	Antanhol	3,59	0,00
Coimbra	Condeixa	0,14	0,00
Évora	Évora	32,95	8,68
Évora	Caeira	7,65	0,00
Faro	Faro	14,40	0,35
Faro	Torre Natal	12,29	0,00
Guarda	Guarda	15,86	0,00
Guarda	Casal de Cinza	7,79	0,00
Leiria	Azóia	5,26	0,25
Leiria	Andrinos	19,08	1,00
Leiria	Pinheiros	10,80	0,28
Leiria	Parceiros	12,91	0,00
Lisboa	Central Tejo	28,59	10,16
Lisboa	Boavista (Lisboa)	27,30	0,00
Lisboa	São Ciro	12,72	0,00
Lisboa	Santa Marta	28,40	0,00
Lisboa	Senhor Roubado	7,04	0,00
Lisboa	Norte	32,04	2,88
Lisboa	Vale Escuro	21,67	0,22
Lisboa	Zambujal	7,49	0,00
Lisboa	Praça Figueira	30,04	5,71
Lisboa	Alameda	21,40	0,00
Lisboa	Telheiras	22,11	0,00
Lisboa	Parque	30,34	0,00
Lisboa	Aeroporto	18,77	2,94
Lisboa	Luz	23,67	2,29
Lisboa	Entrecampos	24,67	0,00
Lisboa	Amoreiras	21,25	0,00
Lisboa	Arco Carvalhão	19,94	0,00
Lisboa	Colombo	25,60	7,24
Lisboa	Expo Sul	23,61	0,00

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Lisboa	Alto do Lumiar	8,63	0,00
Lisboa	Gago Coutinho	17,06	0,00
Lisboa	Marvila	26,10	0,00
Lisboa	Moscavide	4,33	2,29
Lisboa	Expo Norte	10,94	0,00
Lisboa	Miraflores	5,55	0,00
Portalegre	São Vicente	12,49	0,00
Porto	Lapa	21,49	0,00
Porto	Boavista (Porto)	39,39	0,00
Porto	Campo Alegre	34,39	0,00
Porto	Antas	33,90	0,58
Porto	Campo 24 de Agosto	29,46	0,00
Porto	Monte dos Burgos	41,92	0,00
Porto	Paranhos	31,28	0,00
Porto	Vitória	22,51	0,00
Santarém	Fontainhas	8,65	0,00
Santarém	São Bento	16,12	0,00
Setúbal	São Sebastião	10,82	0,39
Setúbal	Sado	0,77	0,00
Setúbal	Terroa	12,28	0,00
Setúbal	Brasil	18,97	1,75
Viana do Castelo	Santa Marta de Portuzelo	12,05	0,00
Viana do Castelo	Monserrate	12,30	0,00
Vila Real	Telheira	18,64	0,00
Vila Real	Jorjais	5,49	0,00
Viseu	Viseu	8,63	0,00
Viseu	Orgens	6,81	0,00
Viseu	Viso	10,96	0,00

ANEXO B.2.2.2 – RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE INDISPONIBILIDADE TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

Página em branco

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Aveiro	Aveiro	30,31	4,68
Aveiro	Esgueira	11,62	8,87
Aveiro	Ílhavo	3,46	0,00
Beja	Beja	17,76	8,61
Braga	Braga	25,71	0,00
Braga	São Martinho de Dume	19,26	0,00
Braga	Lamações	26,61	0,00
Braga	Lamas	4,71	2,52
Braga	Penide	0,12	0,00
Bragança	Bragança	22,10	14,73
Castelo Branco	Talagueira	27,52	0,00
Castelo Branco	Alcains	7,74	0,00
Coimbra	Alegria	25,09	3,13
Coimbra	Relvinha	16,06	1,98
Coimbra	Alto de São João	14,53	0,00
Coimbra	Taveiro	1,70	0,00
Coimbra	Corrente	13,42	0,00
Coimbra	Antanhol	3,99	0,00
Coimbra	Condeixa	0,15	0,00
Évora	Évora	35,16	9,26
Évora	Caeira	7,91	0,00
Faro	Faro	14,18	0,34
Faro	Torre Natal	12,20	0,00
Guarda	Guarda	17,55	0,00
Guarda	Casal de Cinza	8,63	0,00
Leiria	Azóia	5,48	0,26
Leiria	Andrinos	19,91	1,05
Leiria	Pinheiros	11,27	0,30
Leiria	Parceiros	13,47	0,00
Lisboa	Central Tejo	29,04	10,32
Lisboa	Boavista (Lisboa)	27,71	0,00
Lisboa	São Ciro	12,91	0,00
Lisboa	Santa Marta	28,82	0,00
Lisboa	Senhor Roubado	7,19	0,00
Lisboa	Norte	32,52	2,93
Lisboa	Vale Escuro	22,00	0,22
Lisboa	Zambujal	7,63	0,00
Lisboa	Praça Figueira	30,49	5,79
Lisboa	Alameda	21,72	0,00
Lisboa	Telheiras	22,44	0,00
Lisboa	Parque	30,80	0,00
Lisboa	Aeroporto	19,09	2,99
Lisboa	Luz	24,03	2,33
Lisboa	Entrecampos	25,05	0,00
Lisboa	Amoreiras	21,57	0,00
Lisboa	Arco Carvalhão	20,24	0,00
Lisboa	Colombo	25,99	7,35
Lisboa	Expo Sul	23,97	0,00

Distrito Designação	Subestação	Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]	Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]
Lisboa	Alto do Lumiar	8,76	0,00
Lisboa	Gago Coutinho	17,32	0,00
Lisboa	Marvila	26,50	0,00
Lisboa	Moscavide	4,42	2,34
Lisboa	Expo Norte	11,12	0,00
Lisboa	Miraflores	5,66	0,00
Portalegre	São Vicente	10,91	0,00
Portalegre	Portalegre ZI	2,85	0,00
Porto	Lapa	21,46	0,00
Porto	Boavista (Porto)	39,31	0,00
Porto	Campo Alegre	34,32	0,00
Porto	Antas	34,91	0,59
Porto	Campo 24 de Agosto	31,49	0,00
Porto	Monte dos Burgos	41,83	0,00
Porto	Paranhos	31,22	0,00
Porto	Vitória	22,46	0,00
Santarém	Fontainhas	8,80	0,00
Santarém	São Bento	16,32	0,00
Setúbal	São Sebastião	11,01	0,39
Setúbal	Sado	0,77	0,00
Setúbal	Terroa	12,40	0,00
Setúbal	Brasil	19,16	1,77
Viana do Castelo	Santa Marta de Portuzelo	12,80	0,00
Viana do Castelo	Monserrate	13,06	0,00
Vila Real	Telheira	19,03	0,00
Vila Real	Jorjais	5,60	0,00
Viseu	Viseu	8,77	0,00
Viseu	Orgens	6,95	0,00
Viseu	Viso	11,13	0,00

ANEXO B.3 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

Anexo B.3.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022

Anexo B.3.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025

Página em branco

No presente anexo apresenta-se a estimativa de capacidade de receção de potência de produção para a RND prevista em 2022 e 2025 de acordo com o plano de desenvolvimento apresentado.

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 compromisso de ligação na RND.

Nota explicativa para a leitura das tabelas dos Anexos B.3.1.1 e B.3.2.1:

• 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.

Exceto nas instalações 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 ações. Nas instalações identificadas com (*) a ligação à RESP poderá necessitar de significativos investimentos, nomeadamente a construção de um posto de corte de alta tensão ou a significativa adaptação da instalação existente.

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. As capacidades de receção em cada zona de rede são estabelecidas pelo operador da RNT, e podem ser consultados no documento “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede|Situação a 31 de Dezembro de 2021”.

Não se verificaram constrangimentos nos pontos de entrega da RNT uma vez que a potência ligada na RND é inferior à potência de transformação das subestações da RNT. Por conseguinte, não se incluiu essa informação neste Anexo.

Página em branco

ANEXO B.3.1 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022

Anexo B.3.1.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Tabela

Anexo B.3.1.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.1.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2022 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Página em branco

ANEXO B.3.1.1 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022 – TABELA

Página em branco

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0	0	-	0	-	-	0	0	Portimão
Aljezur	ALJEZUR	0	0	0	-	0	-	-	0		
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	11,2	5,8	0	0	-	-	0	0		
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,5	24,8	0,3	-	0	-	0	0	0	
Portimão	PORTIMÃO	0	0	0	-	0	-	-	0		
Aljezur	POLDRA	58,4	0	1,0	-	0	-	0	0		
Lagos	BENSAFRIM	93,0	0,0	0	-	-	-	0	0		
Lagos	LAGOS	19,0	8,9	1,3	-	0	-	0	0		
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,0	0	6,2	-	0	-	0	0		
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,0	2,0	10,2	-	0	-	13,8	13,8	13,8	Tunes
Silves	SILVES (*)	0,6	3,8	10,0	-	3,5	-	67,5	67,5	67,5	
Silves	TUNES (4)	14,0	0	0,7	-	13,6	-	-	13,6	13,6	
Albufeira	ALBUFEIRA	6,0	0	20,6	-	30,0	-	63,1	63,1	122,8	
Albufeira	MONTECHORO	0	32,4	10,3	-	35,5	-	42,9	43,1		
Albufeira	PADERNE (A)	0	14,0	0,0	-	-	-	42,9			
Loulé	VILAMOURA	0	0,0	20,4	-	36,3	-	42,9			
Loulé	VILAMOURA B (*)	0	0	10,1	-	18,2	-	40,4			
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	23,8	-	-	-	16,8	16,8		
Lagoa	LAGOA	0	0	10,0	-	16,8	-	-			
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0	0	20,7	-	16,8	-	16,8			
Loulé	LOULÉ	4,0	0	0	-	18,2	-	18,2	18,2	18,2	Estoi
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,8	0	19,7	-	8,5	-	8,5	8,5		
Loulé	ALMANCIL	0	0	10,7	-	17,6	-	43,2	43,2	192,4	
Loulé	QUARTEIRA	0	0	10,1	-	43,2	-	43,2			
Faro	FARO	0	0	0	-	43,2	-	-			
Faro	BRACIAIS	0	9,5	11,4	-	15,1	-	43,2			
Faro	TORRE NATAL	1,1	0	10,5	-	24,4	-	50,4	77,1		
Olhão	OLHÃO	2,2	0	0	-	33,6	-	59,6			
Tavira	TAVIRA	0	0	10,0	-	26,0	-	52,0	52,0		
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	18,0	-	78,3	78,3	78,3	Tavira
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	15,9	0	-	2,0	-	31,2	52,5		
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0	2,0	0,8	-	33,1	-	44,3			
Tavira	CACHOPO	7,5	0	0	-	10,5	-	-	20,4	26,4	
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	26,4	26,4		
Almodôvar	ALMODÔVAR	0	2,8	0	-	1,6	-	-	4,0		
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,9	4,1	19,1	0	0	-	12,5	12,5	12,5	Ourique
Aljustrel	ALJUSTREL	11,9	27,0	7,9	0	0	-	0	0	0	F. Alentejo
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,3	8,8	28,9	0	-	-	0	0	0	
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	8,5	6,5	21,2	0	-	-	0	0		
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	51,6	0	0,9	0	-	-	0	0	0	
Beja	BEJA	0	22,0	20,0	0	0	-	0	0		
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN) (*)	13,8	8,0	0	-	-	-	-	-	11,0	
Moura	MOURA	0	17,7	2,1	0	-	-	4,1	4,1	4,1	Alqueva
Serpa	ÍNSUA	45,0	0,0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	0			
Serpa	BRINCHES	12,7	1,0	0,4	0	-	-	0			
Serpa	SERPA	0	11,5	0,7	0	0	-	0			
Moura	AMARELEJA	49,0	3,0	0,7	0	-	-	0	0	0	
Portel	ÁLAMOS	0	0	0	-	-	-	30,4	30,4	30,4	
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,1	17,5	0,3	0	0	-	14,1	14,1		
Moura	LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	42,0	0	0	-	-	-	-	-	6,4	
Santiago do Cacém	SANTIAGO	15,0	9,0	3,8	0	-	-	0	0	0	Sines
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	4,5	13,0	1,3	0,4	1,0	-	8,6	8,6	8,6	
Sines	MONTE FEIO	17,8	31,0	0,6	5,9	1,4	-	21,7	21,7	21,7	
Alcácer do Sal	COMPORTA	12,5	5,5	0	0	-	-	4,0	4,0		
Sines	MORGAVEL (A)	0	48,9	0	-	-	-	0	0	0	
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	70,2	
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-		
Arraiolos	CERÂMICA	0	38,5	0,1	0	-	-	11,0	11,0	11,0	Divor
Estremoz	ESTREMOZ	15,9	37,0	0,3	0	0	-	0	0	0	Estremoz
Elvas	ALCÁÇOVA	0,6	69,9	7,7	0	-	-	0	0	0	
Arronches	ARRONCHES	0	9,0	10,2	0	-	-	0	0		
Borba	BORBA	20	10,0	0,3	-	0	-	0	0	0	
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	14,8	7,0	0,1	-	0	-	0	0		
Alandroal	TERENA	11	10,0	0	0	0	-	0	0	0	Évora
Évora	CAEIRA	45,6	5,6	12,6	0	0	-	0	0		
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	31,5	34,0	0	0	-	-	0	0		
Évora	ÉVORA	2,5	0	13,6	-	0	-	-	0		
Montemor-o-Novo	MONTEMOR	0	9,4	0,7	0	0	-	0	0		
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,0	11,0	1,5	0	0	-	0			
Setúbal	TERROA (*)	0	0	0	-	36,0	-	-	91,3	91,3	Setúbal
Setúbal	SADO (SE)	84,1	8,3	0,2	0	-	-	0	0	25,0	
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	0			
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,5	37,1	2,3	0	0	-	0	0		
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	0	0		
Montijo	PEGÕES	22,0	14,0	0,5	0	0	-	0	0		
Setúbal	ALGERUZ	0	87,6	0	-	-	-	25,0	25,0		
Moita	MOITA	2,5	31,9	0,2	-	0	-	0	0		
Palmela	CARRASCAS	5,0	34,0	4,9	0	0	-	0			
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,6	0	0	-	0	-	0			
Montijo	MONTIJO	0	19,9	38,6	-	0	-	0	0	0	Alcochete
Alcochete	SÃO FRANCISCO	4,9	17,4	18,5	0	0	-	0	0		
Palmela	PINHAL NOVO	4,0	10,9	29,9	-	12,5	-	52,2	52,2	52,2	
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0	12,0	22,9	-	0	-	0	0	0	F.Ferro
Sesimbra	SANTANA	0	17,0	18,0	-	0	-	0	0		
Almada	AROEIRA	18,0	0	20,0	-	17,9	-	32,7	32,7	32,7	
Barreiro	COINA	0	3,0	37,5	-	0	-	0	0	0	
Barreiro	VILA CHÃ	0	10,8	14,0	-	0	-	0	0		
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	0	0		
Seixal	FOGUETEIRO	4,7	0	10,3	-	0	-	-	0		
Seixal	SEIXAL	0	0	10,7	-	0	-	-	0		
Barreiro	BARREIRO	0	0	22,2	-	4,7	-	4,7	4,7	4,7	
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,6	0	11,1	-	4,7	-	4,7	4,7		
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	20,0	0	0	-	-	-	4,7	4,7		
Almada	SOBREDA	9,3	0	10,4	-	16,5	-	28,2	28,2	28,2	Trafaria
Almada	LARANJEIRO	0	0	10,6	-	28,2	-	-	28,2		
Almada	PIEDADE	0	0	0	-	-	-	38,1	38,1	38,1	
Almada	PORTAGEM	2,0	0	11,0	-	38,1	-	-	38,1		
Almada	MUTELA	0	0	10,0	-	26,0	-	-	38,1		
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	10,0	-	18,3	-	86,5	86,5	86,5	

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Loures	MOSCAVIDE	0	0	3,6	-	-	32,4	240,5	240,5	240,5	Sacavém
Lisboa	EXPO NORTE	6,1	0	0	-	-	29,5	-	29,5		
Lisboa	EXPO SUL	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	GAGO COUTINHO	0	0	0,9	-	-	35,0	-	35,0		
Lisboa	AEROPORTO	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0		
Loures	CAMARATE (*)	0	0	0	-	-	18,0	30,2	30,2		
Loures	ANAIA	7,5	0	0	20,5	-	18,0	22,4	22,4		
Lisboa	MARVILA	0	0	0,5	-	-	71,4	-	71,4		
Benavente	CARRASCAL	12,0	18,5	3,2	0	-	-	0	0	0	P.Alto
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0		
Benavente	BENAVENTE	0	2,2	1,2	0	-	-	0	0		
Salvaterra de Magos	MEXEEIRO	0	0,9	0,4	0	-	-	0	0		
Salvaterra de Magos	MARINHAIS	25,0	0	0	-	-	-	0	0		
Coruche	CORUCHE	16,0	6,1	6,0	0	-	-	0	0		
Cascais	BIRRE	0	1,4	0	-	-	55,0	-	106,9	306,4	Trajouce
Cascais	CASCAIS	0	0	0	-	-	36,0	-			
Cascais	ESTORIL	0	0	0	-	-	36,0	-			
Cascais	ALCOITÃO	0	0	0	-	-	35,6	106,9			
Cascais	ABÓBODA (*)	4,8	0	0,4	-	-	30,7	66,7	66,7		
Cascais	PAREDE	0	0	0	-	-	36,0	-			
Sintra	CAPA ROTA	0	6,0	1,6	-	-	28,4	64,9	64,9		
Sintra	RANHOLAS	0	0	0	-	-	0	-			
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	67,8	67,8		
Oeiras	FIGUEIRINHA	0	0	1,5	-	-	63,9	-			
Oeiras	LEIÃO	1,0	0	1,3	-	-	33,6	47,1			
Sintra	SÃO MARCOS	0,7	0	1,3	-	-	33,9	-			
Sintra	RIO MOURO	0	0	0	-	-	35,8	49,3	49,3	49,3	Alto Mira
Sintra	QUELUZ	0	0	0	-	-	35,7	-	35,7	35,7	
Amadora	VENTEIRA	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6	35,6	
Amadora	REBOLEIRA	3,3	0	0,5	-	-	32,1	-	32,1	32,1	
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,8	0	6,9	-	-	63,2	-	63,2	63,2	
Sintra	CACÉM	0	0	3,1	-	-	45,0	45,0	45,0	45,0	
Sintra	MEM MARTINS	0	20,0	8,1	-	-	38,5	38,5	38,5	38,5	
Sintra	SABUGO	38,4	6,0	2,2	-	-	1,3	38,5	38,5		
Sintra	PERO PINHEIRO	0	6,0	1,6	-	-	19,1	19,1	19,1		
Sintra	JANAS	0	9,0	0,2	-	-	26,8	26,9	26,9		
Mafra	GODIGANA (*)	0	11,0	0,3	-	-	4,5	12,9	12,9		
Lisboa	ZAMBUJAL	0	0	1,6	-	-	70,3	200,6	200,6	200,6	Zambujal
Oeiras	BARCARENA	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6		
Oeiras	MIRAFLORES	2,9	0	0,3	-	-	68,7	-	68,7		
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,7	0	0	-	-	70,1	-	70,1		
Lisboa	SÃO CIRO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	BOAVISTA (Lisboa)	0	0	0	-	-	54,0	-	54,0		
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0	0	0	-	-	35,8	-	35,8		
Lisboa	PALHAVÃ	0	0	0	-	-	-	194,4	194,4	194,4	Sete Rios
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0	0	0	-	-	53,9	-	53,9		
Lisboa	AMOREIRAS	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	PARQUE	0	0	0	-	-	71,9	-	71,9		
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0	0	-	-	70,1	-	70,1		
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	NORTE	0	2,4	4,9	-	-	69,6	-	69,6		
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	LUZ	0	2,0	0	-	-	69,7	-	69,7		
Lisboa	COLOMBO	6,8	0	0	-	-	29,1	-	29,1		
Torres Vedras	MATACÃES	64,6	7,0	4,2	0	-	-	0	0	0	Carvoeira
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0			
Lourinhã	LOURINHÃ	19,3	0	1,5	0	-	-	0			
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,1	11,0	1,2	-	-	0	0	0		
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0	1,0	1,8	-	-	0	0			
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0	18,0	0,4	-	-	0	0			
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0			
Mafra	TELHEIRO	6,1	0	1,8	-	-	0	0			
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,4	0	0	0	-	-	9,5	9,5	9,5	
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	204,8	204,8	204,8	Carriche
Lisboa	ENTRECAMPOS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0		
Lisboa	VALE ESCURO	0	0	0,1	-	-	35,8	-	35,8		
Lisboa	TELHEIRAS	0	0	0	-	-	71,6	-	71,6		
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6		
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0	0	2,0	-	-	34,0	47,2	47,2		
Odivelas	ARROJA	0	0	0	-	-	49,1	49,1	49,1		
Loures	FANHÕES (PS)	63,0	0	0	-	-	-	83,4	83,4	83,4	Fanhões
Loures	FANHÕES (SE)	38,0	31,3	0,8	-	-	0	26,1	26,1		
Loures	LOURES	4,8	0	0	-	-	43,3	43,3	43,3		
Loures	MERCADO	13,9	0	3,1	-	-	15,6	15,6	47,5		
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,8	0	2,1	0	-	18,0	47,5			
Odivelas	CANEÇAS	0	10,0	0	-	-	8,0	30,7	30,7		
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,7	0	30,6	-	-	4,5	4,5	4,5		
Mafra	GRADIL	2,1	5,0	0,1	-	-	4,5	4,5			
Mafra	MAFRA	15,0	6,0	2,7	-	-	4,5	4,5			
Alenquer	MERCEANA	0	8,0	39,3	0	-	-	1,3	1,3	22,8	Carregado
Alenquer	VALE TEJO	10,2	12,8	43,3	22,8	-	-	22,8	22,8		
Alenquer	CHEGANÇAS	0	18,0	0,6	0	-	-	13,5			
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0	0	10,2	7,1	-	22,3	22,3	22,3		
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0	25,0	0	-	-	-	22,3			
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,9	24,0	1,9	22,3	-	0	22,3			
Azambuja	ESPADANAL	0	2,9	13,3	6,8	-	-	6,8	6,8		
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	8,0	40,0	0,3	0,7	-	-	6,8			
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0	16,0	0	-	0	-	0	0	0	Santarém
Santarém	FONTAINHAS	0,1	18,3	1,6	0	-	-	0	0		
Santarém	ALCANEDE	0	18,0	0,7	0	-	-	-	0		
Santarém	SÃO BENTO	1,7	15,0	0,4	0	0	-	0	0		
Santarém	ALCANHÕES	18,0	0	0	-	-	-	0			
Almeirim	ALMEIRIM	2,2	33,8	2,8	0	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0	12,0	0,1	0	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GRANHO	20,0	0	0	-	-	-	0			
Santarém	VALE FIGUEIRA	0	16,5	0	-	0	-	-			

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Rio Maior	RIO MAIOR	0,1	29,5	1,1	0	-	-	0	0	0	R. Maior
Cadaval	CADAVAL	22,8	5,3	0,1	0	-	-	0	0		
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0	0	0,6	35,4	-	-	-	40,6	40,6	
Óbidos	SANCHEIRA	0	18,0	4,2	0	-	-	0	0	0	
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0	0	0,8	0	-	-	0	0		
Peniche	ATOUGUIA	50,8	14,2	9,3	0	0	-	0			
Alcobaça	TURQUEL	8,0	32,7	1,4	0	-	-	0	0	0	
Alcobaça	CELA	2,2	0	0,8	0	-	-	0	0		
Portalegre	SÃO VICENTE	9,3	14,9	1,9	0	-	-	0	0	0	Falagueira
Nisa	ALPALHÃO	22,9	12,7	0,1	0	-	-	0	0		
Mação	PRACANA	71,2	4,0	5,0	0	-	-	0	0	0	
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,9	3,0	0	0	-	-	0	0		
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	0	0		
Porto de Mós	SÃO JORGE	6,3	26,0	4,0	0	-	-	0	0	0	Batalha
Alcobaça	ALCOBAÇA	0	0	1,2	0	-	-	0	0		
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,2	7,0	3,7	0	0	-	0	0		
Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	24,2	24,2	24,2	
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,3	31,0	1,6	8,7	-	-	8,7	8,7	30,0	
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	2,8	16,0	30,0	-	-	30,0	30,0		
Leiria	AZÓIA	0,1	24,5	8,1	17,2	15,9	-	32,2	32,2	32,2	
Leiria	PARCEIROS	0,2	45,0	0	-	17,2	-	32,2	32,2		
Ourém	FÁTIMA	38,3	0	1,4	0,8	-	-	0,8	0,8	0,8	
Leiria	ANDRINOS	2,3	23,0	0,9	0	29,9	-	29,9	29,9	29,9	
Leiria	PINHEIROS	0	3,8	9,5	-	4,6	-	29,9			
Leiria	ORTIGOSA	0	14,0	6,4	-	15,5	-	20,1	20,1	20,1	Pombal
Pombal	RANHA	9,8	9,0	24,7	0	-	-	20,1			
Pombal	POMBAL	10,7	24,4	7,1	20,1	-	-	20,1	20,1		
Pombal	SICÓ	21,5	0	0	-	-	-	6,1	6,1		
Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	0	0	0	Zêzere
Alcanena	VILA MOREIRA	6,0	5,0	2,4	0	-	-	0	0		
Tomar	SANTA CITA	5,3	11,0	3,0	0	-	-	0	0		
Torres Novas	ALMONDA	5,2	0	0	-	-	-	0	0		
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,2	6,8	1,6	-	0	-	0	0		
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,8	5,0	0,9	0	-	-	0	0		
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	27,2	10,0	4,7	0	-	-	0	0	0	
Ourém	OURÉM	0	16,0	2,4	12,2	-	-	12,2	12,2	12,2	
Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	6,1	5,1	1,8	12,2	12,2	-	12,2	12,2		
Sertã	SERTÃ	13,3	9,8	5,6	-	0,0	-	0,0	0,0		
Abrantes	OLHO BOI	0	40,2	12,4	0	-	-	0	0	0	
Mação	BELVER	88,6	1,5	0,1	0	-	-	0	0		
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0	13,2	1,1	0	-	-	0	0		
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,6	6,0	0,4	0	-	-	0	0		
Avis	MARANHÃO	12,9	2,6	10,1	0	-	-	0	0		
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,4	0	0	-	1,7	-	1,7	1,7	1,7	Penela
Ansião	PONTÃO	19,1	0	0,7	-	0	-	1,7	1,7		
Pedrógão Grande	PEDRÓGÃO	0	1,0	7,1	-	0	-	-	1,7		
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	53,4	53,4	53,4	
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0	2,0	0	-	0	-	0	0		Pereiros
Lousã	LOUSÃ	76,7	0	3,0	-	0	-	0	0	0	
Góis	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	0	0		
Góis	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	0	0		
Coimbra	TAVEIRO	0,9	19,3	0,4	-	10,3	-	10,3	10,3	10,3	
Soure	ALFARELOS	2,0	16,0	0	-	0,0	-	9,8	9,8	9,8	
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,1	7,8	1,7	-	0	-	0	0	0	
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0	0	0	-	36,0	-	44,9	44,9	92,8	
Coimbra	CORRENTE	0	0	10,0	-	28,3	-	44,9			
Coimbra	ANTANHOL	0	10,0	0	-	18,0	-	44,9			
Coimbra	RELVINHA	3,4	16,9	5,7	-	44,9	-	44,9			
Coimbra	ALEGRIA	0	0	0,5	-	47,9	-	47,9	47,9		
Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	-	-	0	0	0	
Penacova	AGUIEIRA	1,7	1,0	1,4	-	0	-	-	0		
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,9	0	1,7	-	0	-	0	0		
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,0	0	0	-	-	-	0	0		
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,2	18,0	0	-	0	-	0	0	0	Lavos
Figueira da Foz	SÃO JULIÃO	0	0	0	-	0	-	0	0		
Figueira da Foz	GALA	5,3	11,4	5,7	0	-	-	0	0		
Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	0	0		
Soure	SOURE	2,1	31,3	2,1	12,6	-	-	12,6	12,6	12,6	
Pombal	LOURIÇAL	0	15,5	29,6	0,8	-	-	45,9	45,9	45,9	
Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	-	13,7	
Anadia	MOGOFORES	1,8	0	0	-	21,5	-	21,5	21,5	21,5	Paraímo
Mealhada	PAMPILHOSA	45,0	0	1,8	-	21,5	-	21,5	21,5		
Cantanhede	CANTANHEDE	0	41,0	1,2	-	0	-	0	0	0	
Cantanhede	TOCHA	39,1	0	0	-	0	-	0			
Mira	MIRA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,1	12,4	1,9	-	0	-	0	0		
Águeda	BARRÔ	38,7	9,4	10,1	-	0	-	0	0	0	Mourisca
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,8	7,6	0,6	-	0	-	0			
Águeda	ÁGUEDA	17,7	4,4	2,2	-	0	-	0	0		
Ílhavo	ÍLHAVO	6,1	5,9	29,6	-	40,0	-	53,9	53,9	63,2	
Ílhavo	GAFANHA	0	0	2,9	-	20,0	-	20,0			
Aveiro	AVEIRO	0,1	0	0	-	45,6	-	45,6			
Aveiro	ESGUEIRA	37,0	5,0	17,0	-	32,7	-	32,7	32,7		
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,9	11,0	0,3	-	0	-	0	0	0	Estarreja
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0	63,9	1,1	-	0	-	0	0		
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,9	6,0	2,7	-	0	-	0	0		
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,4	0	0,3	-	0	-	0	0		
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,7	0	1,7	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	ACAIL	0	36,1	0	-	-	-	19,8	19,8	19,8	
Estarreja	AVANCA	12,8	21,4	4,2	-	0	-	0	0	0	
Ovar	OVAR	4,4	16,0	0,2	-	0	-	0	0		
Ovar	ARADA	0	44,6	1,4	-	0	-	0	0		
Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	41,1	
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0	1,0	5,3	-	0	-	-	0	0	Tábua
Tábua	CANDOSA	28,2	0	2,6	-	0	-	0	0		
Arganil	ARGANIL (A)	0,0	0,0	0,0	-	18,0	-	32,3	32,3	32,3	
Arganil	FRONHAS (*)	0,9	1,8	0,1	-	15,2	-	-	25,1		
Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	-	27,3	

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Castelo Branco	ALCAINS	0	3,0	25,7	0	0	-	19,7	19,7	19,7	C. Branco
Castelo Branco	TALAGUEIRA	8,0	44,7	5,4	0	-	-	23,0	23,0	23,0	
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	23,0	23,0		
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RÓDÃO	4,6	38,0	0	2,4	-	-	2,4	2,4		
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,8	13,3	2,2	0	-	-	9,5	9,5		
Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0	0	-	0	-	19,4	19,4	19,4	
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	46,9	0	0	-	0	-	0	0	0	Ferro
Fundão	FUNDÃO	16,5	12,7	5,7	-	0	-	0	0		
Covilhã	TORTOSENDO	8,9	7,0	32,3	-	11,7	-	11,7	11,7	11,7	
Covilhã	VÁRZEA	0	25,4	1,0	-	0	-	0	0		
Belmonte	BELMONTE	31,5	1,0	1,0	-	0	-	0	0		
Sabugal	SABUGAL	22,3	0	0,1	-	0	-	0	0		
Penamacor	MEIMOA	0	0	0	-	0	-	-	0		
Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN) (*)	34,7	0	0	-	-	-	-	-	13,9	
Viseu	VISO	4,6	6,4	9,6	-	51,3	-	63,8	63,8	63,8	Bodiosa
Sátão	SÁTÃO	0	10,0	4,1	-	0	-	19,4	19,4		
Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	19,4	19,4		
Viseu	VISEU	0	4,0	0	-	24,3	-	-	46,6		
Viseu	ORGENS	0	19,9	5,0	-	3,4	-	63,8	63,8		
Vouzela	VOUZELA	9,2	4,9	1,0	-	0	-	0	0	0	
Viseu	GUMIEI	25,2	17,0	8,2	-	0	-	0	0		
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,3	0	0	0	-	-	0	0		
Vouzela	FORNELO DO MONTE	95,9	0	0,0	-	-	-	41,2	41,2	41,2	
Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	
Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	
Tondela	TONDELA	4,3	7,0	2,0	-	0	-	0	0	0	V. Chã
Seia	SABUGUEIRO	28,0	0	0,1	-	0	-	0	0	0	
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Gouveia	GOUVEIA	0	2,0	5,8	-	0	-	0	0		
Seia	SEIA	76,4	3,0	0,6	-	0	-	0	0		
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0	0	0	-	0	-	-	0		
Mangualde	MANGUALDE	22,9	0	12,4	-	0	-	0	0	0	
Nelas	NELAS II	0,9	6,7	29,4	-	0	-	0	0		
Celorico da Beira	CELORICO	0	12,0	6,2	-	0	-	0	0	0	Chafariz
Guarda	GUARDA	104,4	0	0	-	0	-	0	0		
Guarda	CASAL DE CINZA	0	0	1,1	-	0	-	0	0		
Sabugal	CERDEIRA	0	2,0	0,1	-	0	-	-	0		
Trancoso	TRANCOSO	0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	-	-	0	0		
Pinhel	PINHEL	19,3	0	0	-	0	-	0	0		
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	-	-	-	-	13,7	
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,8	1,0	23,5	0	-	-	0	0	0	Valdigem
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	-	-	2,6	2,6	2,6	
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	-	-	0	0	0	
Lamego	VAROSA	69,3	0	0,7	0	-	-	0	0		
Lamego	LAMEGO	34,4	0	0	0	-	-	0	0		
Alijó	PINHÃO	0,4	7,0	7,1	12,5	-	-	17,9	17,9	17,9	
Vila Real	TELHEIRA	48,2	0	0,7	0	-	-	0	0	0	
Vila Real	JORJAIS	30,0	0	0,9	0	-	-	0	0		
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	81,9	0	19,6	0	-	-	69,7	69,7	69,7	Vila P. Aguiar
Ribeira de Pena	DAIVÕES	14,6	0	0	-	-	-	18,2	18,2		
Chaves	VIDAGO	17,2	0	1,0	-	15,8	-	15,8	15,8	15,8	
Chaves	CHAVES	22,4	0	1,6	-	0	-	0	0	0	Valpaços
Montalegre	MORGADE	13,0	0	0,4	-	0	-	0	0		
Montalegre	LEIRANCO	27,5	0	0	-	-	-	0	0		
Valpaços	VALPAÇOS	10,7	30,9	15,0	-	0	-	0	0	0	
Mogadouro	MOGADOURO	46,4	33,1	3,4	0	-	-	0	0	0	Mogadouro
Bragança	BRAGANÇA	20,5	10,8	9,5	5,0	-	-	5,0	5,0	5,0	Macedo
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,0	3,0	7,2	19,3	-	-	29,5	29,5	29,5	
Mirandela	MIRANDELA	2,1	27,0	0,7	20,4	-	-	20,4	20,4	20,4	Pocinho
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	17,9	0	0	0	-	-	-	0	0	
Mêda	MARVÃO (*)	0,3	8,1	0,7	0	-	-	41,1	41,1	41,1	
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	-	-	-	-	24,7	
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0	0	0,8	-	30,0	-	30,0	30,0	30,0	Canelas
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	0	0	1,7	-	54,9	-	70,0	70,0	70,0	
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,1	42,0	2,5	-	0,2	-	0,2	0,2	20,0	
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,2	18,5	1,0	-	9,5	-	20,0	20,0		
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,0	1,0	5,5	-	15,8	-	20,0	20,0		
Espinho	ESPINHO	1,7	0	2,1	-	20,0	-	20,0	20,0		
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,3	2,0	1,6	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	9,9	1,0	12,4	-	30,8	-	30,8	30,8	30,8	Feira
Santa Maria da Feira	FEIRA	0	44,5	0,5	-	0	-	30,8	30,8		
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0	0	2,7	-	0	-	0	0	0	
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,8	0	1,8	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0	16,9	0	-	0	-	0	0		
Arouca	AROUCA	8,5	1,0	1,7	-	2,3	-	17,2	17,2	57,6	
Santa Maria da Feira	INHA	3,0	8,9	18,4	-	0	-	57,6	57,6		
Gondomar	GONDOMAR	3,0	0	0,7	-	52,9	-	53,9	53,9	53,9	Ermesinde
Gondomar	FÂNZERES	0	25,9	7,8	-	15,9	-	15,9	15,9	15,9	
Gondomar	JOVIM	0	50,1	0,6	-	0	-	0	0		
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,2	0	1,0	-	53,5	-	-	116,8	116,8	
Porto	ANTAS	0	0	0,4	-	80,5	-	-	126,3	126,3	
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0	0	0	-	53,9	-	-	76,3		
Porto	PARANHOS	7,1	0	2,1	-	44,8	-	76,3	76,3	76,3	Prelada
Porto	PRELADA	0	0	0	-	-	-	191,5	191,5	191,5	
Porto	LAPA	0	0	0	-	56,4	-	-	64,8		
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	-	71,5		
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,3	0	0,6	-	0	-	-	0	0	
Porto	BOAVISTA (Porto)	0	0	1,1	-	70,9	-	-	71,6	81,6	Custóias
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	-	-	-	81,6		
Porto	CAMPO ALEGRE	0	0	3,7	-	68,9	-	-	68,9		
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,2	0	0	-	18,0	-	-	63,2	136,7	
Matosinhos	MATOSINHOS	0	0	0	-	56,6	-	-	73,5		
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,0	0	1,6	-	33,4	-	-	33,4	33,4	
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,6	0	3,6	-	67,8	-	-	96,1	96,1	

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Matosinhos	AMIEIRA	0	0	0	-	41,7	-	41,7	41,7	41,7	Vermoim
Maia	MAIA	7,4	0,9	12,7	-	62,3	-	62,3	62,3	120,2	
Vila do Conde	MINDELO	0	0	0,8	-	27,5	-	45,0	45,0		
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,2	0	3,5	-	48,9	-	64,6	64,6		
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,1	4,1	27,8	-	44,7	-	75,2	75,2		
Vila do Conde	MOSTEIRÔ	0	0	2,1	-	54,6	-	70,3	70,3		
Valongo	ALFENA	3,2	1,3	4,8	-	47,4	-	74,2	74,2	74,2	
Maia	GUEIFÃES	0,3	0	2,2	-	39,2	-	39,2	39,2	39,2	
Trofa	MURO	6,1	23,6	1,1	-	26	-	35,2	35,2	35,2	
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	16,4	17,0	1,3	-	27,4	-	31,3	31,3	31,3	Riba de Ave
Santo Tirso	AREIAS (NORTE)	4,7	0	1,0	-	31,3	-	31,3	31,3		
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,5	1,3	4,9	-	31,3	-	31,3	31,3		
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	9,0	0,6	13,3	-	24,8	-	38,0	38,0	38,0	
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	13,5	1,9	7,6	-	38,0	-	38,0	38,0		
Braga	LAMAS	0	0	23,1	-	50,4	-	60,8	60,8	60,8	
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	4,6	1,0	15,3	-	0	-	0	0	0	
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	-	-	0	0		
Vieira do Minho	ERMAL	22,5	0	4,4	-	0	-	0	0		
Guimarães	PEVIDÉM	21,7	0	18,0	-	0	-	0	0		
Guimarães	LAMEIRINHO	14,7	0	0,6	-	0	-	0	0		
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	59,2	0	5,0	-	0	-	0,0	0,0	0,0	
Felgueiras	SOUSA	0	27	8,0	-	0,0	-	0,0	0,0		
Guimarães	GUIMARÃES	8,1	5,0	11,2	-	32,4	-	74,8	74,8	74,8	Fafe
Fafe	FAFE	5,5	6,9	6,5	-	30,6	-	30,6	30,6	30,6	
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	-	-	0	0		
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,0	2,0	6,8	-	-	-	0			
Felgueiras	FELGUEIRAS	3,0	0	2,1	-	15,4	-	15,4	15,4	15,4	
Mondim de Basto	CAMPANHÓ	58,5	0	0	-	-	-	15,4	15,4		
Amarante	CARNEIRO	14,0	0	1,1	-	2,9	-	15,4	15,4		
Amarante	AMARANTE	4,6	0	0	-	15,4	-	15,4	15,4		
Valongo	VALONGO	4,0	95,2	4,0	-	0	-	0	0	0	Recarei
Paredes	REBORDOSA	6,1	0	1,2	-	46,7	-	65,4	65,4	62,2	
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0	0	0	-	28,2	-	49,5			
Paredes	LORDELO	0	65,6	8,6	-	0	-	0	0		
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,0	0	0,8	-	0	-	0			
Lousada	LOUSADA	0	28,3	0,5	-	0	-	21,3	21,3	49,7	Torrão
Penafiel	BUSTELO	0	19,4	2,3	-	14,3	-	49,7	49,7		
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	14,5	12,8	2,3	-	27,0	-	70,6	70,6	70,6	
Castelo de Paiva	FORNOS	14,8	3,3	0	-	0	-	24,1	24,1	24,1	
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	70,2	0	0	-	-	-	30,0	30,0	61,2	
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	69,0	0	0	-	-	-	31,2	31,2		Carrapatelo
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	7,4	0	5,4	-	28,2	-	85,9	85,9	85,9	
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	-	28,3	Frades
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	-	9,1	
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0,8	0	-	0	-	-	0	0	
Boticas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0		
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	3,0	9,6	-	6,1	-	29,4	29,4	29,4	
Amares	AMARES	2,3	2,0	9,1	-	28,5	-	28,5	28,5	120,8	Oleiros
Braga	LAMAÇÃES	0	0	0,9	-	55,8	-	120,8	120,8		
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,5	0,6	0,9	-	46,7	-	120,8	120,8		
Braga	BRAGA	0	0	0	-	56,3	-	-	56,5		
Vila Verde	TURIZ	0	0	1,2	-	27,1	-	48,3	48,3	48,3	
Barcelos	LIJÓ	3,8	0	1,8	-	22,8	-	41,8	41,8	103,7	
Barcelos	ALVELOS	10,4	5,6	9,5	-	31,2	-	41,8	41,8		
Barcelos	PENIDE	8,0	0	2,8	-	45,8	-	61,8	61,8		
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,4	0	0,9	-	17,9	-	17,9	17,9	17,9	V. Fria
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,2	0	0	-	14,2	-	14,2	14,2		
Caminha	ORBACÉM	35,5	0	0	-	-	-	0	0		
Caminha	ÂNCORA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,5	0	0	-	0	-	0	0		
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Valença	VALENÇA	4,7	0	0,7	-	0	-	0	0		
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,4	6,0	2,3	-	26,1	-	57,4	57,4	57,4	
Esposende	FONTE BOA	2,4	0	2,2	-	31,3	-	57,4	57,4		
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Ponte de Lima	FEITOSA	1,7	0	16,2	-	0	-	0	0		
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0	0	0	-	8,9	-	8,9	8,9	11,0	Pedralva
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,0	0	3,8	-	8,9	-	8,9	8,9		
Monção	TROVISCOSO	0	0	3,4	-	8,9	-	8,9	8,9		
Melgaço	ROUSSAS	0	0	0	-	8,9	-	8,9	8,9		
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	8,9	8,9		
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	11,0	11,0		

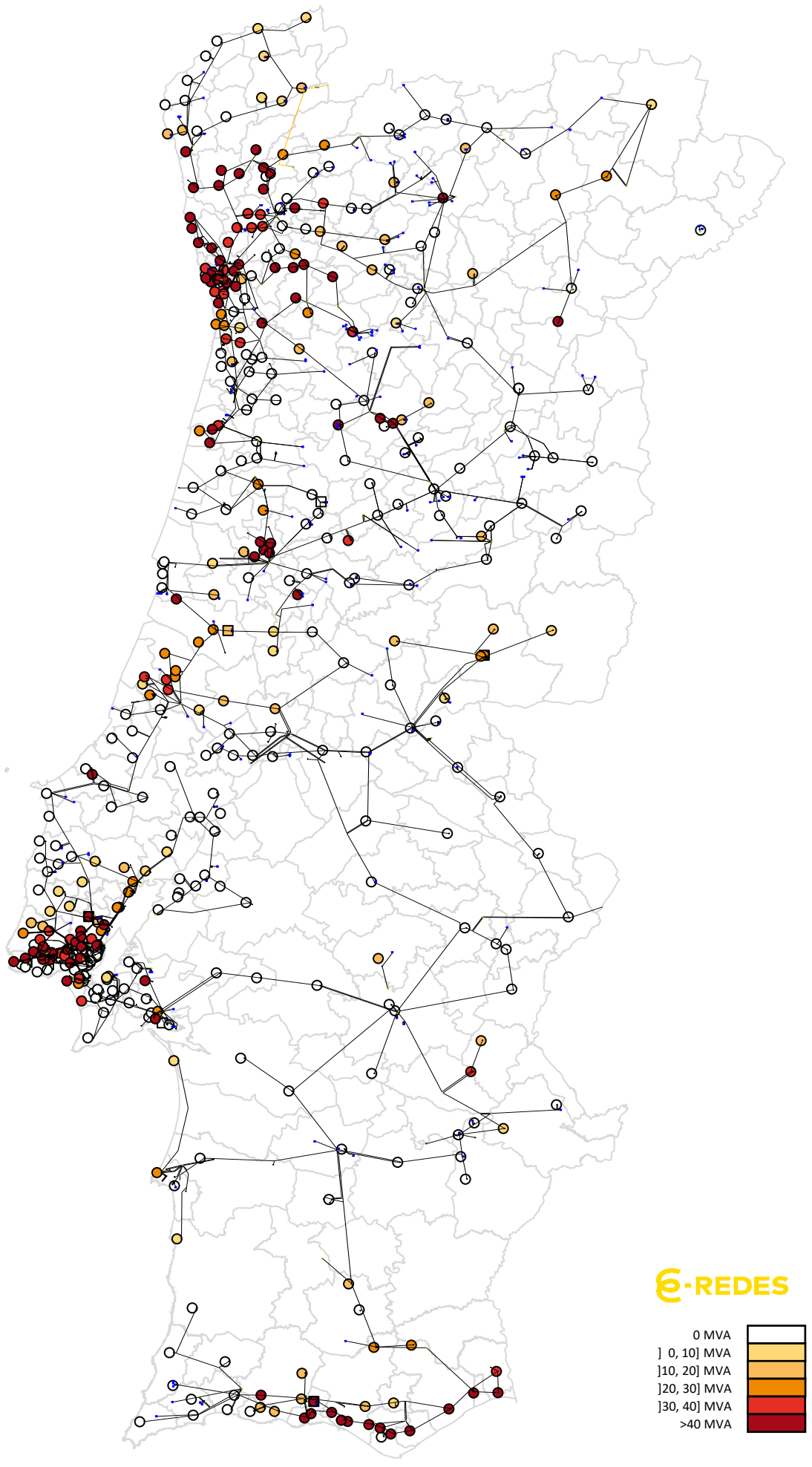
Observações:

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção, com
(*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel
(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).
(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2022.

Página em branco

ANEXO B.3.1.2 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022 – MAPA CAPACIDADE RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE AT

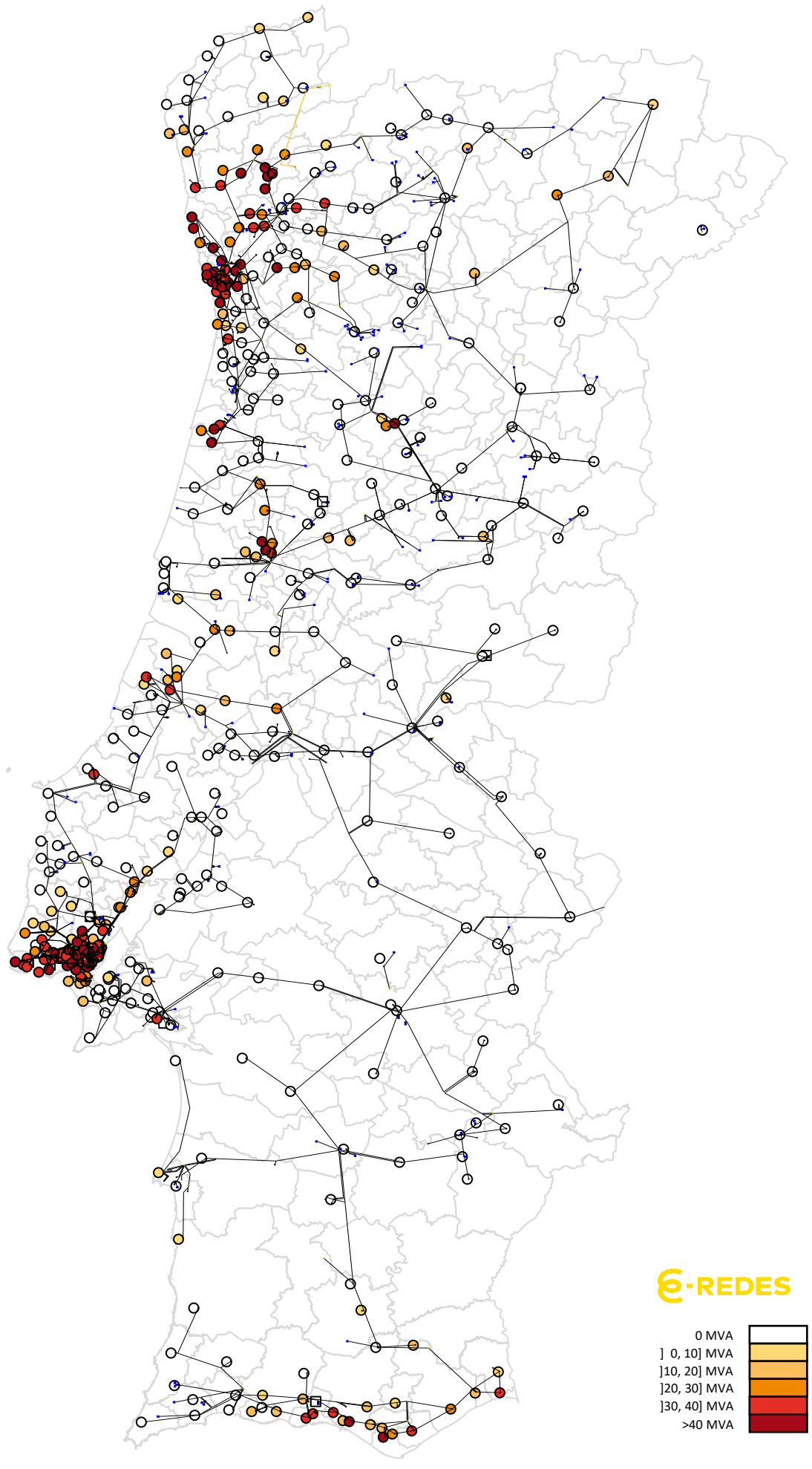
Página em branco


0 MVA
] 0, 10] MVA
]10, 20] MVA
]20, 30] MVA
]30, 40] MVA
>40 MVA

Página em branco

ANEXO B.3.1.3 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2022 – MAPA CAPACIDADE RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE MT

Página em branco


0 MVA
] 0, 10] MVA
]10, 20] MVA
]20, 30] MVA
]30, 40] MVA
>40 MVA

Página em branco

ANEXO B.3.2 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3.2.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Tabela

Anexo B.3.2.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.2.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Página em branco

ANEXO B.3.2.1 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025 – TABELA

Página em branco

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0	0	-	0	-	-	0	0	Portimão
Aljezur	ALJEZUR	0	0	0	-	0	-	-	0		
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	11,2	5,8	0	0	-	-	0	0		
Aljezur	POLDRA	58,4	0	1,0	-	9,0	-	37,4	37,4	37,4	
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,5	24,8	0,3	-	16,8	-	46,5	46,5	46,5	
Portimão	PORTIMÃO	0	0	0	-	46,5	-	-	46,5		
Lagos	BENSAFRIM	93,0	0,0	0	-	-	-	0,0	0,0		
Lagos	LAGOS	19,0	8,9	1,3	-	0,0	-	0,0			
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,0	0	6,2	-	0,0	-	0,0			
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,0	2,0	10,2	-	0	-	13,8	13,8	13,8	Tunes
Silves	SILVES (*)	0,6	3,8	10,0	-	3,5	-	67,5	67,5	67,5	
Silves	TUNES (4)	14,0	0	0,7	-	13,6	-	-	13,6	13,6	
Albufeira	ALBUFEIRA	6,0	0	20,6	-	30,0	-	63,1	63,1	122,8	
Albufeira	MONTECHORO	0	32,4	10,3	-	35,5	-	42,9	43,1		
Albufeira	PADERNE (A)	0	14,0	0,0	-	-	-	42,9			
Loulé	VILAMOURA	0	0,0	20,4	-	36,3	-	42,9			
Loulé	VILAMOURA B (*)	0	0	10,1	-	18,2	-	40,4			
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	23,8	-	-	-	16,8	16,8		
Lagoa	LAGOA	0	0	10,0	-	16,8	-	-			
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0	0	20,7	-	16,8	-	16,8			
Loulé	LOULÉ	4,0	0	0	-	18,2	-	18,2	18,2	18,2	Estoi
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,8	0	19,7	-	8,5	-	8,5	8,5		
Loulé	ALMANCIL	0	0	10,7	-	17,6	-	43,2	43,2	192,4	
Loulé	QUARTEIRA	0	0	10,1	-	43,2	-	43,2			
Faro	FARO	0	0	0	-	43,2	-	-			
Faro	BRACIAIS	0	9,5	11,4	-	15,1	-	43,2			
Faro	TORRE NATAL	1,1	0	10,5	-	24,4	-	50,4	77,1		
Olhão	OLHÃO	2,2	0	0	-	33,6	-	59,6			
Tavira	TAVIRA	0	0	10,0	-	26,0	-	52,0	52,0		
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	18,0	-	78,3	78,3	78,3	Tavira
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	15,9	0	-	2,0	-	31,2	52,5		
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0	2,0	0,8	-	33,1	-	44,3			
Tavira	CACHOPO	7,5	0	0	-	10,5	-	-	20,4	26,4	
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	26,4	26,4		
Almodôvar	ALMODÔVAR	0	2,8	0	-	1,6	-	-	4,0		
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,9	4,1	19,1	0	0	-	12,5	12,5	12,5	Ourique
Grândola	LOUSAL (B)	6,1	5,0	0,0	6,9	-	-	17,4	17,4	17,4	F. Alentejo
Aljustrel	ALJUSTREL	11,9	27,0	7,9	0	0	-	0	0	0	
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,3	8,8	28,9	0	-	-	0	0	0	
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	8,5	6,5	21,2	0	-	-	0	0		
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	50,5	0	0,9	0	-	-	0	0	0	
Beja	BEJA	0	22,0	20,0	0	0	-	0	0		
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN) (*)	13,8	8,0	0	-	-	-	-	-	11,0	
Moura	MOURA	0	17,7	2,1	0	-	-	4,1	4,1	4,1	Alqueva
Serpa	ÍNSUA	45	0,0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	0			
Serpa	BRINCHES	12,7	1,0	0,4	0	-	-	0			
Serpa	SERPA	0	11,5	0,7	0	0	-	0			
Moura	AMARELEJA	49,0	3,0	0,7	0	-	-	0	0	0	
Portel	ÁLAMOS	0	0	0	-	-	-	30,4	30,4	30,4	
Portel	PORTEL (B)	0,0	0,0	0,0	18,0	-	-	30,4			
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,1	17,5	0,3	0	0	-	14,1	14,1		
Moura	LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	42,0	0	0	-	-	-	-	-	6,4	
Santiago do Cacém	SANTIAGO	10,0	4,0	3,8	18,2	-	-	52,4	52,4	52,4	Sines
Grândola	ARREGOTA NOVA (B)	0,0	0,0	0,0	18,0	-	-	47,8	47,8		
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	4,5	13,0	1,3	0	0	-	0	0	0	
Sines	MORGAVEL (A)	0	48,9	0	-	-	-	0	0		
Sines	SINES (B)	15,6	0	0	0	-	-	0	0		
Sines	MONTE FEIO	2,1	31,0	0,6	21,5	1,4	-	21,7	21,7	21,7	
Alcácer do Sal	COMPORTA	12,5	5,5	0	0	-	-	4,0	4,0		
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	70,2	
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-		
Estremoz	ESTREMOZ	10,0	33,0	0,3	6,1	0	-	6,1	6,1	6,1	Estremoz
Sousel	PCAT SOUSEL (B)	0	36,0	0	-	-	-	27,2	27,2	27,2	
Sousel	SOUSEL (B)	5,9	4,0	0	8,1	-	-	-	27,2		
Avis	MARANHÃO	12,9	2,6	10,1	0	-	-	23,7	23,7		
Elvas	ALCÁÇOVA	0,6	69,9	7,7	0	-	-	20,5	20,5	79,5	
Arronches	ARRONCHES	0	9,0	10,2	0	-	-	79,5	79,5		
Borba	BORBA	20	10,0	0,3	-	0	-	0	0	0	
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	14,8	7,0	0,1	-	0	-	0	0		
Alandroal	TERENA	11	10,0	0	0	0	-	0	0	0	Évora
Évora	CAEIRA	45,6	5,6	12,6	0	0	-	0	0		
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	31,5	34,0	0	0	-	-	0	0		
Évora	ÉVORA	2,5	0	13,6	-	0	-	-	0		
Arraiolos	CERÂMICA	0	38,5	0,1	0	-	-	11,0	11,0	11,0	Divor
Montemor-o-Novo	MONTEMOR	0	9,4	0,7	0	0	-	0	0	0	
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,0	11,0	1,5	0	0	-	0			
Setúbal	TERROA (*)	0	0	0	-	36,0	-	-	91,3	91,3	Setúbal
Setúbal	SADO (SE)	84,1	8,3	0,2	0	-	-	0	0	25,0	
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	0			
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,5	37,1	2,3	0	0	-	0	0		
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	0	0		
Montijo	PEGÕES	22,0	14,0	0,5	0	0	-	0	0		
Setúbal	ALGERUZ	0	87,6	0	-	-	-	25,0	25,0		
Moita	MOITA	2,5	31,9	0,2	-	0	-	0	0		
Palmela	CARRASCAS	5,0	34,0	4,9	0	0	-	0			
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,6	0	0	-	0	-	0			
Montijo	MONTIJO	0	19,9	38,6	-	0	-	0	0	0	Alcochete
Alcochete	SÃO FRANCISCO	4,9	17,4	18,5	0	0	-	0	0		
Palmela	PINHAL NOVO	4,0	10,9	29,9	-	12,5	-	52,2	52,2	52,2	
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0	12,0	22,9	-	0	-	0	0	0	F.Ferro
Sesimbra	SANTANA	0	17,0	18,0	-	0	-	0	0		
Almada	AROEIRA	18,0	0	20,0	-	17,9	-	32,7	32,7	32,7	
Barreiro	COINA	0	3,0	37,5	-	0	-	0	0	0	
Barreiro	VILA CHÃ	0	10,8	14,0	-	0	-	0	0		
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	0	0		
Seixal	FOGUETEIRO	4,7	0	10,3	-	0	-	-	0		
Seixal	SEIXAL	0	0	10,7	-	0	-	-	0		
Barreiro	BARREIRO	0	0	22,2	-	4,7	-	4,7	4,7	4,7	
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,6	0	11,1	-	4,7	-	4,7	4,7		
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	20,0	0	0	-	-	-	4,7	4,7		

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Almada	SOBREDA	9,3	0	10,4	-	16,5	-	28,2	28,2	28,2	Trafaria
Almada	LARANJEIRO	0	0	10,6	-	28,2	-	-	28,2		
Almada	PIEDADE	0	0	0	-	-	-	38,1	38,1	38,1	
Almada	PORTAGEM	2,0	0	11,0	-	38,1	-	-	38,1		
Almada	MUTELA	0	0	10,0	-	26,0	-	-	38,1		
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	10,0	-	18,3	-	86,5	86,5	86,5	
Loures	MOSCAVIDE	0	0	3,6	-	-	32,4	240,5	240,5	240,5	Sacavém
Lisboa	EXPO NORTE	6,1	0	0	-	-	29,5	-	29,5		
Lisboa	EXPO SUL	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	GAGO COUTINHO	0	0	0,9	-	-	35,0	-	35,0		
Lisboa	AEROPORTO	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0		
Loures	CAMARATE (*)	0	0	0	-	-	18,0	30,2	30,2		
Loures	ANAIA	7,5	0	0	20,5	-	18,0	22,4	22,4		
Lisboa	MARVILA	0	0	0,5	-	-	71,4	-	71,4		
Benavente	CARRASCAL	12,0	18,5	3,2	2	-	-	50	50	50	P.Alto
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0		
Benavente	BENAVENTE	0	2,2	1,2	0	-	-	0	0		
Salvaterra de Magos	MEXEEIRO	0	0,9	0,4	0	-	-	0	0		
Salvaterra de Magos	MARINHAIS	25,0	0	0	-	-	-	0	0		
Benavente	BENAVENTE (B)	0	0	0	0	-	-	0	0		
Coruche	CORUCHE	16,0	6,1	6,0	0	-	-	0	0		
Cascais	BIRRE	0	1,4	0	-	-	55,0	-	106,9	306,4	Trajouce
Cascais	CASCAIS	0	0	0	-	-	36,0	-			
Cascais	ESTORIL	0	0	0	-	-	36,0	-			
Cascais	ALCOITÃO	0	0	0	-	-	35,6	106,9			
Cascais	ABÓBODA (*)	4,8	0	0,4	-	-	30,7	66,7	66,7		
Cascais	PAREDE	0	0	0	-	-	36,0	-			
Sintra	CAPA ROTA	0	6,0	1,6	-	-	28,4	64,9	64,9		
Sintra	RANHOLAS	0	0	0	-	-	0	-			
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	67,8	67,8		
Oeiras	FIGUEIRINHA	0	0	1,5	-	-	63,9	-			
Oeiras	LEIÃO	1,0	0	1,3	-	-	33,6	47,1			
Sintra	SÃO MARCOS	0,7	0	1,3	-	-	33,9	-			
Sintra	RIO MOURO	0	0	0	-	-	35,8	49,3	49,3	49,3	Alto Mira
Sintra	QUELUZ	0	0	0	-	-	35,7	-	35,7	35,7	
Amadora	VENTEIRA	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6	35,6	
Amadora	REBOLEIRA	3,3	0	0,5	-	-	32,1	-	32,1	32,1	
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,8	0	6,9	-	-	63,2	-	63,2	63,2	
Sintra	CACÉM	0	0	3,1	-	-	45,0	45,0	45,0	45,0	
Sintra	MEM MARTINS	0	20,0	8,1	-	-	38,5	38,5	38,5	38,5	
Sintra	SABUGO	38,4	6,0	2,2	-	-	1,3	38,5	38,5		
Sintra	PERO PINHEIRO	0	6,0	1,6	-	-	19,1	19,1	19,1		
Sintra	JANAS	0	9,0	0,2	-	-	26,8	26,9	26,9		
Mafra	GODIGANA (*)	0	11,0	0,3	-	-	4,5	12,9	12,9		
Lisboa	ZAMBUJAL	0	0	1,6	-	-	70,3	200,6	200,6	200,6	Zambujal
Oeiras	BARCARENA	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6		
Oeiras	MIRAFLORES	2,9	0	0,3	-	-	68,7	-	68,7		
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,7	0	0	-	-	70,1	-	70,1		
Lisboa	SÃO CIRO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	BOAVISTA (Lisboa)	0	0	0	-	-	54,0	-	54,0		
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0	0	0	-	-	35,8	-	35,8		
Lisboa	PALHAVÃ	0	0	0	-	-	-	194,4	194,4	194,4	Sete Rios
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0	0	0	-	-	53,9	-	53,9		
Lisboa	AMOREIRAS	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	PARQUE	0	0	0	-	-	71,9	-	71,9		
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0	0	-	-	70,1	-	70,1		
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	NORTE	0	2,4	4,9	-	-	69,6	-	69,6		
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	LUZ	0	2,0	0	-	-	69,7	-	69,7		
Lisboa	COLOMBO	6,8	0	0	-	-	29,1	-	29,1		
Torres Vedras	MATACÃES	64,6	7,0	4,2	0	-	-	0	0	0	Carvoeira
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0	0		
Lourinhã	LOURINHÃ	19,3	0	1,5	0	-	-	0			
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,1	11,0	1,2	-	-	0	0	0		
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0	1,0	1,8	-	-	0	0			
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0	18,0	0,4	-	-	0	0			
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0			
Mafra	TELHEIRO	6,1	0	1,8	-	-	0	0			
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,4	0	0	0	-	-	9,5	9,5	9,5	
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	204,8	204,8	204,8	Carriche
Lisboa	ENTRECAMPOS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0		
Lisboa	VALE ESCURO	0	0	0,1	-	-	35,8	-	35,8		
Lisboa	TELHEIRAS	0	0	0	-	-	71,6	-	71,6		
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0	0	0	-	-	35,6	-	35,6		
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0	0	2,0	-	-	34,0	47,2	47,2		
Odivelas	ARROJA	0	0	0	-	-	49,1	49,1	49,1		
Loures	FANHÕES (PS)	63,0	0	0	-	-	-	83,4	83,4	83,4	Fanhões
Loures	FANHÕES (SE)	38,0	31,3	0,8	-	-	0	26,1	26,1		
Loures	LOURES	4,8	0	0	-	-	43,3	43,3	43,3		
Loures	MERCADO	13,9	0	3,1	-	-	15,6	15,6	47,5		
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,8	0	2,1	0	-	18,0	47,5			
Odivelas	CANEÇAS	0	10,0	0	-	-	8,0	30,7	30,7		
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,7	0	30,6	-	-	4,5	4,5	4,5		
Mafra	GRADIL	2,1	5,0	0,1	-	-	4,5	4,5			
Mafra	MAFRA	15,0	6,0	2,7	-	-	4,5	4,5			
Alenquer	MERCEANA	0	8,0	39,3	0	-	-	1,3	1,3	22,8	Carregado
Alenquer	VALE TEJO	10,2	12,8	43,3	22,8	-	-	22,8	22,8		
Alenquer	CHEGANÇAS	0	18,0	0,6	0	-	-	13,5			
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0	0	10,2	7,1	-	22,3	22,3	22,3		
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0	25,0	0	-	-	-	22,3			
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,9	24,0	1,9	22,3	-	0	22,3			
Azambuja	ESPADANAL	0	2,9	13,3	6,8	-	-	6,8	6,8		
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	8,0	40,0	0,3	0,7	-	-	6,8			

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0	16,0	0	-	0	-	0	0	0	Santarém
Santarém	FONTAiNHAS	0,1	18,3	1,6	0	-	-	0	0		
Santarém	ALCANEDE	0	18,0	0,7	0	-	-	-	0		
Santarém	SÃO BENTO	1,7	15,0	0,4	0	0	-	0	0		
Santarém	ALCANHÕES	18,0	0	0	-	-	-	0			
Almeirim	ALMEIRIM	2,2	33,8	2,8	0	-	-	0			
Alpiarça	ALPIARÇA (B)	0	0	0	0	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0	12,0	0,1	0	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GRANHO	20,0	0	0	-	-	-	0			
Santarém	VALE FIGUEIRA	0	16,5	0	-	0	-	-			
Rio Maior	RIO MAIOR	0,1	29,5	1,1	0	-	-	0	0	0	R. Maior
Cadaval	CADAVAL	22,8	5,3	0,1	0	-	-	0	0		
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0	0	0,6	35,4	-	-	-	40,6	40,6	
Óbidos	SANCHEIRA	0	18,0	4,2	0	-	-	0	0	0	
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0	0	0,8	0	-	-	0	0		
Peniche	ATOUGUIA	50,8	14,2	9,3	0	0	-	0			
Alcobaça	TURQUEL	8,0	32,7	1,4	0	-	-	0	0	0	
Alcobaça	CELA	2,2	0	0,8	0	-	-	0	0		
Portalegre	SÃO VICENTE	9,3	14,9	1,9	9,2	-	-	9,2	9,2	9,2	Falagueira
Portalegre	PORTALEGRE ZI (B)	0,0	0,0	0,0	9,2	-	-	9,2			
Nisa	ALPALHÃO	22,9	12,7	0,1	2,3	-	-	9,2	9,2		
Mação	PRACANA	71,2	4,0	5,0	0	-	-	0	0	0	
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,9	3,0	0	0	-	-	0	0		
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	0	0		
Porto de Mós	SÃO JORGE	6,3	26,0	4,0	0	-	-	0	0	0	Batalha
Alcobaça	ALCOBAÇA	0	0	1,2	0	-	-	0	0		
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,2	7,0	3,7	0	0	-	0	0		
Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	24,2	24,2	24,2	
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,3	31,0	1,6	8,7	-	-	8,7	8,7	30,0	
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	2,8	16,0	30,0	-	-	30,0	30,0		
Leiria	AZÓIA	0,1	24,5	8,1	17,2	15,9	-	32,2	32,2	32,2	
Leiria	PARCEIROS	0,2	45,0	0	-	17,2	-	32,2	32,2		
Ourém	FÁTIMA	38,3	0	1,4	0,8	-	-	0,8	0,8	0,8	
Leiria	ANDRINOS	2,3	23,0	0,9	0	29,9	-	29,9	29,9	29,9	
Leiria	PINHEIROS	0	3,8	9,5	-	4,6	-	29,9			
Leiria	ORTIGOSA	0	14,0	6,4	-	15,5	-	20,1	20,1	20,1	Pombal
Pombal	RANHA	9,8	9,0	24,7	0	-	-	20,1			
Pombal	POMBAL	10,7	24,4	7,1	20,1	-	-	20,1	20,1		
Pombal	SICÓ	21,5	0	0	-	-	-	6,1	6,1		
Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	0	0	0	Zêzere
Alcanena	VILA MOREIRA	6,0	5,0	2,4	0	-	-	0	0		
Tomar	SANTA CITA	5,3	11,0	3,0	0	-	-	0	0		
Torres Novas	ALMONDA	5,2	0	0	-	-	-	0	0		
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,2	6,8	1,6	-	0	-	0	0		
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,8	5,0	0,9	0	-	-	0	0		
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	27,2	10,0	4,7	0	-	-	0	0	0	
Ourém	OURÉM	0	16,0	2,4	12,2	-	-	12,2	12,2	12,2	
Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	6,1	5,1	1,8	12,2	12,2	-	12,2	12,2		
Sertã	SERTÃ	13,3	9,8	5,6	-	0,0	-	0,0	0,0		
Abrantes	OLHO BOI	0	40,2	12,4	0	-	-	0	0	0	
Mação	BELVER	88,6	1,5	0,1	0	-	-	0	0		
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0	13,2	1,1	0	-	-	0	0		
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,6	6,0	0,4	0	-	-	0	0		
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,4	0	0	-	1,7	-	1,7	1,7	1,7	Penela
Ansião	PONTÃO	19,1	0	0,7	-	0	-	1,7	1,7		
Pedrógão Grande	PEDRÓGÃO	0	1,0	7,1	-	0	-	-	1,7		
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	53,4	53,4	53,4	
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0	2,0	0	-	0	-	0	0	0	Pereiros
Lousã	LOUSÃ	76,7	0	3,0	-	0	-	0	0		
Góis	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	0	0		
Góis	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	0	0		
Coimbra	TAVEIRO	0,9	19,3	0,4	-	10	-	10	10	10	
Soure	ALFARELOS	2,0	16,0	0	-	0	-	10	10	10	
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,1	7,8	1,7	-	0	-	0	0	0	
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0	0	0	-	36,0	-	44,9	44,9	92,8	
Coimbra	CORRENTE	0	0	10,0	-	28,3	-	44,9			
Coimbra	ANTANHOL	0	10,0	0	-	18,0	-	44,9			
Coimbra	RELVINHA	3,4	16,9	5,7	-	44,9	-	44,9			
Coimbra	ALEGRIA	0	0	0,5	-	47,9	-	47,9	47,9		
Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	-	-	0	0	0	
Penacova	AGUIEIRA	1,7	1,0	1,4	-	0	-	-	0		
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,9	0	1,7	-	0	-	0	0		
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,0	0	0	-	-	-	0	0		
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,2	18,0	0	-	0	-	0	0	0	Lavos
Figueira da Foz	GALA	5,3	11,4	5,7	0	-	-	0	0		
Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	0	0		
Soure	SOURE	2,1	31,3	2,1	12,6	-	-	12,6	12,6	12,6	
Pombal	LOURIÇAL	0	15,5	29,6	0,8	-	-	45,9	45,9	45,9	
Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	-	13,7	
Anadia	MOGOFORES	1,8	0	0	-	21,5	-	21,5	21,5	21,5	Paraímo
Mealhada	PAMPILHOSA	45,0	0	1,8	-	21,5	-	21,5	21,5		
Cantanhede	CANTANHEDE	0	41,0	1,2	-	0	-	0	0	0	
Cantanhede	TOCHA	39,1	0	0	-	0	-	0			
Mira	MIRA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,1	12,4	1,9	-	0	-	0	0		
Águeda	BARRÔ	38,7	9,4	10,1	-	0	-	0	0	0	Mourisca
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,8	7,6	0,6	-	0	-	0			
Águeda	ÁGUEDA	17,7	4,4	2,2	-	0	-	0	0		
Ílhavo	ÍLHAVO	6,1	5,9	29,6	-	40,0	-	53,9	53,9	63,2	
Ílhavo	GAFANHA	0	0	2,9	-	20,0	-	20,0			
Aveiro	AVEIRO	0,1	0	0	-	45,6	-	45,6			
Aveiro	ESGUEIRA	37,0	5,0	17,0	-	32,7	-	32,7	32,7		
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,9	11,0	0,3	-	0	-	0	0	0	Estarreja
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0	63,9	1,1	-	0	-	0	0		
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,9	6,0	2,7	-	0	-	0	0		
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,4	0	0,3	-	0	-	0	0		
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,7	0	1,7	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	ACAIL	0	36,1	0	-	-	-	19,8	19,8	19,8	
Estarreja	AVANCA	12,8	21,4	4,2	-	0	-	0	0	0	
Ovar	OVAR	4,4	16,0	0,2	-	0	-	0	0		
Ovar	ARADA	0	44,6	1,4	-	0	-	0	0		
Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	41,1	

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Estarreja	LN60 1479 Estarreja (REN)-Beduído (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	97,2	
Estarreja	LN60 1203 Estarreja (REN)-CUF (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	47,8	
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0	1,0	5,3	-	0	-	-	0	0	Tábua
Tábua	CANDOSA	28,2	0	2,6	-	0	-	0	0		
Arganil	ARGANIL (A)	0,0	0,0	0,0	-	18,0	-	32,3	32,3	32,3	
Arganil	FRONHAS (*)	0,9	1,8	0,1	-	15,2	-	-	25,1		
Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	-	27,3	
Castelo Branco	ALCAINS	0	3,0	25,7	0	0	-	19,7	19,7	19,7	C. Branco
Castelo Branco	TALAGUEIRA	8,0	44,7	5,4	0	-	-	23,0	23,0	23,0	
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	23,0	23,0		
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RÓDÃO	4,6	38,0	0	2,4	-	-	2,4	2,4		
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,8	13,3	2,2	0	-	-	9,5	9,5		
Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0	0	-	0	-	19,4	19,4	19,4	
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	46,9	0	0	-	0	-	0	0	0	Ferro
Fundão	FUNDÃO	16,5	12,7	5,7	-	0	-	0	0		
Covilhã	TORTOSENDO	8,9	7,0	32,3	-	11,7	-	11,7	11,7	11,7	
Covilhã	VÁRZEA	0	25,4	1,0	-	0	-	0	0		
Belmonte	BELMONTE	31,5	1,0	1,0	-	0	-	0	0		
Manteigas	MANTEIGAS (B)	0,0	0,0	0,0	-	0	-	0	0		
Sabugal	SABUGAL	22,3	0	0,1	-	0	-	0	0		
Penamacor	MEIMOA	0	0	0	-	0	-	-	0		
Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN) (*)	34,7	0	0	-	-	-	-	-	13,9	
Viseu	VISO	4,6	6,4	9,6	-	51,3	-	63,8	63,8	63,8	Bodiosa
Sátão	SÁTÃO	0	10,0	4,1	-	0	-	19,4	19,4		
Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	19,4	19,4		
Viseu	VISEU	0	4,0	0	-	24,3	-	-	46,6		
Viseu	ORGENS	0	19,9	5,0	-	3,4	-	63,8	63,8		
Vouzela	VOUZELA	9,2	4,9	1,0	-	0	-	0	0	0	
Viseu	GUMIEI	25,2	17,0	8,2	-	0	-	0	0		
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,3	0	0	0	-	-	0	0		
Vouzela	FORNELO DO MONTE	95,9	0	0,0	-	-	-	41,2	41,2	41,2	
Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	
Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	
Tondela	TONDELA	4,3	7,0	2,0	-	0	-	0	0	0	V. Chã
Seia	SABUGUEIRO	0,0	0	0,0	-	-	-	0	0	0	
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Gouveia	GOUVEIA	0	2,0	5,8	-	0	-	0	0		
Seia	SEIA	76,4	3,0	0,6	-	0	-	0	0		
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0	0	0	-	0	-	-	0		
Mangualde	MANGUALDE	22,9	0	12,4	-	0	-	0	0	0	
Nelas	NELAS II	0,9	6,7	29,4	-	0	-	0	0		
Celorico da Beira	CELORICO	0	12,0	6,2	-	0	-	0	0	0	Chafariz
Guarda	GUARDA	104,4	0	0	-	0	-	0	0		
Guarda	CASAL DE CINZA	0	0	1,1	-	0	-	0	0		
Sabugal	CERDEIRA	0	2,0	0,1	-	0	-	-	0		
Trancoso	TRANCOSO	0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	-	-	0	0		
Pinhel	PINHEL	19,3	0	0	-	0	-	0	0		
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	-	-	-	-	13,7	
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,8	1,0	23,5	0	-	-	0	0	0	Valdigem
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	-	-	2,6	2,6	2,6	
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	-	-	0	0	0	
Lamego	VAROSA	69,3	0	0,7	0	-	-	0	0		
Lamego	LAMEGO	34,4	0	0	0	-	-	0	0		
Alijó	PINHÃO	0,4	7,0	7,1	12,5	-	-	17,9	17,9	17,9	
Vila Real	TELHEIRA	48,2	0	0,7	0	-	-	0	0	0	
Vila Real	JORJAIS	30,0	0	0,9	0	-	-	0	0		
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	81,9	0	19,6	0	-	-	69,7	69,7	69,7	Vila P. Aguiar
Ribeira de Pena	DAIVÕES	14,6	0	0	-	-	-	18,2	18,2		
Chaves	VIDAGO	17,2	0	1,0	-	15,8	-	15,8	15,8	15,8	
Chaves	CHAVES	22,4	0	1,6	-	0	-	0	0	0	Valpaços
Montalegre	MORGADE	13,0	0	0,4	-	0	-	0	0		
Montalegre	LEIRANCO	27,5	0	0	-	-	-	0	0		
Valpaços	VALPAÇOS	10,7	30,9	15,0	-	0	-	0	0	0	
Mogadouro	MOGADOURO	46,4	33,1	3,4	0	-	-	0	0	0	Mogadouro
Bragança	BRAGANÇA	20,5	10,8	9,5	5,0	-	-	5,0	5,0	5,0	Macedo
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,0	3,0	7,2	19,3	-	-	29,5	29,5	29,5	
Mirandela	MIRANDELA	2,1	27,0	0,7	20,4	-	-	20,4	20,4	20,4	Pocinho
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	17,9	0	0	0	-	-	-	0	0	
Mêda	MARVÃO (*)	0,3	8,1	0,7	0	-	-	41,1	41,1	41,1	
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	-	-	-	-	24,7	
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0	0	0,8	-	30,0	-	30,0	30,0	30,0	Canelas
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0	0	0	-	30,0	-	30,0	30,0		
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	0	0	1,7	-	54,9	-	70,0	70,0	70,0	
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,1	42,0	2,5	-	0,2	-	0,2	0,2	20,0	
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,2	18,5	1,0	-	9,5	-	20,0	20,0		
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,0	1,0	5,5	-	15,8	-	20,0	20,0		
Espinho	ESPINHO	1,7	0	2,1	-	20,0	-	20,0	20,0		
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,3	2,0	1,6	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	9,9	1,0	12,4	-	30,8	-	30,8	30,8	30,8	Feira
Santa Maria da Feira	FEIRA	0	44,5	0,5	-	0	-	30,8	30,8		
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0	0	2,7	-	0	-	0	0	0	
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,8	0	1,8	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0	16,9	0	-	0	-	0	0		
Arouca	AROUCA	8,5	1,0	1,7	-	2,3	-	17,2	17,2	57,6	
Santa Maria da Feira	INHA	3,0	8,9	18,4	-	0	-	57,6	57,6		
Gondomar	GONDOMAR	3,0	0	0,7	-	52,9	-	53,9	53,9	53,9	Ermesinde
Gondomar	FÂNZERES	0	25,9	7,8	-	15,9	-	15,9	15,9	15,9	
Gondomar	JOVIM	0	50,1	0,6	-	0	-	0	0		
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,2	0	1,0	-	53,5	-	-	116,8	116,8	
Porto	ANTAS	0	0	0,4	-	80,5	-	-	126,3	126,3	
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0	0	0	-	53,9	-	-	76,3		
Porto	PARANHOS	7,1	0	2,1	-	44,8	-	76,3	76,3	76,3	Prelada
Porto	PRELADA	0	0	0	-	-	-	191,5	191,5	191,5	
Porto	LAPA	0	0	0	-	56,4	-	-	64,8		
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	-	71,5		
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,3	0	0,6	-	0	-	-	0	0	
Porto	BOAVISTA (Porto)	0	0	1,1	-	70,9	-	-	71,6	81,6	
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	-	-	-	81,6		
Porto	CAMPO ALEGRE	0	0	3,7	-	68,9	-	-	68,9		

Subestação					Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT
					Subestação					Grupo	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,2	0	0	-	18,0	-	-	63,2	136,7	Custóias
Matosinhos	MATOSINHOS	0	0	0	-	56,6	-	-	73,5		
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,0	0	1,6	-	33,4	-	-	33,4	33,4	
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,6	0	3,6	-	67,8	-	-	96,1	96,1	
Matosinhos	AMIEIRA	0	0	0	-	41,7	-	41,7	41,7	41,7	Vermoim
Maia	MAIA	7,4	0,9	12,7	-	64,0	-	70,0	70,0	159,8	
Vila do Conde	MINDELO	0	0	0,8	-	27,5	-	45,0	45,0		
Vila do Conde	MOSTEIRÔ	0	0	2,1	-	54,6	-	70,3	70,3		
Valongo	ALFENA	3,2	1,3	4,8	-	47,4	-	74,2	74,2	74,2	
Maia	GUEIFÃES	0,3	0	2,2	-	39,2	-	39,2	39,2	39,2	
Trofa	MURO	6,1	23,6	1,1	-	26	-	35,2	35,2	35,2	
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	16,4	17,0	1,3	-	27,4	-	112,5	112,5	112,5	Famalicão
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,2	0	3,5	-	48,9	-	52,6	52,6	52,6	
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,1	4,1	27,8	-	39,4	-	39,4	39,4		
Santo Tirso	AREIAS (NORTE)	4,7	0	1,0	-	45,1	-	65,9	65,9	65,9	Riba de Ave
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,5	1,3	4,9	-	36,2	-	65,9	65,9		
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	9,0	0,6	13,3	-	24,8	-	38,0	38,0	38,0	
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	13,5	1,9	7,6	-	38,0	-	38,0	38,0		
Braga	LAMAS	0	0	23,1	-	50,4	-	60,8	60,8	60,8	
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	4,6	1,0	15,3	-	0	-	0	0	0	
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	-	-	0	0		
Vieira do Minho	ERMAL	22,5	0	4,4	-	0	-	0	0		
Guimarães	PEVIDÉM	21,7	0	18,0	-	0	-	0	0		
Guimarães	LAMEIRINHO	14,7	0	0,6	-	0	-	0	0		
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	59,2	0	5,0	-	0	-	0,0	0,0	0,0	
Felgueiras	SOUSA	0	27	8,0	-	0,0	-	0,0	0,0		
Guimarães	GUIMARÃES	8,1	5,0	11,2	-	32,4	-	74,8	74,8	74,8	Fafe
Fafe	FAFE	5,5	6,9	6,5	-	30,6	-	30,6	30,6	30,6	
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	-	-	0	0		
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,0	2,0	6,8	-	-	-	0			
Felgueiras	FELGUEIRAS	3,0	0	2,1	-	15,4	-	15,4	15,4	15,4	
Mondim de Basto	CAMPANHÓ	58,5	0	0	-	-	-	15,4	15,4		
Amarante	CARNEIRO	14,0	0	1,1	-	2,9	-	15,4	15,4		
Amarante	AMARANTE	4,6	0	0	-	15,4	-	15,4	15,4		
Valongo	VALONGO	4,0	95,2	4,0	-	0	-	0	0	0	Recarei
Paredes	REBORDOSA	6,1	0	1,2	-	46,7	-	65,4	65,4	62,2	
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0	0	0	-	28,2	-	49,5			
Paredes	LORDELO	0	65,6	8,6	-	0	-	0	0		
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,0	0	0,8	-	0	-	0			
Lousada	LOUSADA	0	28,3	0,5	-	0	-	21,3	21,3	49,7	Torrão
Penafiel	BUSTELO	0	19,4	2,3	-	14,3	-	49,7	49,7		
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	14,5	12,8	2,3	-	27,0	-	70,6	70,6	70,6	
Castelo de Paiva	FORNOS	14,8	3,3	0	-	0	-	24,1	24,1	24,1	
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	70,2	0	0	-	-	-	30,0	30,0	61,2	
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	69,0	0	0	-	-	-	31,2	31,2		Carrapatelo
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	7,4	0	5,4	-	28,2	-	85,9	85,9	85,9	
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	-	28,3	Frades
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	-	9,1	
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0,8	0	-	0	-	-	0	0	
Boticas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0		
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	3,0	9,6	-	6,1	-	29,4	29,4	29,4	
Amares	AMARES	2,3	2,0	9,1	-	28,5	-	28,5	28,5	120,8	Oleiros
Braga	LAMAÇÃES	0	0	0,9	-	55,8	-	120,8	120,8		
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,5	0,6	0,9	-	46,7	-	120,8	120,8		
Braga	BRAGA	0	0	0	-	56,3	-	-	56,5		
Vila Verde	TURIZ	0	0	1,2	-	27,1	-	48,3	48,3	48,3	
Barcelos	LIJÓ	3,8	0	1,8	-	22,8	-	41,8	41,8	103,7	
Barcelos	ALVELOS	10,4	5,6	9,5	-	31,2	-	41,8	41,8		
Barcelos	PENIDE	8,0	0	2,8	-	45,8	-	61,8	61,8		
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,4	0	0,9	-	17,9	-	17,9	17,9	17,9	V. Fria
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,2	0	0	-	14,2	-	14,2	14,2		
Caminha	ORBACÉM	35,5	0	0	-	-	-	0	0		
Caminha	ÂNCORA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,5	0	0	-	0	-	0	0		
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA	0	0	0	-	0	-	0	0		
Valença	VALENÇA	4,7	0	0,7	-	0	-	0	0		
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,4	6,0	2,3	-	26,1	-	57,4	57,4	57,4	
Esposende	FONTE BOA	2,4	0	2,2	-	31,3	-	57,4	57,4		
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Viana do Castelo	LANHESES (B)	0	0	0	-	0	-	0	0		
Ponte de Lima	FEITOSA	1,7	0	16,2	-	0	-	0	0		
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0	0	0	-	8,9	-	8,9	8,9	11,0	Pedralva
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,0	0	3,8	-	8,9	-	8,9	8,9		
Monção	TROVISCOSO	0	0	3,4	-	8,9	-	8,9	8,9		
Melgaço	ROUSSAS	0	0	0	-	8,9	-	8,9	8,9		
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	8,9	8,9		
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	11,0	11,0		

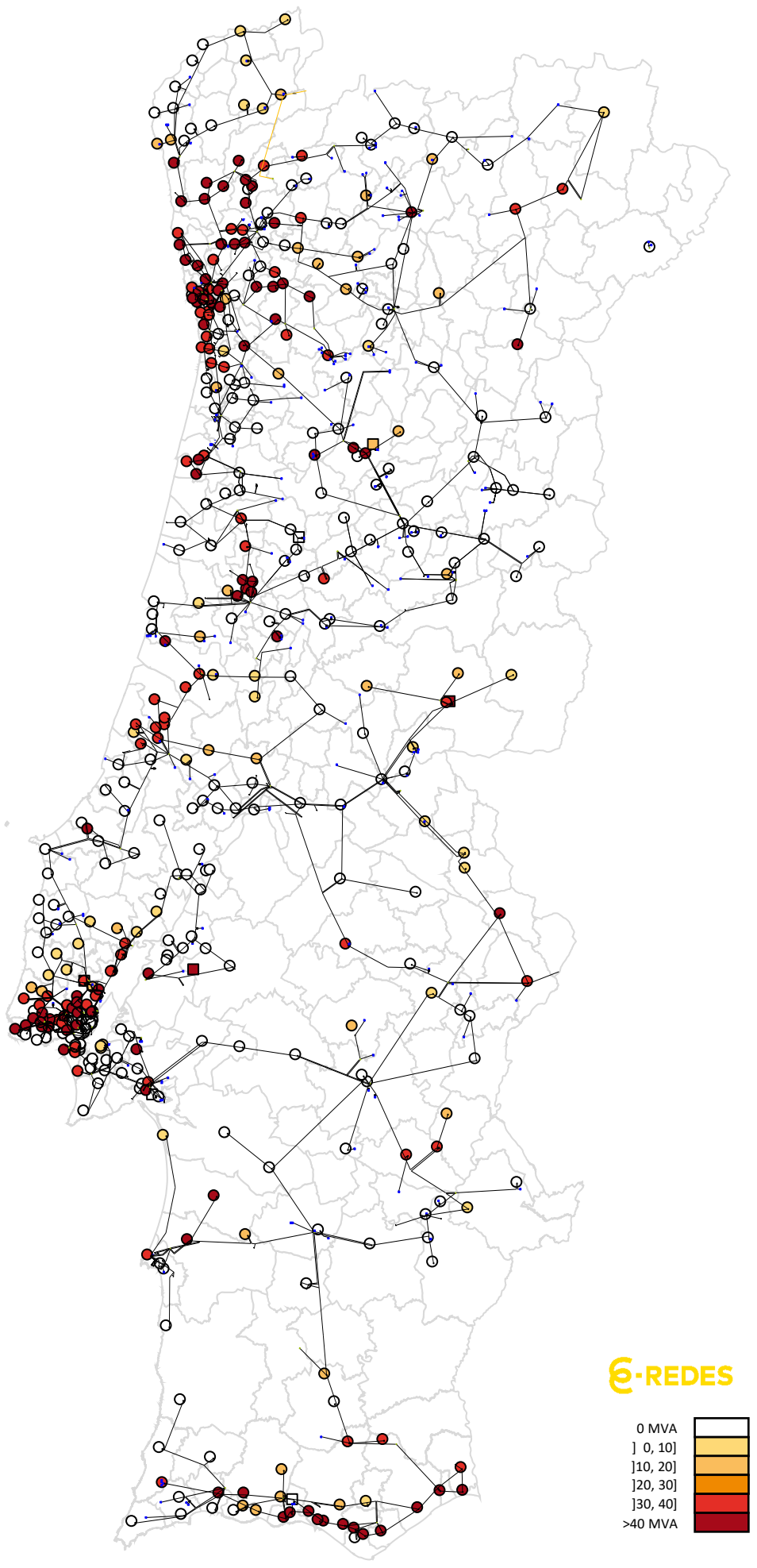
Observações:

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção,
(*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o
(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).
(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2022.
(B) - Instalação com entrada em serviço até 2025.

Página em branco

ANEXO B.3.2.2 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025 – MAPA CAPACIDADE RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE AT

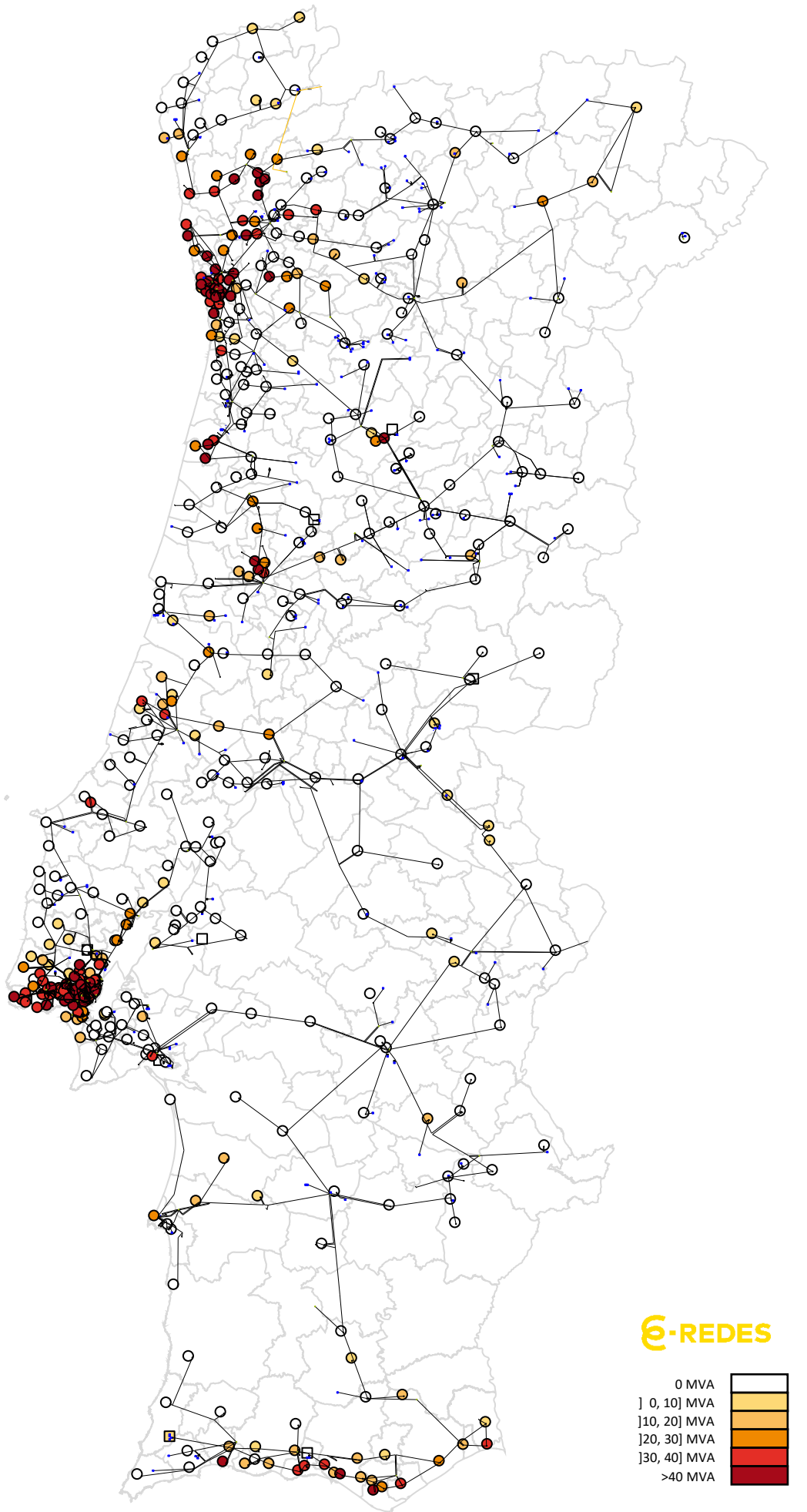
Página em branco


0 MVA
] 0, 10]
]10, 20]
]20, 30]
]30, 40]
>40 MVA

Página em branco

ANEXO B.3.2.3 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025 – MAPA CAPACIDA DE RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE MT

Página em branco


0 MVA
] 0, 10] MVA
]10, 20] MVA
]20, 30] MVA
]30, 40] MVA
>40 MVA

Página em branco

ANEXO C – CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS A REALIZAR NO PERÍODO 2023-2025

Página em branco

Ficha nº 1 - Subprograma Reposição da Capacidade de Receção da RND

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	30 300
Custos Totais	43 178

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 1	Ficha n.º 1

Motivação

Para aumentar a capacidade de receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu um plano de investimento para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de receção se esgotará e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este plano tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT, permitindo que Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo possam vir a ser ligadas.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de receção. Em simultâneo, foram capitalizadas sinergias com os objetivos de renovação das redes mais antigas e com reduzida capacidade, de melhoria da qualidade de serviço técnica e de aumento da eficiência da rede, por exemplo, através da construção de novas subestações em zonas pior servidas.

A realização da totalidade dos projetos de investimento identificados até à data neste subprograma conduzirá ao aumento de cerca de 874 MVA de capacidade de receção. Prevê-se que até ao final de 2025 estejam concluídos 14 projetos, num total de 541 MVA, dos quais 10 projetos terminarão no triénio 2023 - 2025, num total de 500 MVA, mantendo-se o valor de investimento de 30,3M€ (custos primários) no triénio 2023-2025 já previsto no PDIRD-E 2020.

Os projetos incluídos neste subprograma têm um investimento associado de 30,3 M€ (custos primários) no período desta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020. O ORD desenvolveu o presente plano com o propósito de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das comparticipações nas redes, devidas pelos produtores que se ligam à RND. Desta forma, a evolução da execução do plano será acompanhada pelo montante das comparticipações a receber, as quais, à data de criação do subprograma, se estimavam em aproximadamente 49M€. De realçar o desfasamento naturalmente existente entre a receção das comparticipações e a sua aplicação em projetos de investimento, pelo que não será de efetuar uma comparação direta dos valores em cada ano mas sim um balanço acumulado no final do período previsto para este plano específico de reposição da capacidade.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Reposição da Capacidade de Receção da RND	-	7 261	15 813	20 104	-
TOTAL	**-**	**7 261**	**15 813**	**20 104**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma

Neste subprograma mantiveram-se os valores de investimento, a custos primários, previstos no PDIRD-E 2020 para o triénio 2023-2025 tendo sido atualizados os custos totais em conformidade com a revisão da distribuição de encargos.

Neste subprograma foram retirados os projetos de investimento para aumento de potência nas subestações de Valpaços e Porteirinhos, conforme descrito no Anexo E.4 na Ficha R1 e na Ficha R2, reduzindo em 36 MVA a capacidade prevista nno PDIRD-E 2020. A retirada destes projetos foi motivada pelo sobrecusto estimado para a sua implementação, aquando do levantamento da solução no terreno, face ao valor inicialmente previsto. Desta forma, serão avaliadas outras soluções alternativas para a reposição da capacidade de receção nas respetivas zonas.

Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 2 - Subprograma Reserva Operacional de Transformadores AT/MT e MT/MT

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reserva Operacional de Transformadores AT/MT e MT/MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	2 550
Custos Totais	3 672

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 2	Ficha n.º 2

Motivação

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 e necessidade urgente de investimento, previu-se a existência de uma reserva global de transformadores.

Para a proposta de PDIRD-E 2020 foi revisto o estudo de dimensionamento da reserva operacional de transformadores, com o objetivo de reavaliar e fundamentar as eventuais necessidades de reserva adicional de transformadores AT/MT, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH). Para a atualização de PDIRD-E 2020 o estudo apresentado na proposta final de Plano, foi novamente revisto considerando-se o RUL expectável calculado em dezembro de 2020, mantendo-se os modelos e metodologia, e alargando aos TP MT/MT.

Os resultados do estudo, cujo sumário executivo se encontra no Anexo G.1, apontam para a necessidade de reforçar no período 2023-2027 a reserva operacional em 12 transformadores de potência AT/MT e 7 transformador de potência MT/MT. O critério de dimensionamento foi estabelecido por forma a garantir a disponibilidade do conjunto de transformadores em serviço com o mínimo de 95% e as necessidades para os transformadores AT/MT são as calculadas para o cenário mais desfavorável, em que as subestações móveis não são consideradas como reserva operacional.

Para o período de atualização do PDIRD-E 2020 (2023-2025), prevêem-se adquirir 5 transformadores de potência AT/MT e 1 transformador de potência MT/MT, prevendo-se a aquisição dos restantes transformadores nos anos de 2026 e 2027, em alinhamento com os resultados obtidos no referido estudo. Estas necessidades serão revistas para o PDIRD-E 2024.

Os transformadores previstos adquirir no período 2023-2025, têm as seguintes caraterísticas:

- 4 transformadores 60/15 kV, 31,5 MVA, YNd11/5
- 1 transformador 60/30 kV, 31,5 MVA, YNyn0
- 1 transformador 30/15 kV, 20 MVA, Dyn11/5

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	648	1 296	1 728	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	TOTAL	**-**	**648**	**1 296**	**1 728**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma	
	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta final de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 proposta final decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta final de atualização de PDIRD-E 2020 (-0,6 M€ no período 2023-2025, a custos primários), respeitando o alinhamento com os resultados obtidos na revisão do estudo. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos. Nota: O nome deste subprograma foi alterado face ao que constava no PDIRD-E 2020 pois alargou-se o seu âmbito à aquisição de transformadores de potência MT/MT.

Ficha n.º 3 - Subprograma Garantia N-1 às sedes de concelho

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e outros

Subprograma: Garantia N-1 às sedes de concelho

Concelhos: Vários

Investimento (k€)	2023 - 2025
Custos Primários	60
Custos Totais	86

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 6	Ficha n.º 3	Ficha n.º 3

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.
A estratégia para a execução dos projetos deste subprograma consiste em realizar 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).
Nesta proposta final de atualização do plano, dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, apontando-se para a conclusão do subprograma em 2023.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de TIEPI MT (min.)	3,80
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Os benefícios são relativos à totalidade dos investimentos do estudo

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento(k€)

	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Garantia N-1 às sedes de concelho	-	86	-	-	-
TOTAL	**-**	**86**	**-**	**-**	**-**

nota: 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.
Os valores de investimento incluem as obras de telecomando.

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	No PDIRD-E 2020 apontou-se para a conclusão do subprograma em 2021, tendo essa data sido revista para 2023 nesta atualização final. Este adiamento deve-se ao atraso na conclusão dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e intervenção na subestação de Felgueiras (nomeadamente no SPCC), uma vez que o seu início ficou condicionado à aprovação do PDIRD-E 2018, bem como ao atraso na execução do projeto da nova saída MT da subestação de Candosa. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 4 - Subprograma Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Vários

Investimento (k€)	2023 - 2025
Custos Primários	26 619
Custos Totais	38 172

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 7-A	Ficha n.º 4	Ficha n.º 4

Motivação

Conforme descrito em anteriores edições de PDIRD-E, 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, tendo sido revisto para o PDIRD-E 2018 e para o PDIRD-E 2020.
Nesta atualização do Plano, foram definidos objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT por zona de qualidade de serviço, e estimadas as necessidades de investimento para os atingir.
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 a média do SAIDI MT nos pontos de entrega registada nos anos 2016 a 2020. Diferenciou-se a QST de cada saída por zona de qualidade de serviço de forma a identificar ações dirigidas aos troços dos circuitos com pior desempenho.
Os estudos efetuados incidiram sobre 473 saídas de MT, o que representa cerca de 12% do número total de saídas da RND, resultando uma carteira de 385 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, novas subestações AT/MT.
A estratégia para a execução dos projetos deste subprograma atende às necessidades de investimento estimadas no vetor da Qualidade de Serviço Técnica por zona de QST e, dentro de cada zona, selecionam-se os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de SAIDI MT (€/min).

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	10,70
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Os benefícios são relativos ao investimento previsto no período 2023-2025, atendendo-se a que este subprograma será revisto para o próximo PDIRD-E.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Descrição	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento(k€)	Melhoria das Redes MT de Alim. a PdE com pior QST	-	11 702	11 170	15 299	-
	TOTAL	**-**	**11 702**	**11 170**	**15 299**	**-**

nota: os valores de investimento incluem as obras de telecomando

Fundamentação de alterações ao subprograma	
	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre a proposta final de PDIRD-E 2020 e a sua proposta final de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-6,4 M€ no período 2023-2025, a custos primários). Este ajuste conduz a uma ligeira variação da verba no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2023-2025, de 136 M€ para 133 M€ (-2%) de forma a manter estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 5 - Subprograma Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	2023 - 2025
Custos Primários	2 440
Custos Totais	3 477

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 8	Ficha n.º 5	Ficha n.º 5

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 das 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 a concretização do projeto de investimento designado "Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista", permite que mais 2 subestações fiquem com alimentação a partir de dois injetores diferentes.
A 3ª fase permitirá atingir o objetivo final, de 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 nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento(k€)

	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa	-	1 308	2 169	-	-
TOTAL	**-**	**1 308**	**2 169**	**-**	**-**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	A conclusão deste subprograma está prevista para 2024 com a concretização da 3ª Fase, sendo assim adiada em 1 ano face ao PDIRD-E 2020. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 6 - Subprograma Telecomando da Rede MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Automação e Telecomando da Rede MT
Subprograma: Subprograma Telecomando da Rede MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	14 500
Custos Totais	20 953

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 9	Ficha n.º 6	Ficha n.º 6

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 para o PDIRD-E 2016 aos benefícios do telecomando nas redes MT levou ao estabelecimento de um plano específico cujos critérios ótimos de instalação dos órgãos de telecomando se mantiveram válidos até ao PDIRD-E 2020 Proposta Final:

- para as redes aéreas - secções com potência instalada x comprimento de rede = 31 MVA·km (±50%), cada;
- para redes subterrâneas - secções com potência instalada de 3,5 MVA (±50%), cada.

Com a evolução da rede e do custo de instalação dos equipamentos de telecomando, houve necessidade de rever os critérios para o PDIRD-E 2020 Atualização, tendo-se obtido novos resultados com racionalidade económica, pelo que o programa se encontra num momento de transição para seguintes novos critérios:

- para as redes aéreas - Bloco com momento elétrico de 21 MVA.km ± 50%;
- para redes subterrâneas - Bloco de potência instalada de 3 MVA ± 50%.

Está também contemplado neste programa a substituição de equipamentos obsoletos. A instalação dos primeiros equipamentos telecomandados na rede MT registou-se na década de 90, sendo a sua utilização disseminada, maioritariamente, após o ano 2000, com um maior enfoque desde 2011. É de salientar que neste intervalo temporal – cerca de 30 anos – a tecnologia associada a estes equipamentos evoluiu, podendo registar-se, em algumas situações, casos de obsolescência dos equipamentos, quer ao nível da função quer ao nível da sua reparação em caso de avaria – inexistência ou dificuldade em obter peças de substituição.

Embora o investimento atribuído a este plano específico seja uma parte do programa, nesta ficha é apresentado o valor previsto total a realizar no Programa de Telecomando da Rede MT, ou seja, este plano é apresentado juntamente com o investimento em pontos de telecomando justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas. Na tabela dos investimentos (Tabela 1) apresentam-se os investimentos totais neste Programa de Investimento.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT					
	Instalações AT/MT					
	Rede MT		6 503	7 225	7 225	
	TOTAL		**6 503**	**7 225**	**7 225**	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 7 - Subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	14 351
Custos Totais	20 314

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 19	Ficha n.º 7	Ficha n.º 7

Motivação

O objetivo deste subprograma passa por minimizar o impacto das redes aéreas de distribuição de energia em áreas de elevada densidade populacional e de configuração urbanística estabilizada.

Nesta atualização de PDIRD-E 2020 dá-se continuidade aos projetos de rede MT e AT, mantendo-se o âmbito e os critérios que vêm sendo utilizados, sendo a avaliação efetuada pelo o número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor por baixo das linhas a enterrar.

Dada a quantidade de linhas aéreas estabelecidas em áreas com elevada densidade populacional, nesta fase inicial de aplicação deste subprograma à rede AT procedeu-se à seleção preliminar das redes a intervir, procurando os locais com maior densidade populacional (hab/km2) e maior densidade de rede (km/km2). Não sendo este critério, por si só, o determinante para a caracterização do impacto ambiental das redes estabelecidas em meio urbano, cada zona seleccionada foi avaliada pelo número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor definido por uma faixa de 50 metros ao longo do traçado da linha. De entre os projetos nas redes pré-selecionadas, retiveram-se no PDIRD-E 2020 os projetos, priorizados por ordem crescente dos rácios investimento/consumidor. Foram considerados para intervenção os ativos já totalmente amortizados.

As soluções previstas nos projetos selecionados não se limitaram ao enterramento de cada linha aérea, mas conduzem à otimização das configurações das redes intervencionadas, adequando-as às necessidades de potência e aos padrões de desempenho consagrados nos critérios de planeamento. Nomeadamente no conjunto total dos projetos propostos para a rede AT, que envolvem cerca de 120 km de linhas, o comprimento linear da rede ficou reduzido para cerca de metade.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	1 497	7 959	7 959	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT*	-	1 450	725	725	-
	TOTAL	**-**	**2 947**	**8 684**	**8 684**	**-**

*Para a rede MT não existem projetos individualizados, tendo-se inscrito apenas os valores previstos para o período do PDIRD-E 2020 Atualização

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-5,3 M€ no período 2023-2025, a custos primários), essencialmente no ano de 2025. Garante-se o início de todos os projetos de integração paisagística AT dentro do período do PDIRD-E 2020, mas com um período de realização mais ajustado às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 8 - Subprograma Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas
Subprograma: Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	631
Custos Totais	903

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 1	Ficha n.º 8	Ficha n.º 8

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 Infraestruturas 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).

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT/MT	-	301	301	301	-
	TOTAL	**-**	**301**	**301**	**301**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 9 - Subprograma Fixação Anti-Sísmica de TP

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas
Subprograma: Fixação Anti-Sísmica de TP

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	579
Custos Totais	834

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 2	Ficha n.º 9	Ficha n.º 9

Motivação

Após a promulgação do Decreto-Lei n.° 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição, agora E-REDES, como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim o ORD, segundo o artigo 17.°, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.° 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 o ORD 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 objetivo deste subprograma passa pela instalação de fixações anti-sismicas nas Subestações, para a eventualidade de ocorrer um sismo que afete uma ou mais zonas do país.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT Instalações AT/MT Rede MT	-	417	417	-	-
	TOTAL	**-**	**417**	**417**	**-**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Tendo em consideração o elevado número subestações nas zonas onde o risco sísmico é mais elevado, foi realizada uma seleção com o objetivo de minimizar os custos de intervenção, mediante otimização da rede afeta a diferentes subestações, garantindo-se a totalidade da alimentação das redes afetadas pela perda de um ou dois transformadores em determinada subestação. Esta campanha de instalação de sistemas de fixação antissísmica em transformadores está prevista terminar em 2024, reduzindo-se o investimento previsto neste subprograma face ao PDIRD-E 2020, em cerca de 290 k€. A instalação de fixações antissísmicas passará a ser realizada na construção de novas subestações ou em obras que envolvam a instalação de novos transformadores de potência de subestações já em serviço. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 10 - Subprograma Substituição de SPCC

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2021-2025
Custos Primários	11 073
Custos Totais	16 001

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 14	Ficha n.º 10	Ficha n.º 10

Motivação

Este subprograma consiste na 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 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 E-REDES 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.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	SPCC			5 308	5 347	5 347	
	TOTAL			**5 308**	**5 347**	**5 347**	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Dado o elevado volume de SPCCs com nível de risco elevado, foi efetuado um reforço de investimento neste subprograma (+1,3M€), de forma a dar resposta a um maior número de situações dentro do período desta atualização. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 11 - Subprograma Business/Operation Support Systems (B/OSS)

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Business/Operation Support Systems (B/OSS)

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	600
Custos Totais	888

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 11	Ficha n.º 11

Motivação

A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conetividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.

Pela sua dimensão, especialidade tecnológica e heterogeneidade, a plataforma digital requer a execução de práticas de gestão operacional, em escala, adequadas à permanente garantia da sua performance, integridade e segurança (e.g., análise e correlação de logs de performance em tempo real, auditoria de configurações, difusão e instalação de firmware, automação de diagnósticos, análise preditiva de falhas, gestão de capacidade, e outras).

Com este propósito, o ORD preconiza a adoção standards, boas práticas e frameworks de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados a esta realidade tecnológica, tomando assim como referência os princípios e as linhas de atuação emanados pelo TMForum, ITIL e ISO, capitalizando nas sinergias inerentes à sua adoção generalizada e à oferta competitiva de ferramentas compatíveis.

Assim, as operações e controlos que são permanentemente executados na plataforma digital requerem ferramentas e processos especializados, que pela sua função de suporte, são designados nos standards e frameworks como Operational Support Systems (OSS).

Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital, a E-REDES tem em curso o desenvolvimento das suas atuais capacidades OSS, designadamente:
> Evolução da monitorização de serviços aplicacionais críticos em Cloud;
> Correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema
> Automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica

A plataforma OSS assegura a disponibilidade, performance e integridade das ferramentas de negócio, com o consequente benefício de garantia e segurança do abastecimento.

Nota: Este projeto representa um investimento recorrente que acompanha a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	B/OSS	-	296	296	296	-
	TOTAL	**-**	**296**	**296**	**296**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 12 - Subprograma Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 200
Custos Totais	1 776

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 15	Ficha n.º 12	Ficha n.º 12

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 do ORD, 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 E-REDES 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.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	-	592	592	592	-
	TOTAL	**-**	**592**	**592**	**592**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 13 - Subprograma Evolução Aplicacional Cibersegurança

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Evolução Aplicacional Cibersegurança

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	115
Custos Totais	170

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 13	Ficha n.º 13

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 do ORD, 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.

No contexto de digitalização, a evolução das peças de software que compõem o ecossistema de aplicações essenciais para o negócio tem representado uma das chaves mais efetivas e decisivas para responder aos desafios atuais e futuros do ORD. Nesta perspetiva, a crescente dependência dos processos de negócio deste ecossistema aplicacional exige que sejam adotadas ao longo do seu ciclo de vida as medidas de segurança preconizadas nos standards, boas práticas e frameworks internacionalmente reconhecidos para a cibersegurança aplicacional.

Nesta conformidade, a E-REDES atua de forma preventiva, assegurando que o desenvolvimento de novas aplicações ou de novas funcionalidades nas aplicações existentes seguem um rigoroso processo de análise de risco, e de definição e implementação de requisitos de cibersegurança, estabelecendo-se deste modo uma abordagem de security by-design. Todos os desenvolvimentos, incluindo os respeitantes a controlos de segurança, são validados através de ciclos exigentes de testes de intrusão antes da sua entrada em exploração.

Complementarmente, considerando a dinâmica e imprevisibilidade das ameaças, e a crescente sofisticação e frequência dos ciber ataques, coloca-se a exigência de uma supervisão e controlo continuados das aplicações em exploração, assegurando uma resposta célere e efetiva a eventuais vulnerabilidades ou novos riscos que não se considerem aceitáveis. Esta resposta concretiza-se na implementação de novos desenvolvimento ou medidas de mitigação de risco que integram de forma continuada os planos de evolução das aplicações.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Evolução Aplicacional Cibersegurança	-			170 200	-
	TOTAL	**-**			**170 200**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-0,5 k€ no período 2023-2025, a custos primários). Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 14 - Subprograma Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND

Concelhos: Nacional (Data Centers)

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	600
Custos Totais	888

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 16	Ficha n.º 14	Ficha n.º 14

Motivação

- Evolução das soluções aplicacionais de suporte à operação da rede elétrica de distribuição para uma maior adequação funcional aos desafios do negócio, e para assegurar uma resiliência, flexibilidade e escalabilidade alinhadas com a criticidade destes sistemas. Complementarmente, pretende-se garantir maior agilidade na assimilação das capacidades e benefícios resultantes dos projetos pilotos de âmbito nacional, europeu e/ou internacional.

- Desenvolvimento de novas aplicações ou incremento de funcionalidades de aplicações existente que visam melhorar a eficiência operacional e técnica do ecossistema das aplicações de suporte à operação da rede elétrica de distribuição. Pretende-se dar resposta às necessidades dos stakeholders internos das aplicações sob gestão da DPD.

- Garantia de evolução das aplicações Mission and Business Critical para níveis de elevada disponibilidade (>99,9%), em conformidade com a sua criticidade para o negócio e missão da organização.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	-	296	296	296	-
	TOTAL	**-**	**296**	**296**	**296**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-0,6 M€ no período 2023-2025, a custos primários). Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 15 - Subprograma Expansão da Rede de Fibra Óptica

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Expansão da Rede de Fibra Óptica

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 200
Custos Totais	1 776

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 17	Ficha n.º 15	Ficha n.º 15

Motivação

A Rede Core constitui a espinha dorsal das comunicações na E-REDES e tem como função garantir a transmissão de dados entre os Sistemas Centrais e as Subestações e Postos de Corte AT, em particular, o suporte dos serviços de SCADA, telecomando, teleengenharia, teleproteções, sensorização, qualidade de energia e voz.

Desde os finais dos anos 90 que esta rede nuclear se encontra maioritariamente assente numa infraestrutura física de cabos de fibra ótica que acompanham a rede aérea de distribuição em AT. Este meio de transmissão garante maior resiliência, capacidade e rapidez das comunicações, relativamente a outros meios tradicionais de transmissão wireless (e.g., rádio, GSM, 3/4G) ou fixos (e.g., PLC, cabos telefónicos), cobrindo as necessidades atuais da E-REDES.

Apesar do elevado número de Subestações e Postos de Corte que se encontram atualmente ligados por cabo de fibra ótica, subsistem quadros em que as comunicações são ainda suportadas por meios tradicionais, com limitações no número, performance e resiliência dos serviços disponibilizados. Assim, com o objetivo de alargar o alcance da rede de fibra ótica e dos seus benefícios, foi estabelecido um plano de expansão da rede de fibra ótica da E-REDES, que se caracteriza pelo estabelecimento de novas ligações óticas ou pelo reforço das existentes.

A persecução deste projeto contempla os seguintes objetivos:
1 - Disponibilização de serviços em instalações onde não existe infraestrutura de comunicações;
2 - Garantir redundância física da infraestrutura de comunicações onde esta se encontra limitada a um único caminho;
3 - Aumentar capacidade, respondendo à maior demanda de serviços e dados, nomeadamente nos grandes centros urbanos, onde existe uma limitação maior da infraestrutura física de fibra ótica;

A persecução deste projeto representa os seguintes benefícios:
1 – Disponibilização/Incremento de serviços em locais onde não existe disponibilidade física de infraestrutura de comunicações.
2 – Aumento da disponibilidade dos serviços em instalações onde não existe redundância física de infraestrutura de comunicações. Para uma solução tipo, estima-se um aumento da disponibilidade dos serviços de 98,22% para 99,23%.
Neste âmbito, foram identificadas várias ligações correspondentes a pouco mais de 700km de cabos de fibras óticas.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Expansão da Rede de Fibra Óptica		592	592	592	
	TOTAL		**592**	**592**	**592**	

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 16 - Subprograma Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 500
Custos Totais	2 220

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 16	Ficha n.º 16

Motivação

No âmbito da Agenda Digital Europeia e do esforço de coordenação e alocação de espectro às futuras redes 5G, a Comissão Europeia (CE) decidiu proceder à libertação da faixa 1,5GHz, incumbindo os reguladores nacionais, ANACOM em Portugal, de promover até ao final de 2022 a migração dos sistemas aí licenciados e em exploração para faixas alternativas, podendo excecionalmente prorrogar essa data por 2 anos caso não exista nenhum pedido de acesso por parte dos operadores públicos.

Esta medida afeta os 113 feixes hertzianos que a E-REDES explora e que integram a sua Rede Privativa Fixa de Segurança (Rede Core), suportada em tecnologia IP-MPLS, de elevada capacidade, flexibilidade e resiliência, com os feixes a assegurarem o suporte físico a locais onde, por questões técnicas-económicas, não foi possível instalar fibra ótica (FO) ou onde apenas existe um cabo de FO com o feixe a assegurar a necessária redundância.

Com este enquadramento, a E-REDES pretende substituir até à data limite de 31/12/2022 os seus 52 feixes hertzianos mais críticos, por constituírem suporte único às instalações servidas, promovendo a programação dos restantes 61 feixes, com funções de backup, no período 2023 a 2025 - no pressuposto que a ANACOM virá ainda a permitir esta última prorrogação.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	-	740	740	740	-
	TOTAL	**-**	**740**	**740**	**740**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 17 - Subprograma Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND

Tipo de investimento: Específico
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

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 200
Custos Totais	1 776

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 18	Ficha n.º 17	Ficha n.º 17

Motivação

A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conetividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.

Com a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços, torna-se fundamental assegurar a modernização e adequação das infraestruturas tecnológicas, dos equipamentos e sistemas, através da aquisição de hardware (servidores, storage, postos de operação, monitores, video walls, etc) e sistemas operativos. Complementarmente, esta renovação tecnológica permitirá responder à obsolescência dos equipamentos existentes e à evolução dos processos e requisitos de negócio, nomeadamente os que estão afetos à operação da rede elétrica de distribuição (e.g., aumento do número de unidades telecomandadas, maior volume de informação recolhida pelos sistemas, evolução de requisitos das aplicações residentes na infraestrutura).

A persecução deste projeto representa os seguintes benefícios:
1. Manter e renovar a infraestrutura de suporte aos processos de negócio e melhorar a infraestrutura para acompanhar o crescimento/evolução da rede digital.
2. Redução de risco/ Maior operabilidade.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Renovação Tecnológica	-	592	592	592	-
	TOTAL	**-**	**592**	**592**	**592**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 18 - Subprograma Segurança Integrada Ciber-Física da RND

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma: Segurança Integrada Ciber-Física da RND

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	4 700
Custos Totais	6 956

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 18	Ficha n.º 18

Motivação

A Rede Nacional de Distribuição assume-se indiscutivelmente como uma das infraestruturas mais complexas e críticas da sociedade, servindo de espinha dorsal para o desenvolvimento das atividades económicas e sociais do país. Neste sentido, a necessidade de assegurar uma proteção eficaz dos principais ativos da rede de distribuição relativamente às ameaças e riscos a que estão expostos, é cada vez mais um fator essencial para a atividade do Operador de Rede de Distribuição. Esta necessidade configura-se ainda mais relevante pela existência de um conjunto de instalações que, servindo outras infraestruturas de serviços essenciais para a sociedade, se encontram consideradas como Infraestruturas Críticas, suportadas em diversos diplomas legais e diretivas, nacionais e europeias, que reconhecem igualmente a sua importância, nomeadamente:

- O Decreto-Lei 62/2011, de 9 de maio, que transpôs para o quadro jurídico nacional a Diretiva 2008/114/CE do Conselho de 8 de dezembro de 2008, estabelecendo os procedimentos de identificação e de proteção das infraestruturas críticas europeias, essenciais para a saúde, a segurança e o bem-estar económico e social da sociedade nos setores da energia e dos transportes, prevendo a aplicação desses procedimentos às Infraestruturas Críticas Nacionais (ICN). As autoridades nacionais responsáveis, designadamente a Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança do Sistema de Segurança Interna, designaram formalmente 31 ICN da RND, incluindo 26 Subestações/Postos de Corte, tendo a E-REDES elaborado e submetido os respetivos Planos de Segurança do Operador (PSO), que foram formalmente validados pelas referidas entidades;
- A Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, que estabelece o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo a Diretiva (UE) 2016/1148 – Network and Information Security (NIS) Directive – do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho de 2016, que identifica medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da informação em toda a União. Em agosto de 2019, a E-REDES foi formalmente notificada pelo Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS) – entidade nacional competente para a cibersegurança – que no âmbito deste diploma foi identificada como "Operador de Serviços Essenciais (OSE)", devendo garantir a adoção de requisitos de segurança, de metodologias de gestão de risco e de notificação de incidentes com impacto relevante, para o serviço essencial prestado.
- A Recomendação (UE) 2019/553 da Comissão, de 3 de abril, que sistematiza os principais desafios e particularidades do setor da energia no que diz respeito à Cibersegurança, identifica um conjunto de recomendações, para as principais partes interessadas nomeadamente os operadores de serviços essenciais, para a adoção de medidas para prevenir e atenuar os riscos nesta matéria.
- O Decreto-Lei 20/2022, de 28 de janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias.

Reconhecendo a relevância crescente e a visibilidade que o setor elétrico têm vindo a assumir globalmente, e considerando a progressiva exposição das infraestruturas críticas do setor a novas ameaças e riscos, resultantes da evolução tecnológica e de contexto, a E-REDES desenvolveu um estudo de segurança ciber-física, com vista a potenciar a implementação de uma estratégia robusta nestes domínios, para as suas instalações e respetivos ativos mais críticos.

O estudo efetuado por entidade externa e independente, que teve por base modelos e princípios de gestão de risco e de defesa em profundidade, aplicada em múltiplas camadas complementares, pretendeu reavaliar o estado das infraestruturas da E-REDES, à luz destes requisitos, por forma a avaliar e priorizar os principais riscos existentes. Tendo como referencial um número diversificado de normas internacionais relevantes nestes domínios, o trabalho desenvolvido permitiu identificar um conjunto de recomendações e de controlos complementares, em múltiplas camadas, para a melhoria da proteção das suas infraestruturas mais críticas.

Na sequência da análise de risco efetuada, e como medida de mitigação dos principais riscos, foram identificadas ações, de segurança física e de segurança lógica, que se consideram fundamentais implementar, visto contribuírem significativamente para o estabelecimento de um nível mais adequado de controlo e proteção das instalações da RND e dos seus ativos, permitindo uma redução dos níveis de risco identificados.

A abordagem integrada a este desafio foi estruturada no Programa de Segurança Ciber-física de Infraestruturas Críticas da E-REDES, que se constitui por um conjunto de projetos a desenvolver em linha com:

- a estratégia de segurança ciber-física estabelecida;
- a análise e avaliação de risco desenvolvida no âmbito do Plano de Segurança de Operador (PSO);
- os objetivos de Continuidade de Negócio da E-REDES, cujo sistema de gestão se encontra certificado (ISO22301);
- a perspetiva de certificação ISO27001 destas instalações e conformidade com Lei n.º 46/2018.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Renovação Tecnológica	-	1 776	1 776	3 404	-
	TOTAL	**-**	**1 776**	**1 776**	**3 404**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

O plano de reforço da Segurança Ciber-física da RND, integrado no Programa de Investimento Sistema Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações do PDIRD-E 2020, considerou na sua proposta um investimento para execução dos requisitos de segurança física para as 26 SE classificadas como Infraestruturas Críticas Nacionais, com base na numa estimativa orçamental para a instalação de Videovigilância, Alarmística, Controlo de Acessos, Correção de Vedações e Reforço Físico de Portas e Janelas.

Para dar cumprimento ao estabelecimento dos requisitos definidos para as instalações de Criticidade A, conforme definido nos requisitos de proteção de SE/PC da Política de Segurança Física da E-REDES, procedeu-se à atualização da orçamentação detalhada dos custos para Correção de Vedações e Reforço Físico de Portas e Janelas, tendo sido verificada a necessidade de substituição integral de vedações num número significativo de instalações. Os custos entretanto apurados sao considerados como fundamentais para a cumprimento efetivo da proteção física das instalações.

Adicionalmente, e reconhecendo que as subestações da RND são um potencial alvo de ameaças à segurança (ciber-física), reforçado pela recente publicação do Decreto-Lei 20/2022, de 28 de Janeiro relativo à identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias, torna-se necessário assegurar a continuidade do desenvolvimento do programa, para além de 2024. As instalações serão selecionadas de acordo com as sua criticidade para o funcionamento da RND, em alinhamento com o Decreto-Lei 20/2022.

É assim necessário garantir nos próximos PDIRD a continuidade do investimento necessário para prosseguir uma proteção adequada às novas ameaças emergentes para a RND.

Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 19 - Subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	6 000
Custos Totais	8 522

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 10	Ficha n.º 19	Ficha n.º 19

Motivação

Na sequência dos estudos de caracterização da RND foram detetadas situações de não conformidade do dimensionamento de equipamentos e de infraestruturas de rede (linhas) para as correntes de curto-circuito máximas a que poderiam estar sujeitos, durante o tempo de eliminação do defeito por atuação dos sistemas de proteção de 2ª ordem (backup).

Esta constatação conduziu à necessidade de um plano de investimento que consiste na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito máximas, no estabelecimento de configurações de rede que permitam reduzir 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.

Este subprograma, criado a partir de 2020, abrange os ativos subestações AT/MT, linhas aéreas AT, condutores e cabos de guarda, e linhas aéreas MT e cabos subterrâneos MT de secção reduzida (no caso de bainhas de cabos subterrâneos AT subdimensionadas à corrente de defeito, tem-se recorrido à solução de instalação de impedâncias limitadora no ponto de injeção da RNT, em acções coordenadas com o operador da RNT).

Os projetos englobados neste subprograma resultam do estudo das situações de inconformidade detetadas, procurando sinergias com outros objetivos de melhoria, no sentido de obter uma solução globalmente mais otimizada. Nesta fase, o plano de investimento proposto inclui os projetos de substituição de disjuntores AT e redimensionamento da rede AT à corrente de curto-circuito trifásica e de substituição das linhas MT subdimensionadas, de secção mais reduzida e priviligiando, quando viável, soluções ao nível do sistema de proteção, com o objetivo de reduzir o tempo de eliminação dos defeitos em backup.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	2 426	2 583	1 122	-
	Instalações AT/MT	-	277	242	-	-
	Rede MT	-	126	-	1 746	-
	TOTAL	**-**	**2 829**	**2 825**	**2 868**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma

Na fase de elaboração dos projetos as características dos equipamentos foram confirmadas com os catálogos de fabrico e alguns deles encontravam-se corretamente dimensionados, deixando de ser objeto de intervenção no âmbito deste subprograma. Por outro lado, a complexidade dos projetos de intervenção na rede AT obrigou a prolongar a duração da intervenção, prolongando alguns investimentos programados em 2020/2021 para os anos seguintes. Em contrapartida, as inconformidades de algumas situações detetadas na rede MT recomendaram a sua antecipação. O montante dos investimentos e respetivo cronograma foram adaptados na sequência dessas alterações.

De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-2,3 M€ no período 2023-2025, a custos primários). Estão em análise soluções de otimização de parametrização de sistemas de proteção, que terão impacto na revisão destas necessidades.

Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 20 - Subprograma Renovação de Disjuntores AT/MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Disjuntores AT/MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	750
Custos Totais	1 080

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 20	Ficha n.º 20

Motivação

Os disjuntores da RND, apesar das ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição degradada com a passagem do tempo, pelos fatores externos influenciadores da sua condição, bem como pelos fatores internos e pela sua utilização. Como resultado dessa degradação da sua condição, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar e resultar numa alteração do risco de falha do ativo, chegando eventualmente a níveis inaceitáveis.

O subprograma em causa consiste na substituição pontual de Disjuntores AT ou MT, de Subestações ou Postos de Corte AT e MT, cuja condição técnica seja manifestamente insatisfatória e cuja reabilitação não é tecnicamente exequível e/ou não apresenta mérito face à substituição.
Este subprograma pretende atender a situações em que não se identifica a necessidade de renovação da maioria dos disjuntores do respetivo andar AT ou MT, mas sim a necessidades pontuais de substituição desses ativos que por algum motivo se tenham degradado mais rapidamente que os seus pares ou chegado ao fim da sua vida útil.

A concretização de projetos de substituição pontual de disjuntores permite:
•Substituir disjuntores que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios;
•Reduzir o nível de risco associado à falha do disjuntor;
•Melhorar a Qualidade de Serviço;
•Aumentar a Eficiência Operacional.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	360	360	360	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	TOTAL	**-**	**360**	**360**	**360**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma

De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-0,5 M€ no período 2023-2025, a custos primários).

Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 21 - Subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT

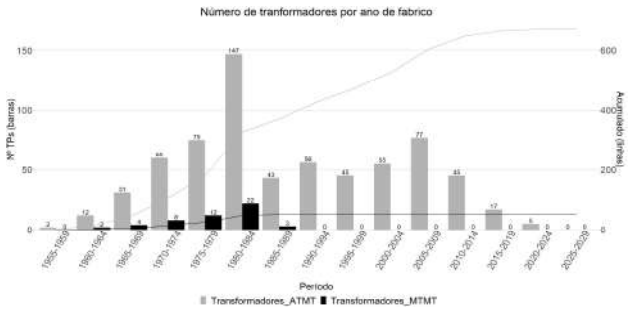
Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	6 450
Custos Totais	9 288

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 21	Ficha n.º 21

Motivação

A idade média dos transformadores de potência (TP) AT/MT e MT/MT tem vindo a aumentar, como consequência de um ritmo de substituição do parque existente modesto.
A E-REDES apresentava, a 31.12.2020, 721 transformadores de potência em exploração. Destes, 670 são transformadores MAT/MT ou AT/MT e 51 são transformadores MT/MT.
A idade média dos TP AT/MT da RND ultrapassou já os 30 anos (cerca de 31,9 anos), subsistindo cerca de 105 TP AT/MT anteriores a 1975. Adicionalmente, ocorreu uma expansão significativa ao nível dos TP AT/MT instalados na RND entre 1980 e 1984, existindo 147 TP com ano de fabrico neste intervalo. Estes transformadores atingirão os 40 anos entre os anos de 2020 e 2024 e atingirão os 50 anos entre os anos de 2030 e 2034 - permitindo antecipar um crescimento muito significativo das necessidades de renovação de TP AT/MT ao longo de toda a década que se inicia, prolongando-se pela seguinte década.
A idade média dos TP MT/MT em exploração é de 43,6 anos, subsistindo ainda 14 de construção anterior a 1974. O número de TP com ano de fabrico entre 1980 e 1984 é também elevado, sendo de 22 do total de TP MT/MT.
A Figura seguinte apresenta o histograma com os períodos de construção dos TP AT/MT e TP MT/MT em serviço (Fonte: RARI 2020).



A E-REDES desenvolveu, com o INESC TEC, um modelo que permite avaliar a vida restante esperada dos TP AT/MT (RUL, ou Remaining Useful Life). Este modelo tem como objetivo a obtenção de uma previsão do ano de falha do TP AT/MT (falha interna, não prevendo falhas associadas à regulação de tensão em carga).

Na atualização deste PDIRD-E 2020, neste subprograma, inclui-se a substituição de **5 TPs MT/MT** e de **11 TPs AT/MT** que se espera que atinjam o RUL até 2025 e 2027, respetivamente.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	1 296	2 160	5 832	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**-**	**-**	**1 296**	**2 160**	**5 832**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma

A verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-5,25 M€ no período 2023-2025, a custos primários) traduzindo-se numa redução de 10 TPs face ao considerado no PDIRD-E 2020. Este ajuste foi feito considerando os resultados mais atuais do RUL e a substituição de transformadores no âmbito de outros investimentos.

A evolução do número de falhas nos transformadores de potência AT/MT ou MT/MT, que se venha a verificar ao longo do período de vigência do Plano poderá obrigar à aquisição de outros transformadores de potência com carácter urgente.

Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Nota: O nome deste subprograma foi alterado face ao que constava no PDIRD-E 2020 pois alargou-se o seu âmbito à renovação de transformadores de potência MT/MT.

Ficha n.º 22 - Subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 650
Custos Totais	2 393

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 11	Ficha n.º 22	Ficha n.º 22

Motivação

Na sequência de avarias recorrentes registadas na rede subterrânea, com particular incidência na região de Lisboa onde existem zonas com o nível freático elevado, foram efetuadas 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 uma grande vulnerabilidade dos cabos secos com bainha exterior em PVC (tipos LEHIV e LXHIOV), que representam a maior fragilidade da rede subterrânea.

A premência do investimento é motivada pelo registo anormal de sucessivas avarias num mesmo troço de rede, causando frequentes interrupções de fornecimento de energia eléctrica aos utilizadores duma mesma rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV. 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 (característica idêntica aos cabos utilizados em alta tensão). Optou-se pela 1.ª hipótese, por ser suficientemente robusta, por ser o tipo de cabo normalizado em uso na RND e, também por isso, por resultar numa solução mais económica.

Nota: O nome deste subprograma foi alterado face ao que constava no PDIRD-E 2018 pois pretende-se no futuro alargar o seu âmbito a outras regiões onde se verificam situações semelhantes de recorrência de avarias em troços de cabos subterrâneos.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	798	798	798	-
	TOTAL	**-**	**798**	**798**	**798**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma

De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-1,65 M€ no período 2023-2025, a custos primários). Prevê-se uma melhor previsão da probabilidade de falha no médio prazo, através dos modelos de avaliação da condição a desenvolver.

Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 23 - Subprograma Renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	2 160
Custos Totais	3 110

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 12	Ficha n.º 23	Ficha n.º 23

Motivação

O plano em causa consiste na renovação 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 e aumentar a Eficiência Operacional por via da uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de SEs, da 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 e da possibilidade de aceder remotamente aos sistemas de alimentação para monitorização e diagnóstico.
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 renovação 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 renovação de sistemas de alimentação de corrente contínua foi analisado no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo H.4 do PDIRD-E 2020 e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rúbrica contemplados no período 2021-2025.
Os projetos de investimento específico associados a este subprograma estão englobados no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, tendo sido estimado um investimento de 3,4M€ (custos primários) em cerca de 68 instalações para o período 2021-2025 (em média cerca de 14 instalações por ano).
Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	893	893	1 325	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	TOTAL	**-**	**893**	**893**	**1 325**	**-**

Fundamentação de alterações subprograma	
	Neste subprograma mantiveram-se os valores de investimento, a custos primários, previstos no PDIRD-E 2020 para o triénio 2023-2025 tendo sido atualizados os custos totais em conformidade com a revisão da distribuição de encargos.

Ficha n.º 24 - Subprograma Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 275
Custos Totais	1 838

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 13	Ficha n.º 24	Ficha n.º 24

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 ativos 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 necessidades 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 projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	138	125	125	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	474	488	488	-
	TOTAL	**-**	**612**	**613**	**613**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma	
	Este programa foi estendido para os anos de 2024 e 2025 dada a identificação de mais situações e a criticidade das mesmas, resultando assim num aumento de 0,85k€ face ao PDIRD-E 2020. Os custos totais foram atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 25 - Subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Tipo de investimento:	Específico
Programa de Investimento:	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:	Renovação de Ativos Alvo de Incêndios
Concelhos:	Arganil, Cantanhede, Góis, Mira, Oliveira do Hospital, Penacova, Tábua, Seia, Carregal do Sal, Castro Daire, Mortágua, Oliveira de Frades, Santa Comba Dão, São Pedro do Sul, Tondela, Vila Nova de Paiva, Vouzela

Investimento (k€)	**2023 - 2025**
Custos Primários	7 000
Custos Totais	10 150

PDIRD-E	**2018**	**2020**	**2020 Atual.**
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 25

Motivação

Os incêndios ocorridos no ano de 2017 provocaram danos consideráveis nas redes de AT e MT, principalmente na zona centro do país, tendo sido estimado na altura um montante total de investimento da ordem dos 12M€ para recuperação destas redes. Estas intervenções, de carácter urgente, foram realizadas ao abrigo do Programa de Investimento Corrente Urgente. A realização destas intervenções foi particularmente desafiante, dada a enorme extensão de rede afetada e o facto de ter sido fustigada por diversos fenómenos atmosféricos em pouco tempo, dos quais se destacam as tempestades Leslie em 2018 e Elsa e Fabien em 2019.

Terminada esta fase, é agora importante recuperar as restantes redes afetadas por estes incêndios, que necessitam de intervenção para recuperarem a boa condição que tinham antes destes eventos. Ainda que não de carácter urgente, são essenciais algumas intervenções para assegurar o bom desempenho da rede, nomeadamente a substituição de apoios degradados e condutores com o alumínio deteriorado pelas altas temperaturas provocada pelos incêndios.

No tempo que decorreu desde os incêndios de 2017, foram realizados estudos mais abrangentes a estas redes, considerando já a execução das obras de carácter urgente, de forma a definir a melhor solução e a fazer uma orçamentação detalha das intervenções que agora se incluem em Plano para realização de forma programada, tendo-se chegado a um valor total de 7M€ (custos primários). A programação destas ações teve também por base a necessidade de não alterar o investimento total anual do PDIRD-E 2020, tendo-se para isso dividido o investimento pelos anos de 2023 (2M€), 2024 (2M€) e 2025 (3M€), de acordo com a criticidade de cada projeto.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	**2023**	**2024**	**2025**	**Após 2025**
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	2 900	2 900	4 350	-
	TOTAL	**-**	**2 900**	**2 900**	**4 350**	**-**

Fundamentação de alterações ao subprograma	

Ficha n.º 26 - Projeto Ligação ao PdE - V N Famalicão (Fase 1)

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 739	427
Custos Totais	3 793	591

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 27	Ficha n.º 25	Ficha n.º 26

Motivação

Inserção do novo PdE Vila Nova de Famalicão (REN) na RND para melhorar a qualidade técnica de serviço e aumentar da eficiência da rede, nomeadamente redução de perdas AT.

Alternativas

1 Alimentação da SE Lousado a partir do PdE Vila Nova de Famalicão (REN) através de linha 60kV dupla ACC408, substituição dos atuais transformadores AT/MT 3x25MVA por 2x31,5MVA e adaptação do painel TP 60kV a painel linha 60kV.

2 Alimentação da SE Lousado a partir do PdE Vila Nova de Famalicão (REN) através de linha 60kV dupla ACC408 e construção de novo painel linha 60kV.

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 cria mais valor para o SEN, também melhora a operação da rede ao substituir TP's em fim de vida útil e com índices horários não normalizados e evita a construção de novo painel linha 60kV.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	3 429
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3 758 041
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	2 342	1 905	351	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 595	1 297	239	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**3 937**	**3 202**	**591**	**-**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	5 675	-	-	333	333	9 801
	END	167	-	-	10	10	289
	Elim. Sobrecarga	-	-	-			-
	TOTAL	**5 842**	**-**	**-**	**343**	**343**	**10 090**

Ano 0: 2023

nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	O projeto apresentou vários constrangimentos que impediram o estabelecimento dos traçados inicialmente previstos, deixando de ter interesse a alimentação da carga da SE Requião pelo PdE V.N.FAMALICÃO(REN). Com o aumento de potência na instalação da MABOR, a alimentação será providenciada por dois circuitos em paralelo. Foi dado conhecimento à REN em reunião (janeiro 2022) do atraso do projeto, apurando-se que a previsão de conclusão dos PNLAT a construir pela REN está para dezembro de 2022.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

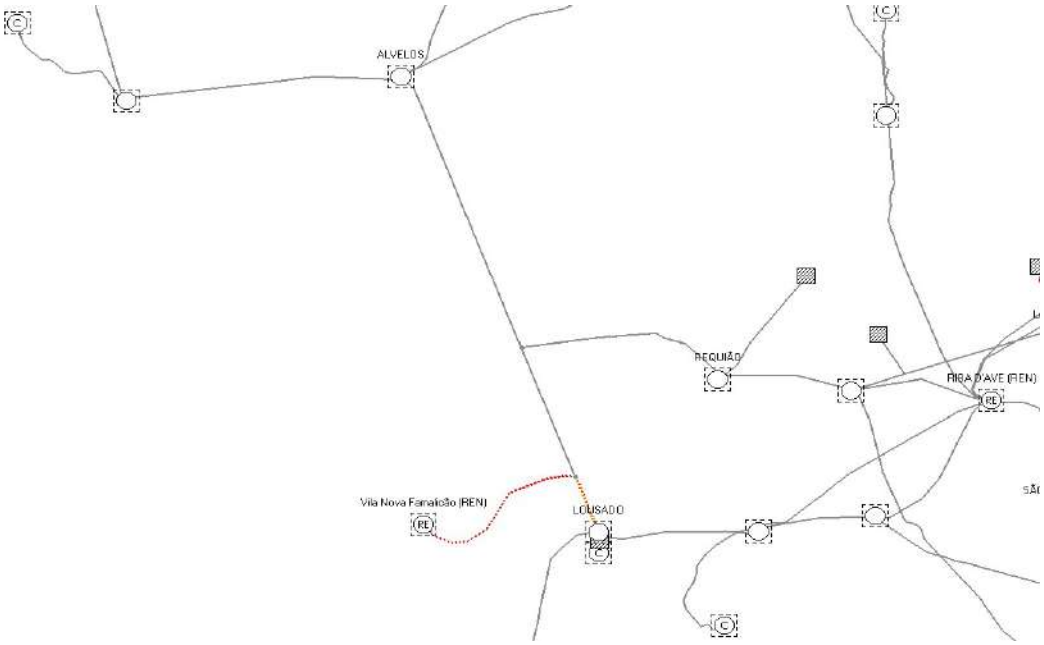


Figura 1: Ligação do injetor REN-VNFamalicão à RND (Rede AT)

Ficha n.º 27 - Projeto Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Viana do Castelo, Ponte de Lima

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 590	190
Custos Totais	3 714	272

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 31	Ficha n.º 26	Ficha n.º 27

Motivação

Garantir a alimentação a novos clientes e aumentos de potência na zona industrial de Lanheses, melhoria da eficiência da rede por redução de perdas e redução de ENF.

Alternativas

1 Nova linha 15kV para a Zona Industrial de Lanheses alimentada pela SE Feitosa.

2 Nova SE 60/15kV 20MVA na Zona Industrial de Lanheses, alimentada em anel na LN60 1484 PC Deocriste-Feitosa.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 apresenta indicadores económicos mais interessantes, resolvendo os riscos de potência não garantida em Regime N e N-1 na Zona Industrial e dos demais consumos no eixo Santa Marta Portuzelo-Feitosa.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	46 830
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 703 200
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	659	586	46	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 569	2 286	180	-	-	-
	Rede MT	641	570	45	-	-	-
	TOTAL	**3 869**	**3 442**	**272**	**-**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	4 368	-	-	207	213	7 882
	END	2 217	-	-	102	106	4 007
	Elim. Sobrecarga	-	-	-			-
	TOTAL	**6 585**	**-**	**-**	**309**	**319**	**11 889**

Ano 0: 2023

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	3 443	4 000	4 532	5 088	5 620	6 421	7 336
Regime N-1 (kW)	19 878	20 677	21 427	22 174	22 767	23 641	24 549

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao PDIRD-E 2020, mantém-se a data prevista para conclusão do projeto. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

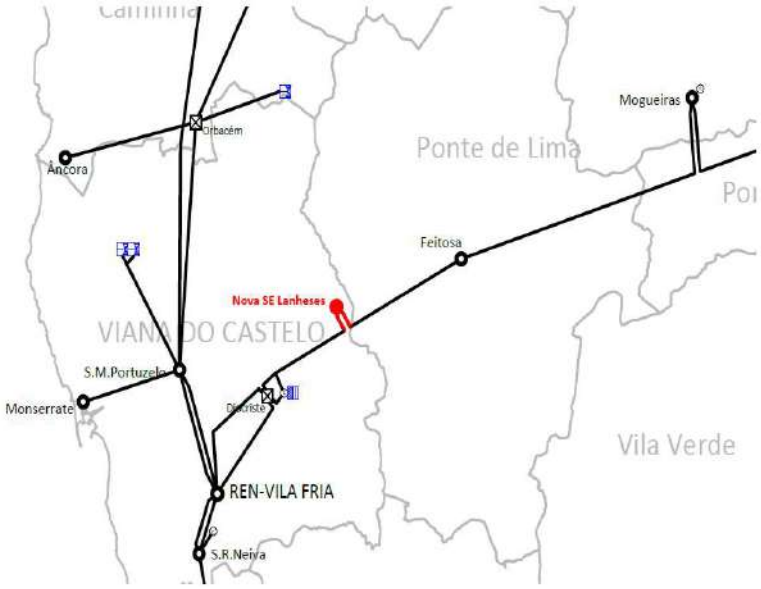


Figura 1: Ligação em PI da SE Lanheses na LN60 1484 PC Deocriste-Feitosa (Rede AT)

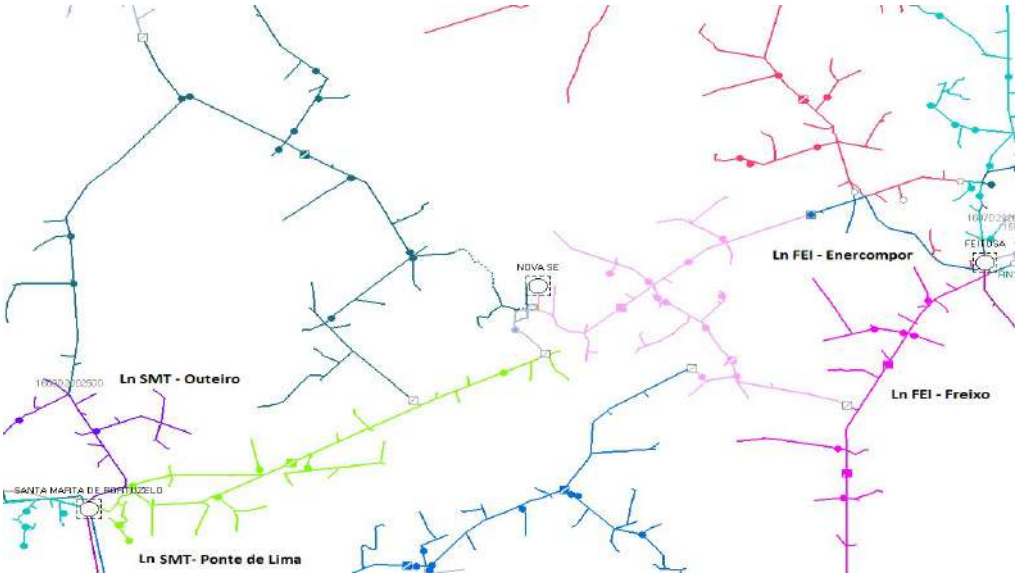


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto da nova SE Lanheses (Rede MT)

Ficha n.º 28 - Projeto Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde, Póvoa do Varzim e Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 734	1 758
Custos Totais	3 865	2 485

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º44	Ficha n.º 27	Ficha n.º 28

Motivação

O crescimento de consumos na zona Noroeste do distrito do Porto conduziu à necessidade do reforço da alimentação AT e ao estabelecimento do novo PdE V.N.Famalicão (REN).

Alternativas

1 Estabelecimento de duas ligações do novo injetor para o lado oeste, com destino para a SE 60/15 kV Vila do Conde e a LN60 1085 Mosteiró-Beiriz.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 636 977
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	3 550	1 213	928	1 256	-	-
	Instalações AT/MT	490	167	128	173	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**4 040**	**1 380**	**1 056**	**1 430**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	3 941	-	-	-	233	7 038
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-			-
	TOTAL	**3 941**	**-**	**-**	**-**	**233**	**7 038**

Ano 0: 2024

nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

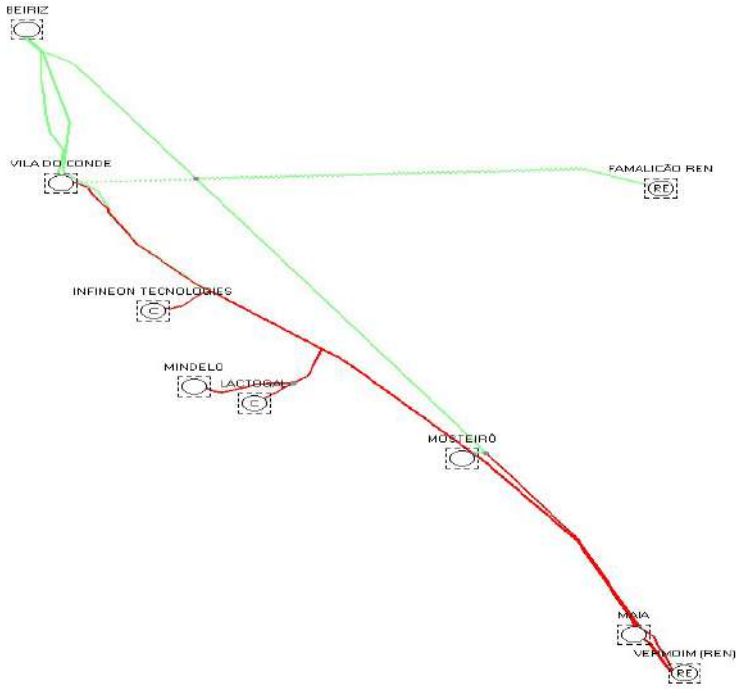


Figura 1: Ligação na rede existente

Figura 2: Pormenor da ligação à rede existente

Ficha n.º 29 - Projeto Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Estarreja; Murtosa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 024	300
Custos Totais	2 900	430

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 28	Ficha n.º 29

Motivação

Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Aproximar a transformação AT/MT do centro de cargas.

Alternativas

1 Nova SE 60/15 kV 31,5MVA no EcoParque empresarial de Estarreja, alimentada em anel na LN60 1479 Estarreja (REN)-Beduído.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	44 644
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3 313 837
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	107	-	-	-	16	89
	Instalações AT/MT	2 589	-	-	-	375	2 157
	Rede MT	268	-	-	-	39	223
	TOTAL	**2 964**	**-**	**-**	**-**	**430**	**2 470**
Benefícios (k€)	Perdas	3 871	-	-	-	-	9 762
	END	1 583	-	-	-	-	4 018
	Elim. Sobrecarga	-	-	-			-
	TOTAL	**5 455**	**-**	**-**	**-**	**-**	**13 780**

Ano 0: 2027

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	510	1 380	2 055	3 075	4 080	4 935
Regime N-1 (kW)	13 000	15 000	17 000	19 000	21 000	23 000	45 000

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

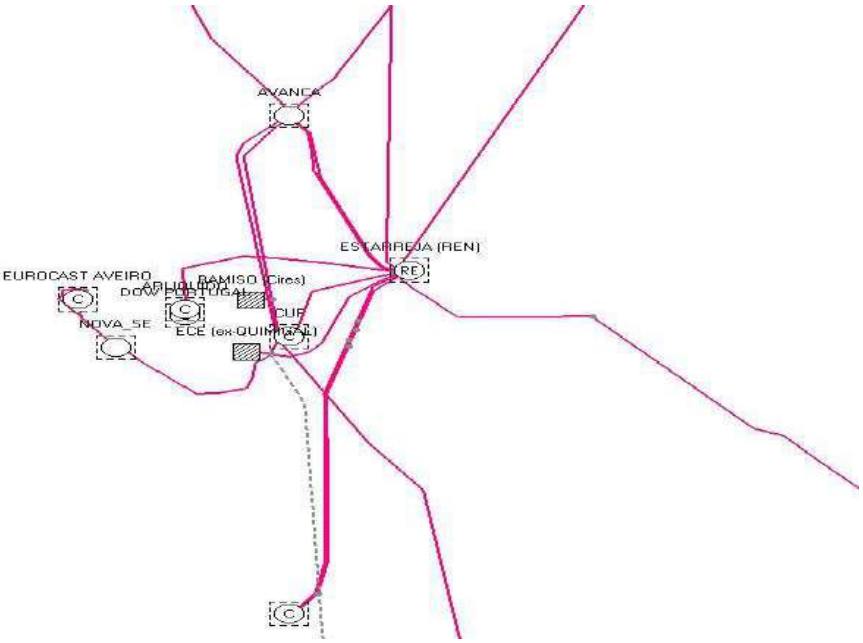


Figura 1: Rede AT.

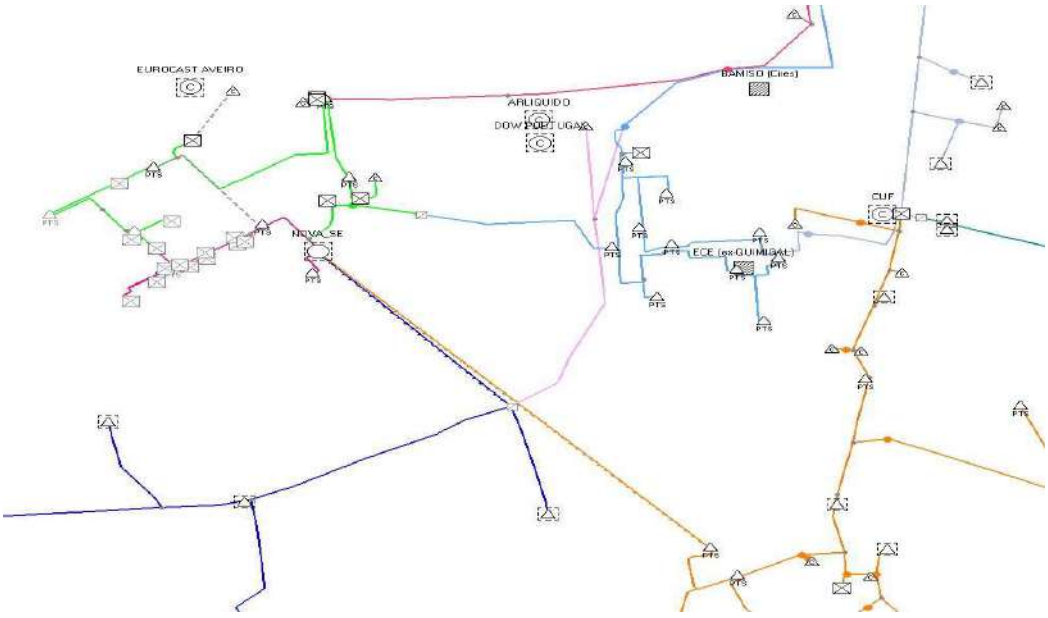


Figura 2: Rede MT.

Ficha n.º 30 - Projeto Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Castelo Branco

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	557	231
Custos Totais	788	327

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 56	Não	Ficha n.º 30

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

1 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.

2 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 2 são mais interessantes que da Alternativa 1 e a Alternativa 1 não garante PNG nula em regime N-1 Instantâneo.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	2 472
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	522 340
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	676	385	273	-	-	-
	Instalações AT/MT	133	76	54	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**809**	**461**	**327**	**-**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	779	-	-	46	46	1 348
	END	181	-	-	11	11	312
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**960**	**-**	**-**	**57**	**57**	**1 660**

Ano 0: 2023

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	84 220	85 790	87 230	88 720	90 260	91 827	93 420

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2020 uma vez que se estimava a sua conclusão em 2020. A oposição de proprietário de terreno ao estabelecimento do traçado previsto no projeto, conduziu a um processo atualmente em contencioso e ao diferimento da conclusão deste projeto. Nesta proposta de atualização do Plano, considerou-se novamente o projeto (aprovado no PDIRD-E 2018) estimando-se a sua conclusão para o ano de 2023.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

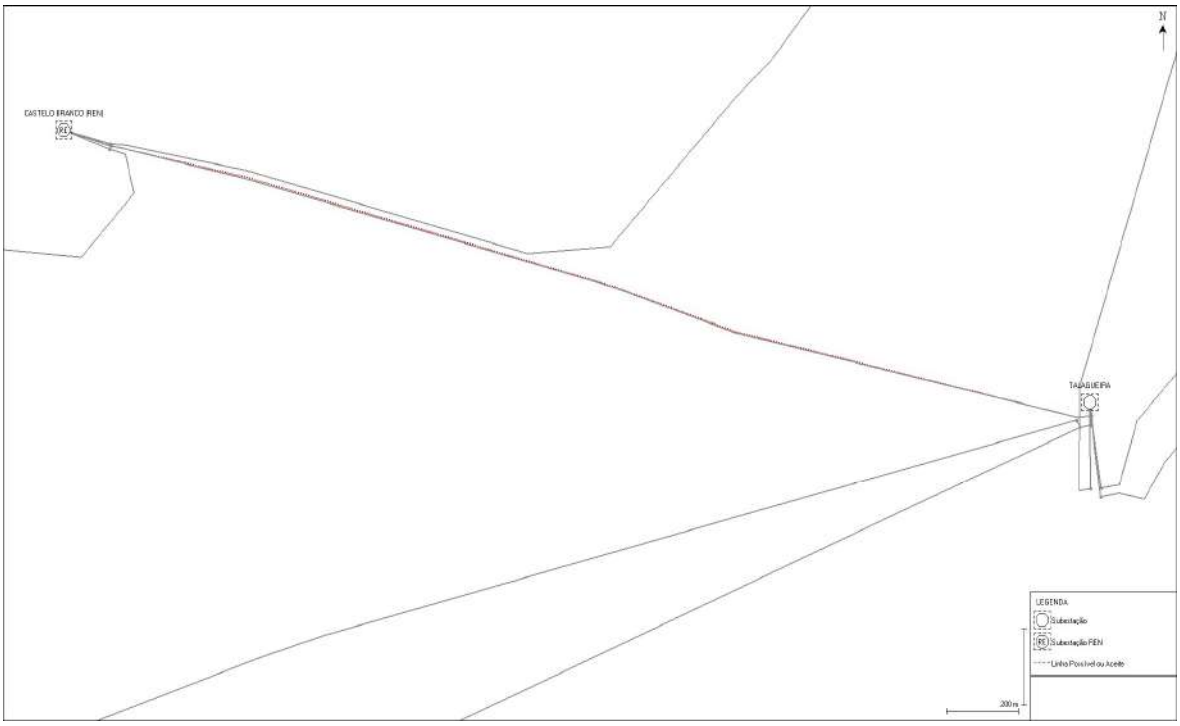


Figura 1. - Alterações da Rede AT

Ficha n.º 31 - Projeto Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Almeirim; Alpiarça; Chamusca

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 879	2 543
Custos Totais	4 155	3 670

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 66	Ficha n.º 30	Ficha n.º 31

Motivação

Sobrecarga na transformação 60/30 da SE Almeirim, garantia de alimentação de consumos de Almeirim e Alpiarça, melhoria de eficência da rede pela redução de perdas e melhoria de qualidade de serviço pela redução de comprimento de circuitos MT.

Alternativas

1 Reforço de potência da SE Almeirim com substituição do TP2 60/30 20MVA por TP 60/30 31,5MVA.

2 Nova SE 60/30kV 20MVA em Alpiarça, alimentada em antena por linha 60kV AA325 existente a partir da SE Almeirim.

Alternativa Selecionada

2

Apesar de menor indicador B/C, motivado por um custo superior, adota-se a alternativa 2 por gerar maiores benefícios para a rede, nomeadamente perdas e energia não distribuida e capacidade de satisfazer consumos num dos concelhos com maior crescimento de consumo de energia.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	73 072
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	713 979
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	3 394

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	95	11	38	43	-	-
	Instalações AT/MT	3 690	418	1 496	1 669	-	-
	Rede MT	493	56	200	223	-	-
	TOTAL	**4 277**	**485**	**1 734**	**1 935**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	829	-	-	-	43	2 066
	END	2 667	-	-	-	165	6 412
	Elim. Sobrecarga	7 628	-	-	-	-	341
	TOTAL	**11 124**	**-**	**-**	**-**	**208**	**8 819**

Ano 0: 2024

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	1 555	3 768	5 943	8 100	10 517	13 995	18 622
Regime N-1 (kW)	19 413	21 588	23 618	25 916	28 192	30 949	33 976

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre a proposta final de PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

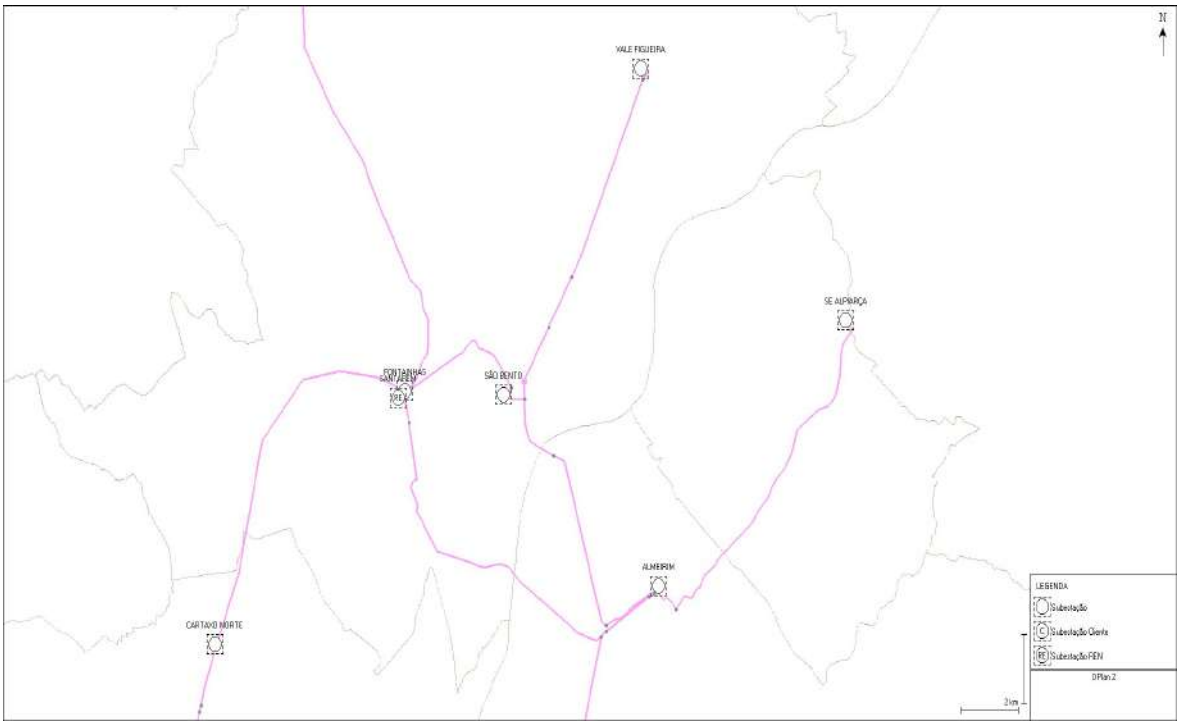


Figura 1: Ligação AT à nova SE Zona Industrial de Alpiarça

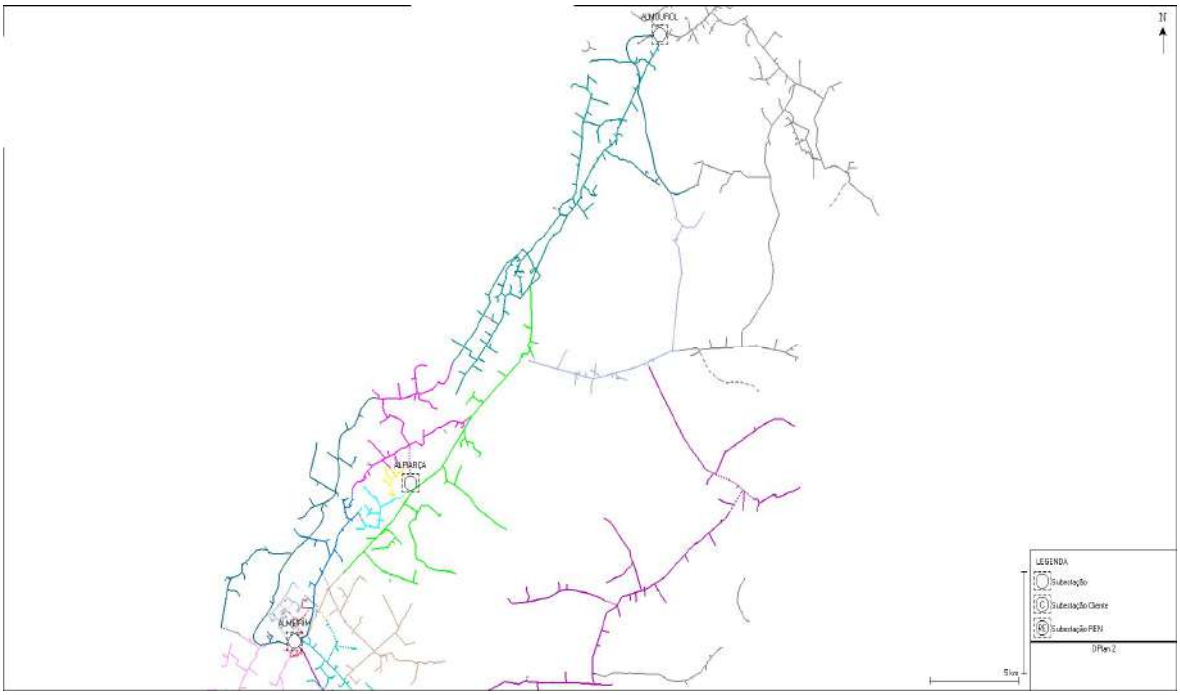


Figura 2: Integração da Rede MT afecta à nova SE Zona Industrial de Alpiarça

Ficha n.º 32 - Projeto Nova SE 60/10 kV em Caxias

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Oeiras

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 649	300
Custos Totais	6 653	429

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 31	Ficha n.º 32

Motivação

Alimentação de novos consumos consequentes do estabelecimento do loteamento do Alto da Boa Viagem.

Alternativas

1	Nova SE 60/10 kV 40MVA em Caxias, alimentada em antena na LN60 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL através de linha 60kV 2x3x1 AA325/LXHIOLE1000, permitindo a evolução da alimentação AT para anel.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1
A integração do loteamento na rede MT atual não garante recurso face ao valor potência requisitada e consumos existentes, conduzindo à necessidade de estabelecimento de uma nova subestação.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	109 536
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	8 256 820
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	7 546

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	2 627	-	-	-	168	2 434
	Instalações AT/MT	3 770	-	-	-	241	3 493
	Rede MT	321	-	-	-	20	297
	TOTAL	**6 718**	**-**	**-**	**-**	**429**	**6 224**
Benefícios (k€)	Perdas	12 699	-	-	-	-	24 348
	END	7 706	-	-	-	-	14 308
	Elim. Sobrecarga	40 058	-	-	-	-	80 483
	TOTAL	**60 463**	**-**	**-**	**-**	**-**	**119 139**

Ano 0: 2027

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	712	1 458	2 263	3 134
Regime N-1 (kW)	6 648	6 675	7 251	8 159	9 198	10 031	11 436

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a calendarização do projeto prevista no PDIRD-E 2020. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

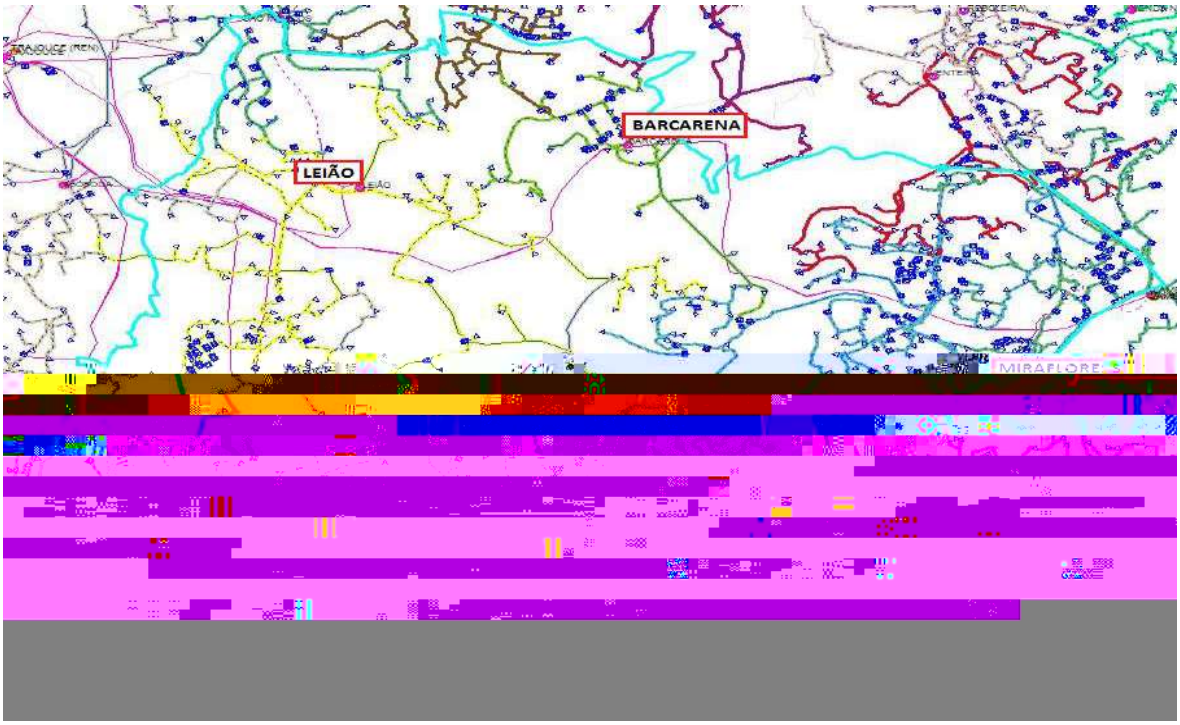


Figura 1. Enquadramento da localização do futuro loteamento face às subestações existentes.

Figura 2. - Intervenções propostas na rede MT.

Ficha n.º 33 - Projeto Nova subestação AT/MT Caparide

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Cascais

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 391	2 300
Custos Totais	6 290	3 295

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 79	Ficha n.º 32	Ficha n.º 33

Motivação

Elevada utilização da transformação AT/MT na SE Parede.

Alternativas

1 Nova SE 60/10kV 40MVA na freguesia localidade de Caparide, alimentação em antena à LA6043 através de 3,5km cabo LXHIOLE400. Inclui instalação de um PS AT GIS com 3 painéis de linha, junto da LA6043.

2 Nova SE 60/10kV 40MVA na localidade de Caparide, alimentação em antena à LA6043 através de 3,5km cabo LXHIOLE400. Inclui transição aérea-subterrânea para derivação em "T" junto ao apoio 11 da LA6043.

Alternativa Selecionada

2

A alternativa 2 apresenta melhores indicadores económicos e permite a evolução da rede AT com o eventual estabelecimento de PCAT próximo da SE Abóboda.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	71 320
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 688 992
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	7 708

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	2 295	-	-	355	811	1 060
	Instalações AT/MT	3 647	-	-	564	1 289	1 684
	Rede MT	544	-	-	84	192	251
	TOTAL	**6 486**	**-**	**-**	**1 003**	**2 292**	**2 995**
Benefícios (k€)	Perdas	4 300	-	-	-	-	8 078
	END	5 126	-	-	-	-	9 628
	Elim. Sobrecarga	41 671	-	-	-	-	82 202
	TOTAL	**51 098**	**-**	**-**	**-**	**-**	**99 907**

Ano 0: 2026

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	3 922	3 945	3 982	4 023	4 065	4 106	4 148
Regime N-1 (kW)	9 267	9 480	9 667	9 853	10 043	10 242	10 442

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a data de início do projeto conforme o previsto no PDIRD-E 2020, diferindo-se para 2026 a sua data de conclusão atendendo à necessidade de manter a concordância entre os valores anuais de investimento previstos na proposta final de PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

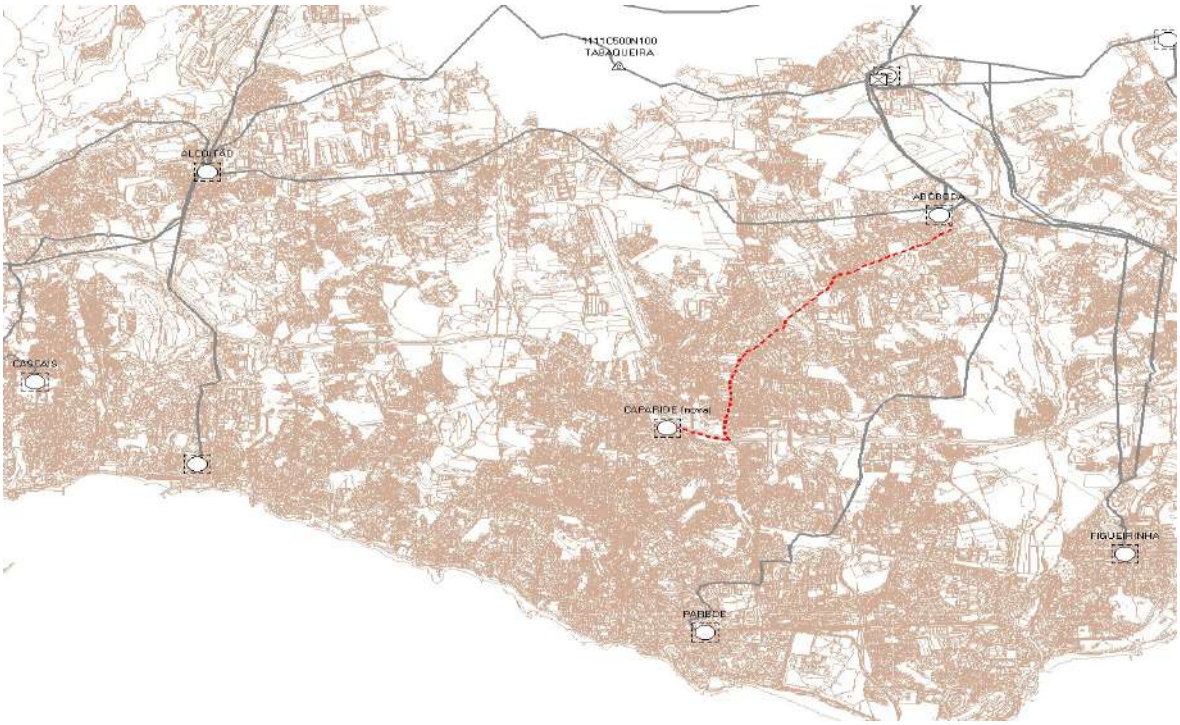


Figura 1.Rede AT.

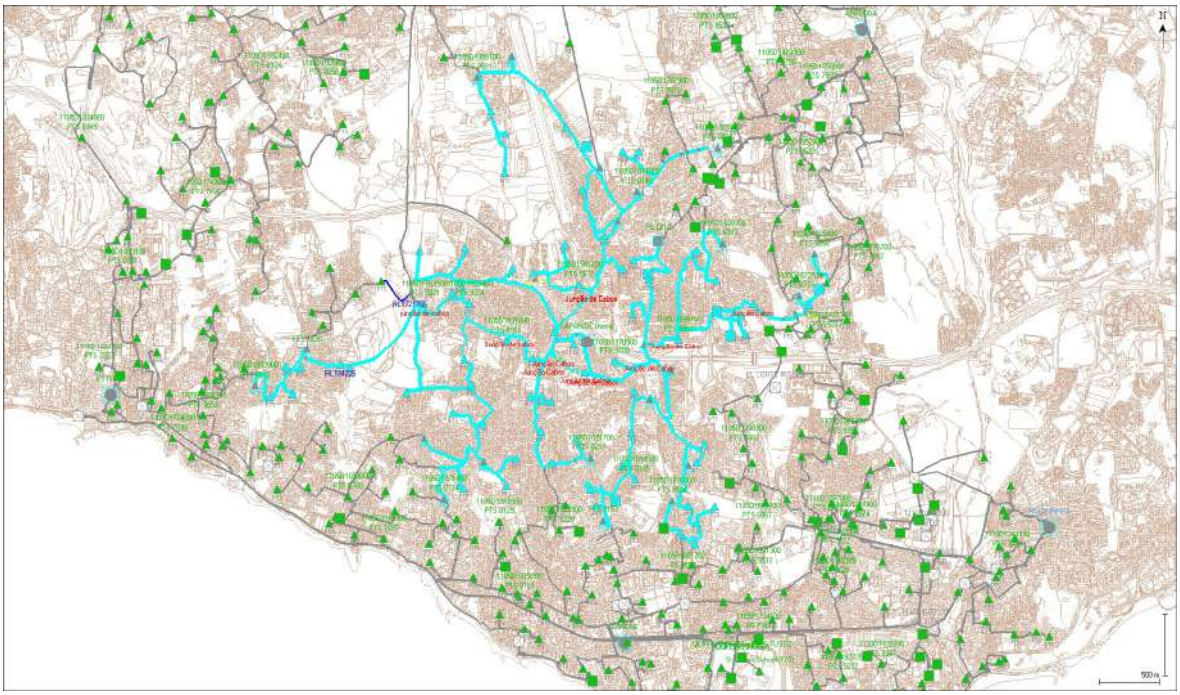


Figura 2.Área de Influência de alimentação da nova SE CAPARIDE.

Ficha n.º 34 - Projeto Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 628	1 450
Custos Totais	5 237	2 093

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 78	Ficha n.º 33	Ficha n.º 34

Motivação

A contínua elevada utilização da SE Praça da Figueira registada ao longo dos anos e a sobrecarga pontual dos TPs AT/MT da SE associados à impossibilidade ao reforço de potência da SE quer ao nível de transformação quer ao nível de barramento MT.

Alternativas

1 Nova SE 60/10 40MVA na freguesia de Arroios, alimentada por cabo subterrâneo 60kV a partir do PS Alto de São João.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1
Oportunidade de ligação em cabo subterrâneo ao PS Alto de São João, estabelecido em simultâneo com cabo duplo terno para ligação à SE Santa Marta e SE Arco Carvalhão.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	17 446
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	398 605
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	1 656

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	1 262	340	-	97	371	363
	Instalações AT/MT	4 163	1 121	-	319	1 224	1 198
	Rede MT	220	59	-	17	65	63
	TOTAL	**5 644**	**1 520**	**-**	**433**	**1 660**	**1 624**
Benefícios (k€)	Perdas	466	-	-	-	-	1 101
	END	666	-	-	-	-	1 570
	Elim. Sobrecarga	4 930	-	-	-	-	11 775
	TOTAL	**6 062**	**-**	**-**	**-**	**-**	**14 446**

Ano 0: 2026

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	2 329	2 336	2 335	2 337	2 339	2 342	2 191
Regime N-1 (kW)	6 132	6 152	6 150	6 153	6 160	7 154	7 009

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao PDIRD-E 2020 e mantendo-se as dificuldades na aquisição do terreno para execução deste projeto, este projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

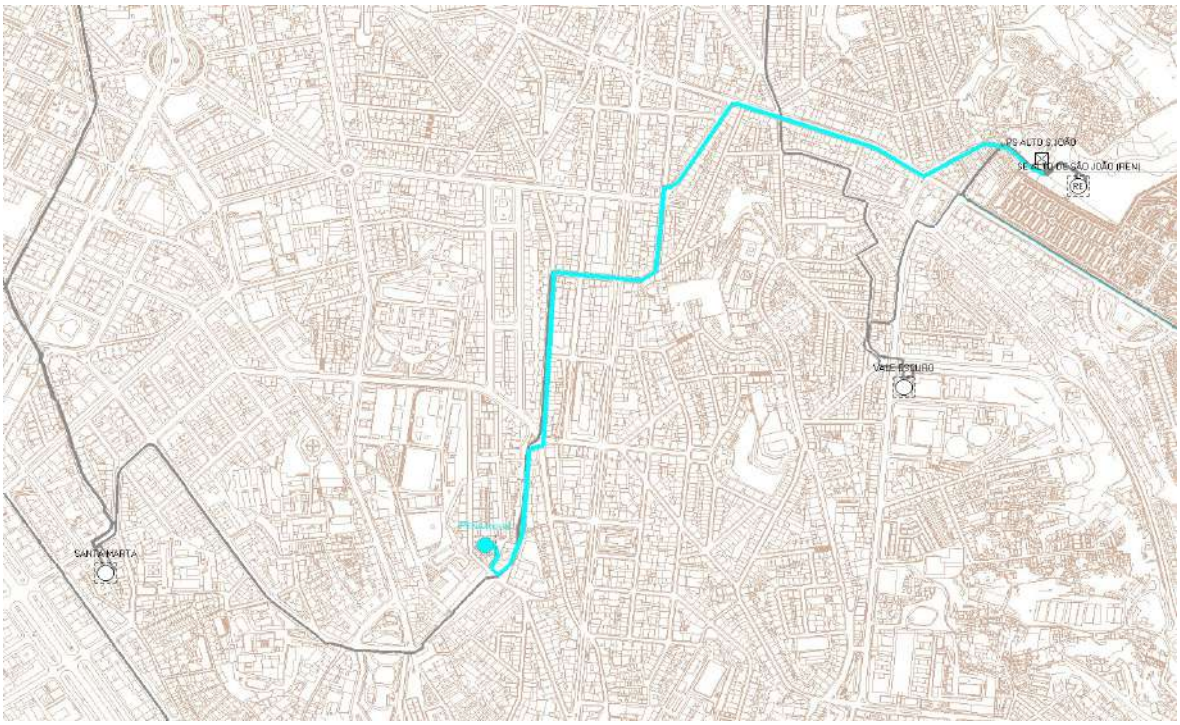


Figura 1. Rede AT.

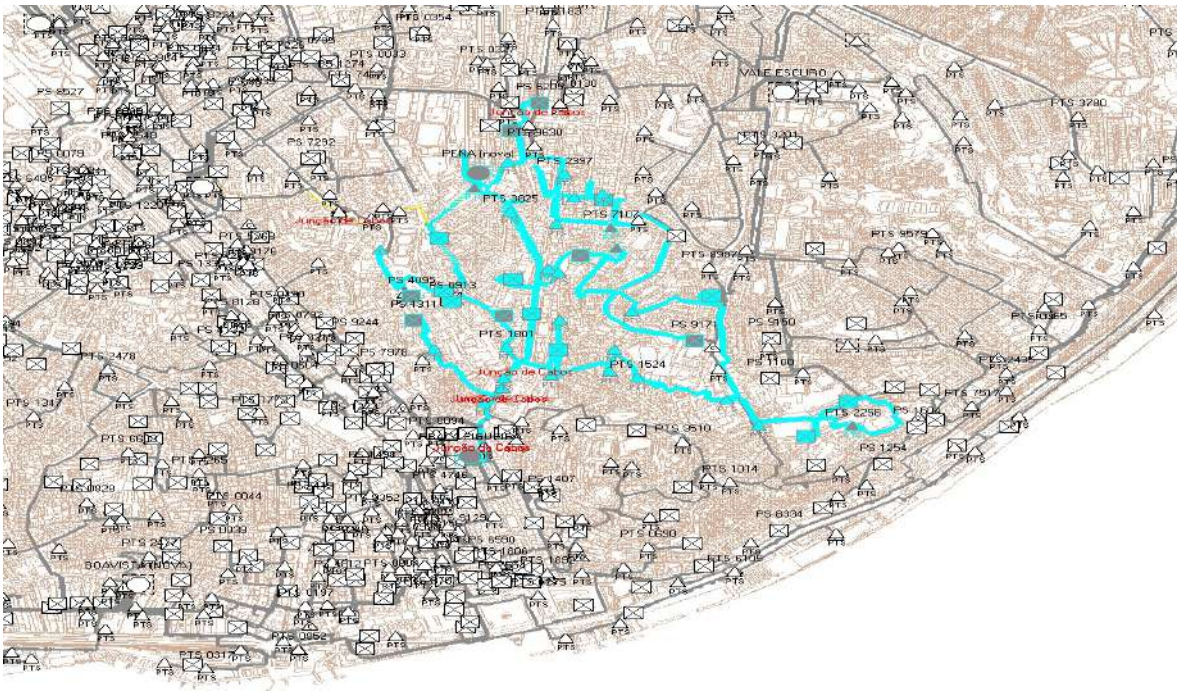


Figura 2. Área de influência de alimentação da nova SE PENA.

Ficha n.º 35 - Projeto Ligação ao PdE REN - Divor

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:

Concelhos: Évora

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 801	899
Custos Totais	2 549	1 272

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 103	Ficha n.º 34	Ficha n.º 35

Motivação

Inserção do novo PdE Divor (REN) na RND para melhorar a eficiência da rede, mediante redução de perdas AT.

Alternativas

1 Estabelecimento de duas novas linhas 60kV entre o PdE Divor (REN) - Montemor I e II.

2 Nova linha 60kV dupla AA325 entre o PdE Divor (REN) e as LN60 0072 Caeira - Montemor I e LN60 0135 Caeira Montemor II. Inclusão de intervenções nos SPCC da SE Montemor e da SE Caeira.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 apresente melhores indicadores económicos.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	522 983
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	2 394	1 173	1 168	-	-	-
	Instalações AT/MT	213	104	104	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**2 606**	**1 277**	**1 272**	**-**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	770	-	-	43	42	1 357
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**770**	**-**	**-**	**43**	**42**	**1 357**

Ano 0: 2023

nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

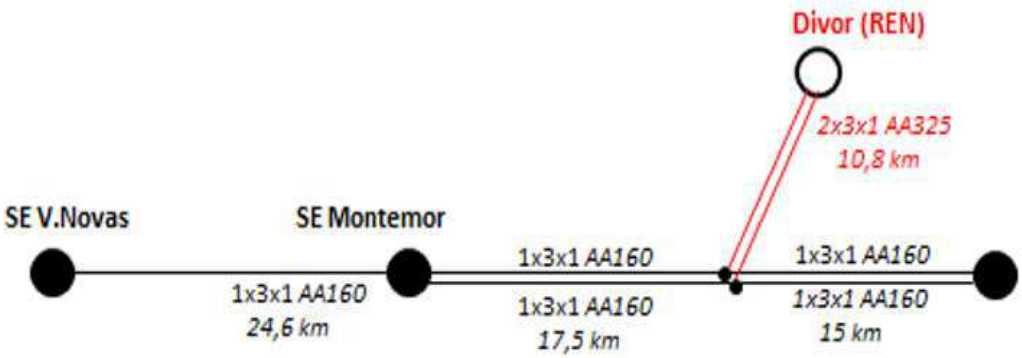


Fig. 1 - Esquema RAT

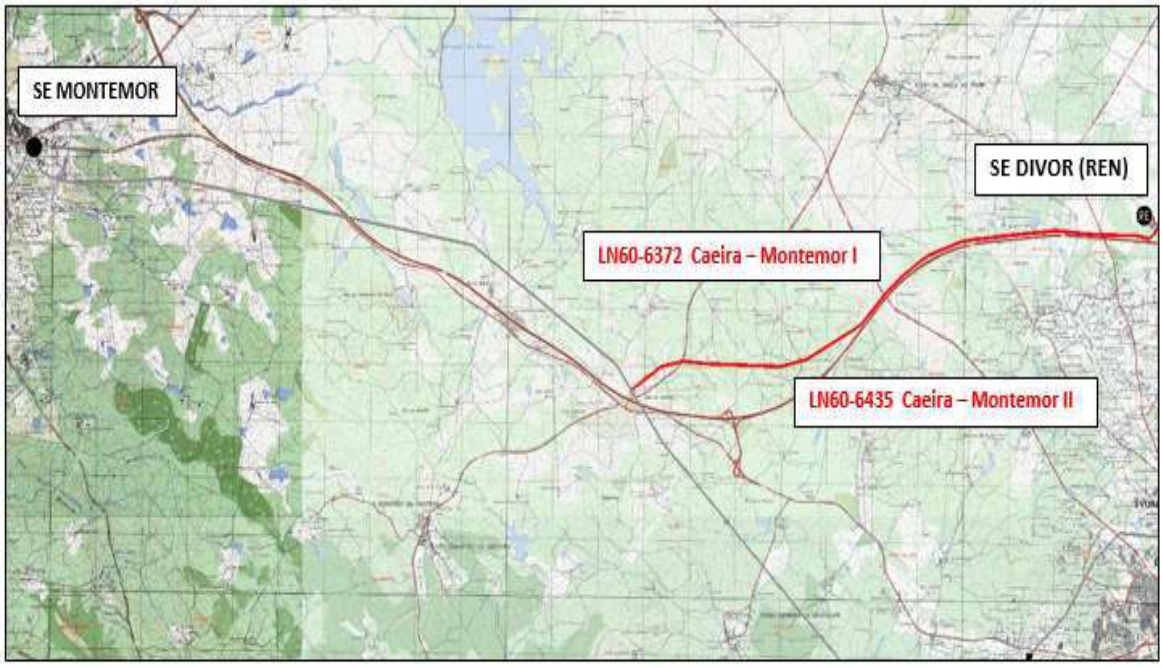


Fig. 2 - Rede AT prevista

Ficha n.º 36 - Projeto Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma:
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Beja; Mértola

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 366	719
Custos Totais	1 967	1 035

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 35	Ficha n.º 36

Motivação

Necessidade de reforçar a rede 15 kV entre a SE Beja e Albernoa e entre SE Cerro Calvário e Corte Cobres, a fim de garantir reserva N-1 com condições regulamentares de queda de tensão.

Alternativas

1 Reforço do eixo MT principal Mértola-Corte Cobres e conversão para 30 kV da linha Aljustrel-Albernoa.

2 Reforço do eixo 15 kV principal Mértola-Corte Cobres e da linha Beja-Albernoa.

Alternativa Selecionada

2

A alternativa 2 apresenta melhores indicadores técnico-económico, B/C , garantindo a reserva N-1 de linhas e melhorando as quedas de tensão da rede atual.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	1 859
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	646 499
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	2 031	-	-	387	648	932
	TOTAL	**2 031**	**-**	**-**	**387**	**648**	**932**
Benefícios (k€)	Perdas	1 037	-	-	-	-	1 964
	END	131	-	-	-	-	251
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**1 167**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2 215**

Ano 0: 2026

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	379	396	546	573	625	682	744
Regime N-1 (kW)	2 673	2 900	3 050	3 166	3 350	3 545	3 751

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a data de início do projeto conforme o previsto no PDIRD-E 2020, diferindo-se para 2026 a sua data de conclusão atendendo à necessidade de manter a concordância entre os valores anuais de investimento previstos no PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

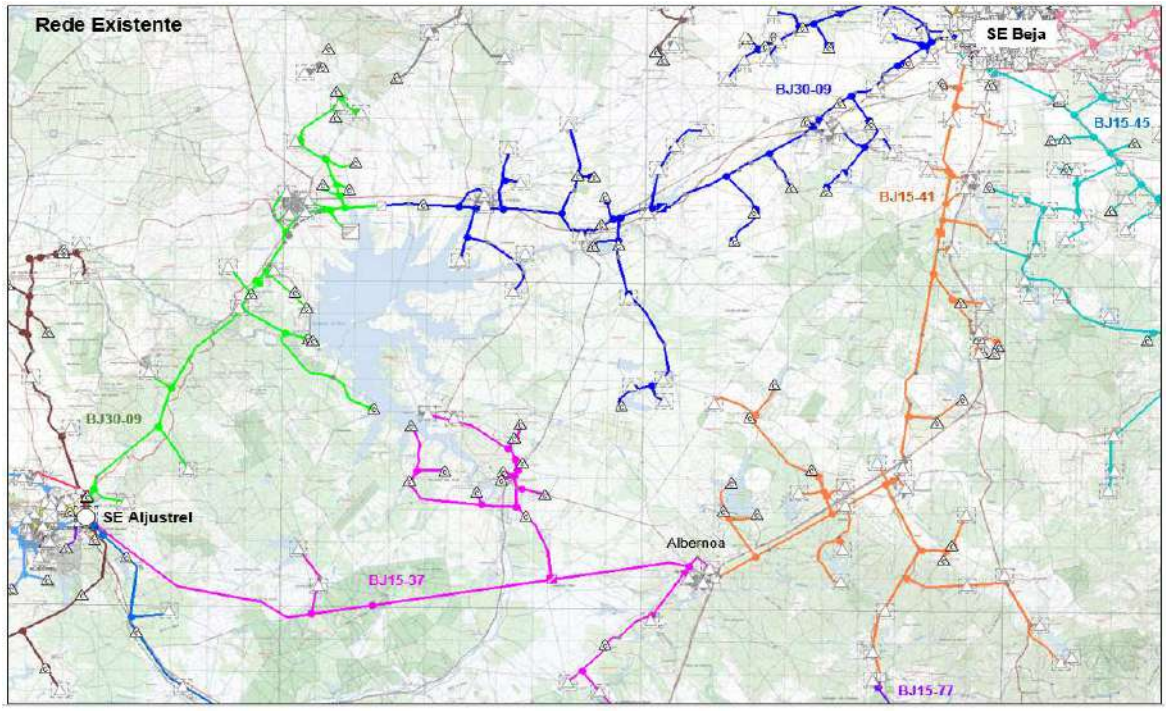


Figura 1. - Rede MT Existente Beja-Albernoa-Mértola

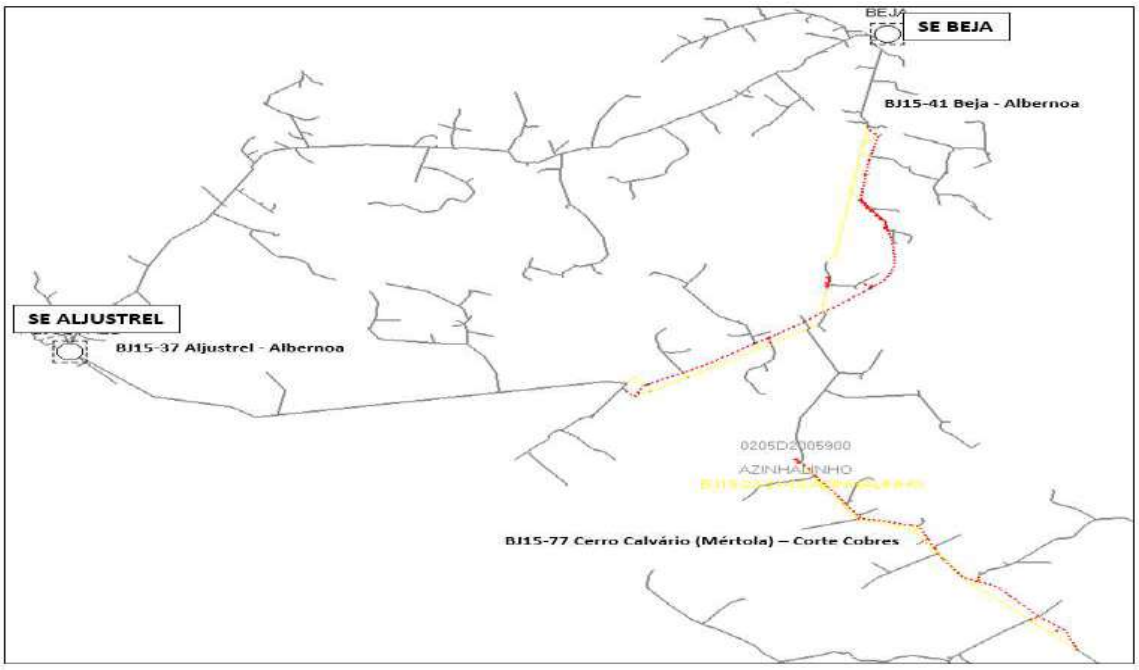


Figura 2 - Rede MT prevista

Ficha n.º 37 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Vila Flor, Torre de Moncorvo, Carrazeda de Ansiães

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 271	1 430
Custos Totais	3 279	2 064

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 37	Ficha n.º 37

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor através da instalação de uma nova SE AT/MT.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Vila Flor.

Alternativas

1	Nova SE 60/30 kV 20MVA em Vila Flor alimentada em anel na linha LN60 POCINHO (REN) - MIRANDELA.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	18	100%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	278	-	-	74	94	99
	Instalações AT/MT	3 137	-	-	838	1 058	1 115
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**3 414**	**-**	**-**	**912**	**1 152**	**1 214**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a data de início do projeto conforme o previsto no PDIRD-E 2020, diferindo-se para 2026 a sua data de conclusão atendendo à necessidade de manter a concordância entre os valores anuais de investimento previstos no PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor (rede AT)

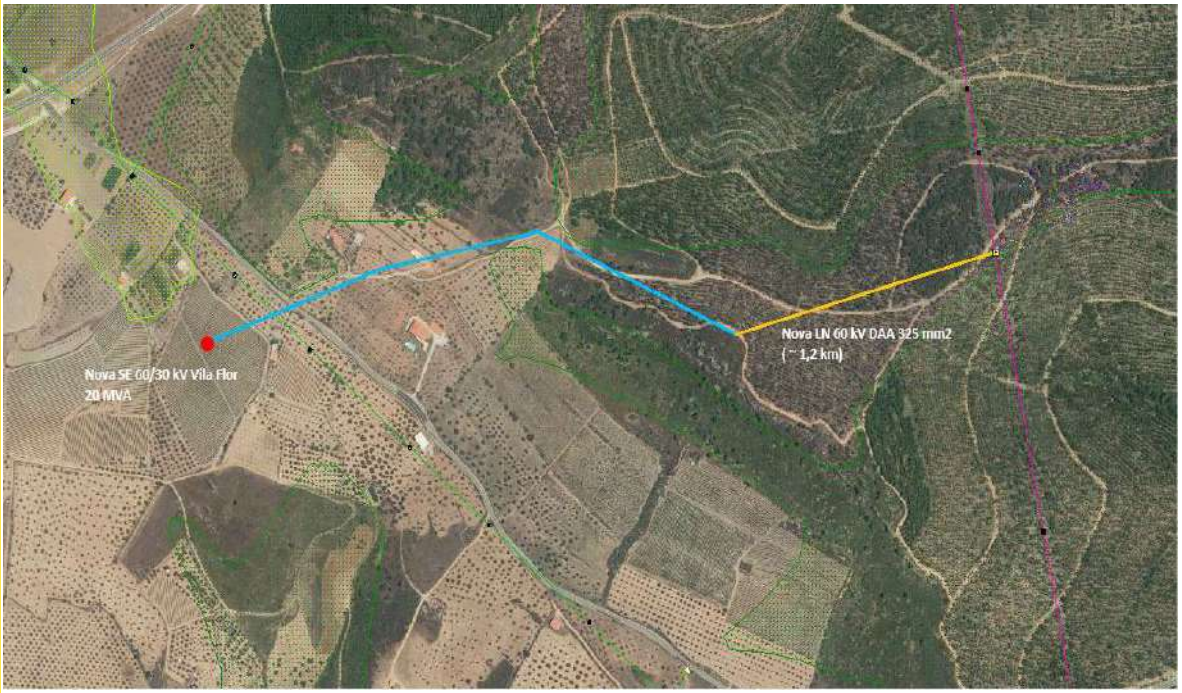


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor

Ficha n.º 38 - Projeto Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Pinhel, Figueira de Castelo Rodrigo, Vila Nova de Foz Côa, Mêda

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 829	2 048
Custos Totais	6 887	2 920

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 38	Ficha n.º 38

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Mêda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão Móvel.
Recurso N-1 às sedes de concelho de Pinhel e de Fig. Castelo Rodrigo.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na SE Marvão.

Alternativas

1 Substituição da atual SE Marvão, móvel, por uma nova SE 60/30kV 20MVA com andar MT e AT.
Nova linha 60kV simples AA325 entre a SE Marvão e a SE Pinhel para recurso às duas SE's atualmente em antena.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	9	100%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	3 989	-	-	761	884	2 234
Instalações AT/MT	3 092	-	-	590	685	1 732
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**7 081**	**-**	**-**	**1 351**	**1 569**	**3 966**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

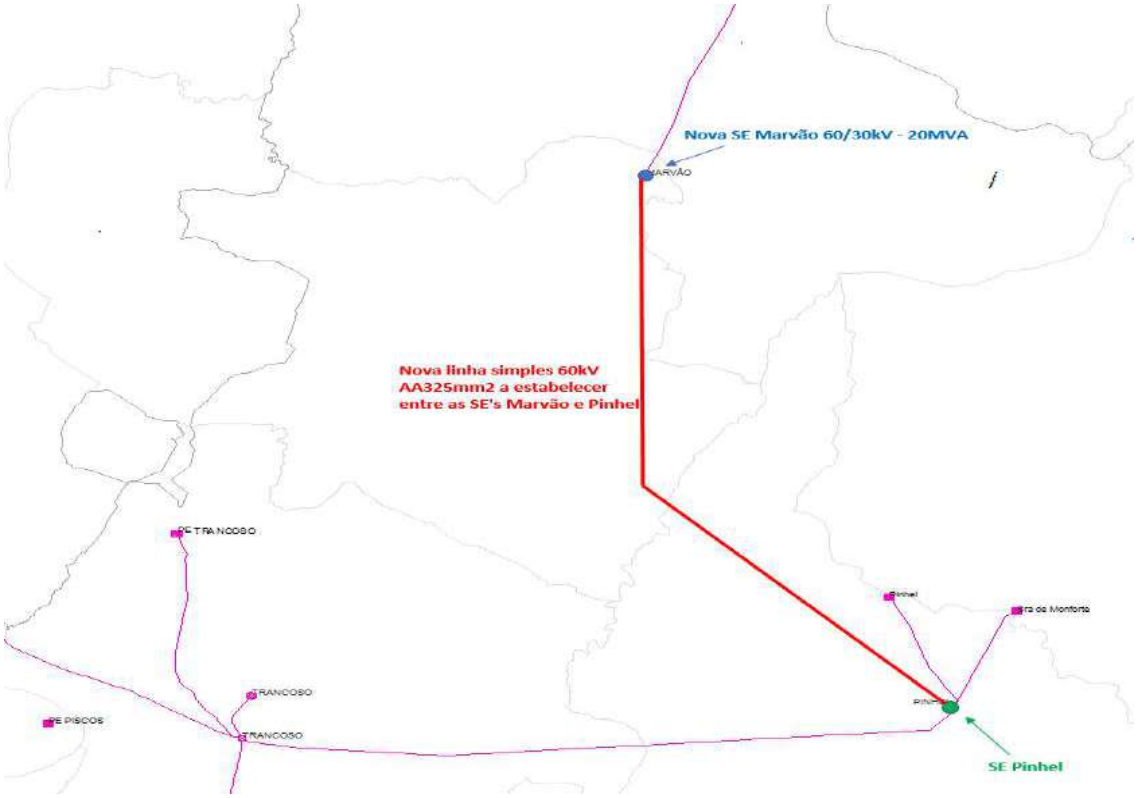


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV Marvão (rede AT)

Ficha n.º 39 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Benavente

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 445	3 545
Custos Totais	6 345	5 060

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 39	Ficha n.º 39

Motivação

Aumento capacidade receção produção na zona de Santo Estevão, Benavente,com a instalação de nova SE AT/MT.
Redução de comprimentos MT com melhorias a nível dos indicadores de perdas, qualidade de serviço.
Este projeto cria capacidade de recepção na Nova SE Sto Estevão e SE Carrascal.

Alternativas

1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Santo Estevão alimentada em anel na LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE.
Reforço das duas LN 60kV entre Porto Alto (REN) e a SE Carrascal, de linha simples AA325 para dupla AA325.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	99	18%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	3 546	675	510	1 568	581	-
Instalações AT/MT	3 204	610	460	1 417	525	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**6 750**	**1 285**	**970**	**2 985**	**1 105**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Foi antecipada para 2022 a obra de reforço da LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL, dada a necessidade de reposição do cabo FO estabelecido entre a SE Carrascal e a SE Porto Alto (REN) resultante da inoperacionalidade do ADSS, e que pode ser resolvido através da passagem de um cabo OPGW no mesmo traçado, representando 370 k€ em custos evitados (custos primários). O valor deste projeto foi atualizado tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

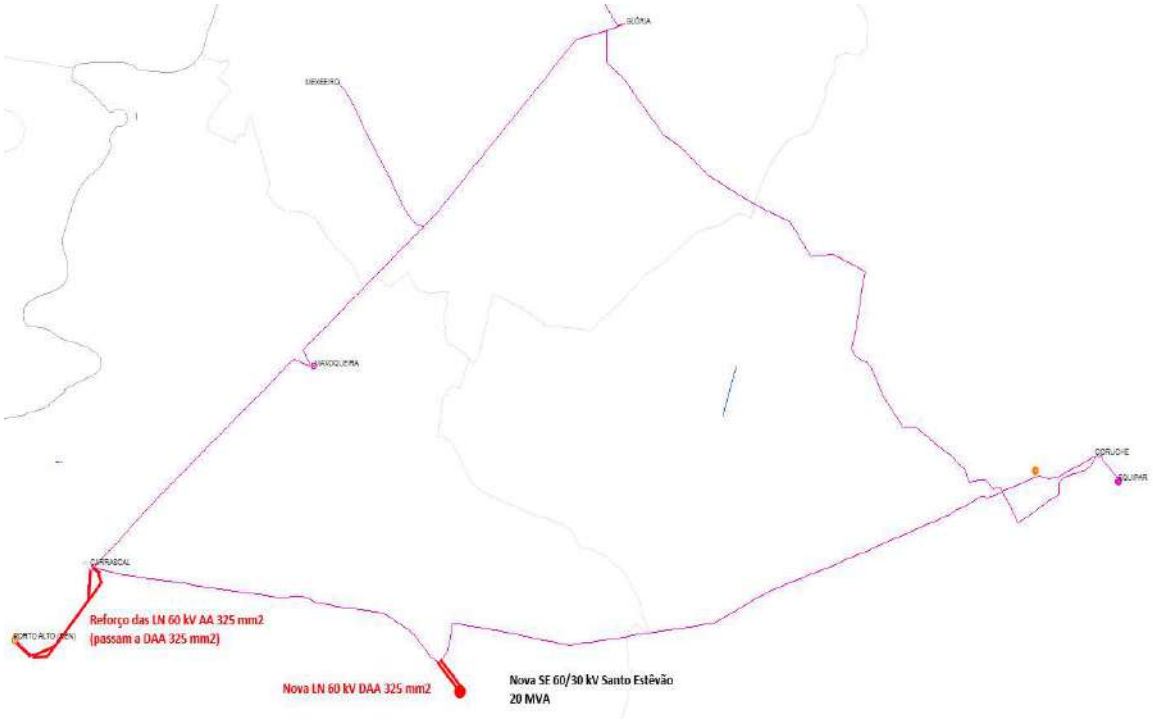


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão (rede AT)

Ficha n.º 40 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Sousel, Estremoz

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 437	3 437
Custos Totais	4 913	4 913

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 40	Ficha n.º 40

Motivação

Aumento capacidade receção de produção na zona de Sousel, com instalação de nova SE AT/MT, e na SE do Maranhão com o reforço da alimentação AT.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhorias a nível dos indicadores de perdas e QS.
Projeto cria capacidade recepção Nova SE Sousel e SE Maranhão.

Alternativas

1	Nova SE 60/30 kV 20MVA em Sousel alimentada em 60kV a partir de PCAT a construir no âmbito de ligação de PRE nas imediações de Sousel. Reforço de 18km da Ln60 6514 Estremoz-Maranhão de AA160 para AA325.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	50	36%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 293	-	160	643	1 447	-
Instalações AT/MT	2 715	-	189	761	1 714	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**5 008**	**-**	**349**	**1 404**	**3 160**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	O orçamento deste projeto foi revisto, face ao PDIRD-E 2020, o que se deve essencialmente à alteração da solução técnica inicialmente preconizada e que resultou da alteração da localização da central de produção e consequente posto de receção e corte, e a partir do qual está previsto sair o circuito de alimentação AT à SE AT/MT Sousel.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

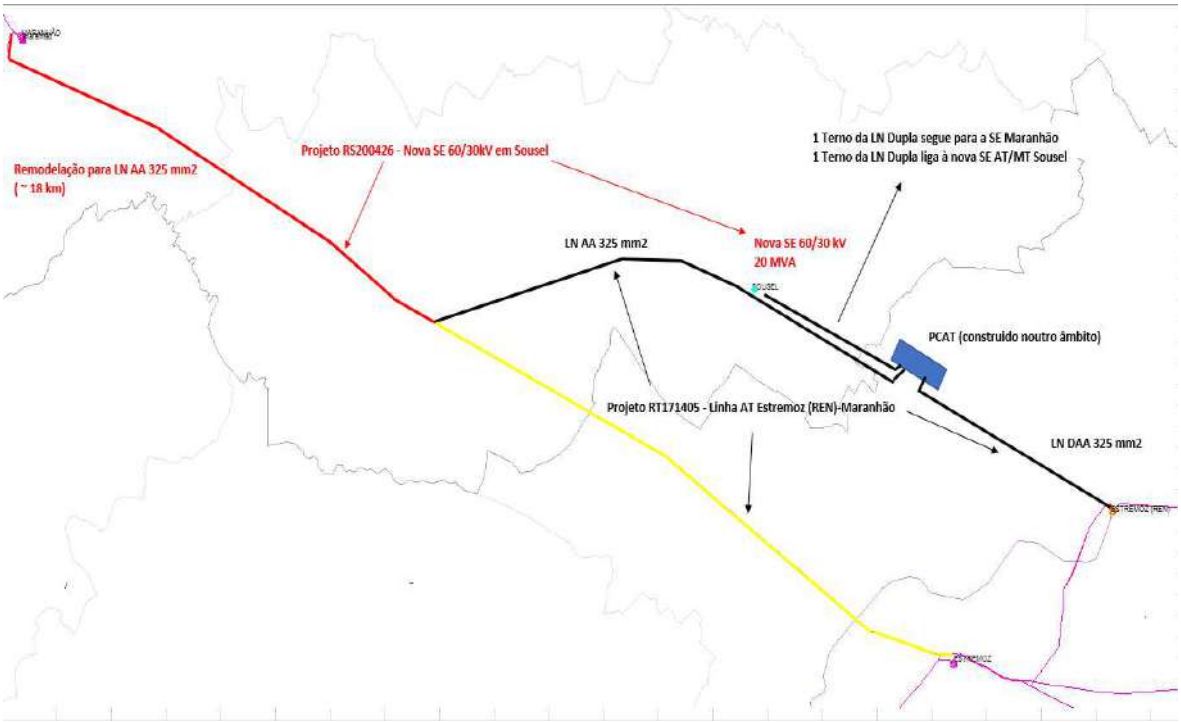


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel (rede AT)

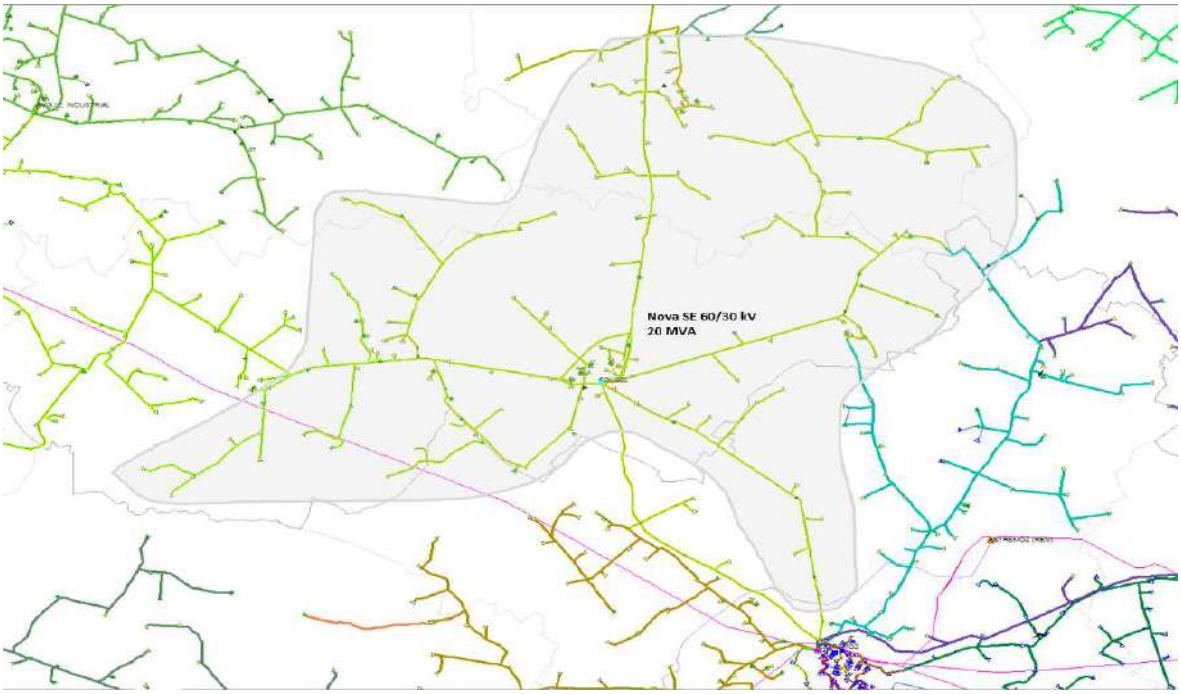


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel (rede MT)

Ficha n.º 41 - Projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Portalegre

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 394	2 394
Custos Totais	3 441	3 441

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 41	Ficha n.º 41

Motivação

Aumento capacidade receção produção na zona de Portalegre,com instalação de nova SE AT/MT e reforço rede AT montante.
Reserva N-1 à capital de distrito Portalegre.
Redução do comp.circuitos MT com melhoria de perdas e QS.
Criação capacidade recepção na Nova ZI Portalegre, SE S.Vicente e SE Alpalhão.

Alternativas

1	Nova SE 60/30 kV 20MVA na Zona Industrial de Portalegre, em terreno existente, alimentada em anel na LN60 SÃO VICENTE - ALCÁÇOVA. Reforço da capacidade do eixo AT Falagueira (REN)-Alpalhão-S. Vicente, através do alteamento da linha.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	27	68%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	963	-	-	526	413	-
Instalações AT/MT	2 565	-	-	1 401	1 101	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 527**	**-**	**-**	**1 927**	**1 514**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede AT)

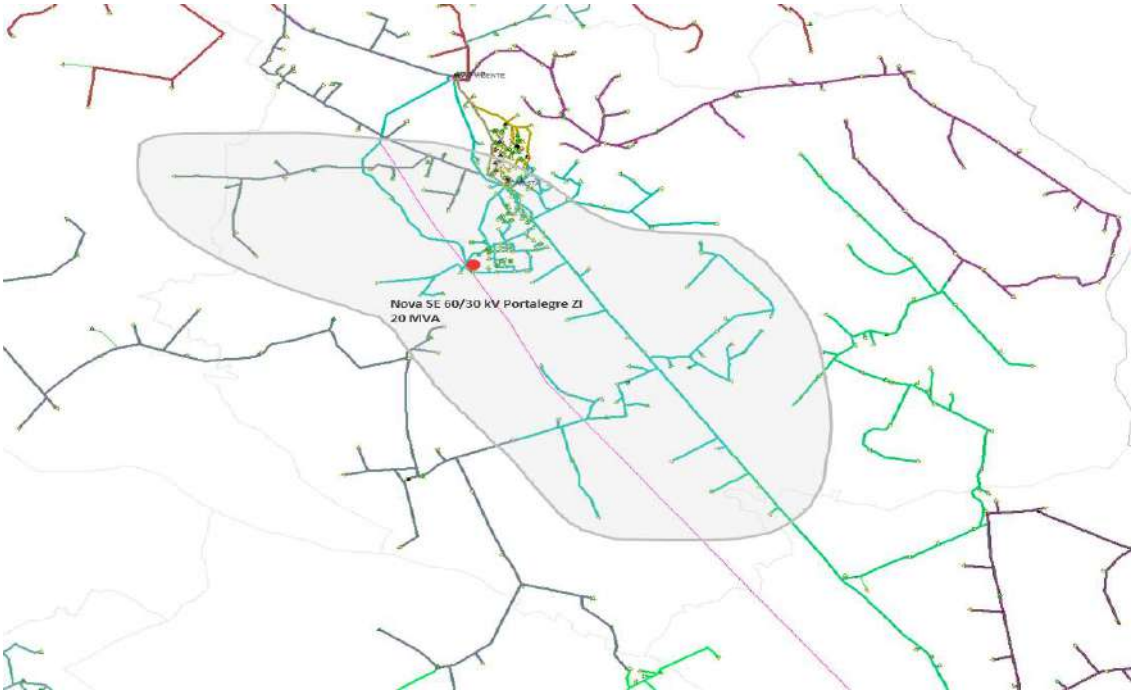


Figura 2: Zona de intervenção prevista no projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede MT)

Ficha n.º 42 - Projeto Aumento de potência na SE Moura

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Moura

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 634	980
Custos Totais	2 365	1 419

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 43	Ficha n.º 42

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Moura, através de reforço de potência na SE Moura.
A remodelação e ampliação do barramento 30kV permitirá novas ligações com consequentes melhorias de perdas e de qualidade de serviço.
Este projeto cria capacidade de recepção na SE Moura.

Alternativas

1 Reforço de potência na SE Moura com substituição de TP 60/30kV 10MVA por TP 60/30kV 20MVA.
Remodelação e ampliação do andar 30kV.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	18	100%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 462	-	-	709	709	946
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**2 462**	**-**	**-**	**709**	**709**	**946**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 43 - Projeto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Arronches, Monforte, Estremoz

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	5 500	5 500
Custos Totais	7 775	7 775

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 45	Ficha n.º 43

Motivação

Aumento capacidade receção de produção na região de Arronches, com o estabelecimento de nova LN60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz e SE Arronches.
Melhoria da qualidade de serviço pela possibilidade de exploração em malha fechada.
Criação capacidade de recepção nas SE Arronches e SE Alcáçova.

Alternativas

1 Nova linha 60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz (REN) e a SE Arronches.
Construção de andar 60kV na SE Arronches.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	80	0%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	6 524	-	274	2 589	3 520	-
Instalações AT/MT	1 423	-	60	565	768	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**7 948**	**-**	**333**	**3 154**	**4 288**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a calendarização do projeto prevista no PDIRD-E 2020. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

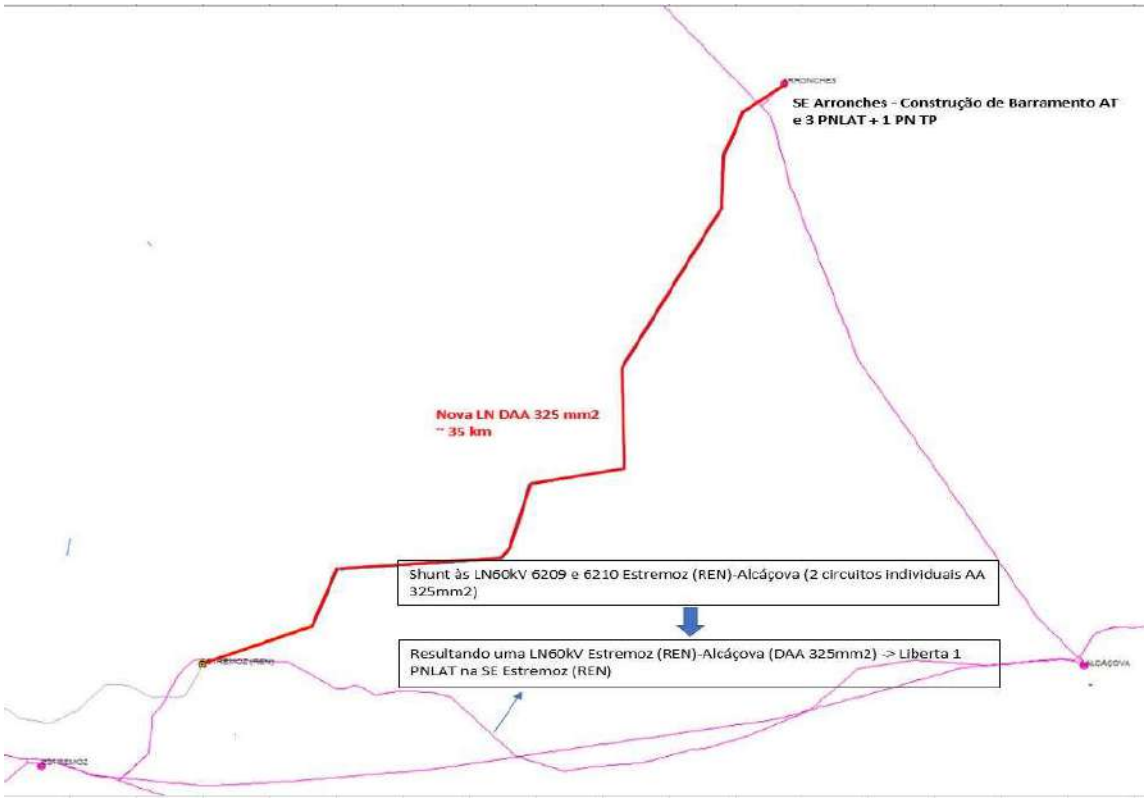


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches (rede AT)

Ficha n.º 44 - Projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 777	300
Custos Totais	5 420	431

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 46	Ficha n.º 44

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Santo André, através de instalação de uma nova SE 60/30/15 kV.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Sto André.

Alternativas

1	Nova SE 60/30/15 kV 31,5MVA em Santo André alimentada em antena linha dupla AA325 a partir do PdE Sines (REN).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	96	30%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 856	-	-	-	143	1 659
Instalações AT/MT	3 726	-	-	-	287	3 331
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**5 583**	**-**	**-**	**-**	**431**	**4 990**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, este projeto foi recalendarizado. Foi dado conhecimento à REN em reunião (janeiro 2022) da sua recalendarização. O valor deste projeto foi atualizado tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

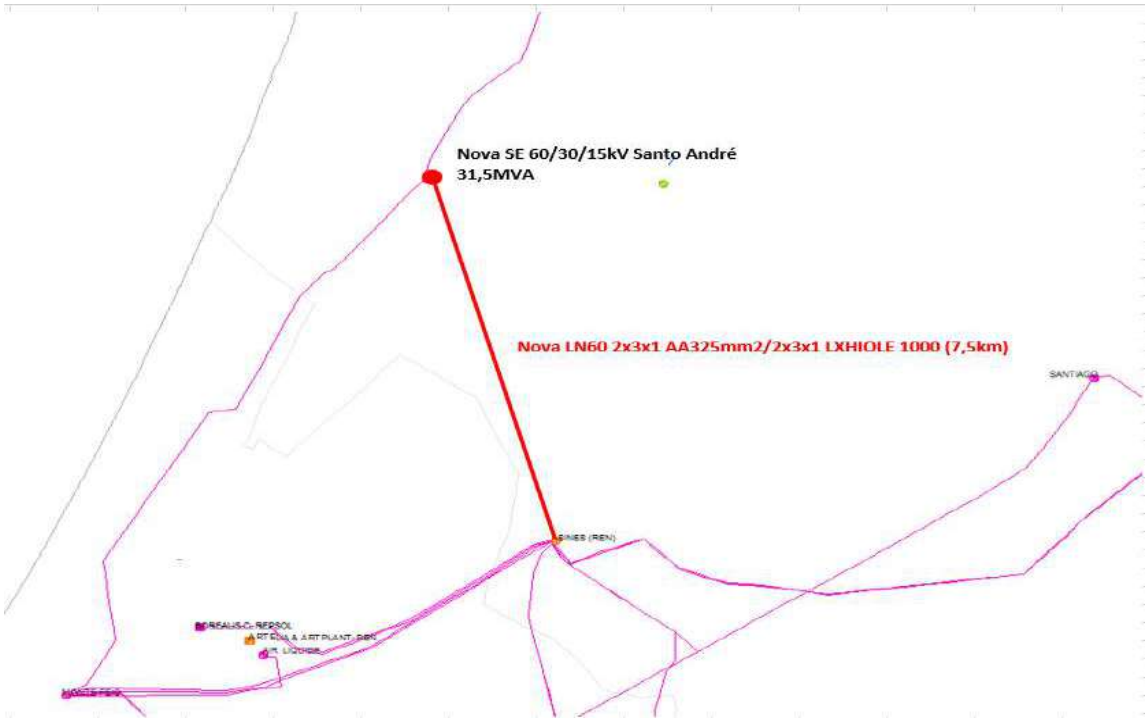


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André (rede AT)

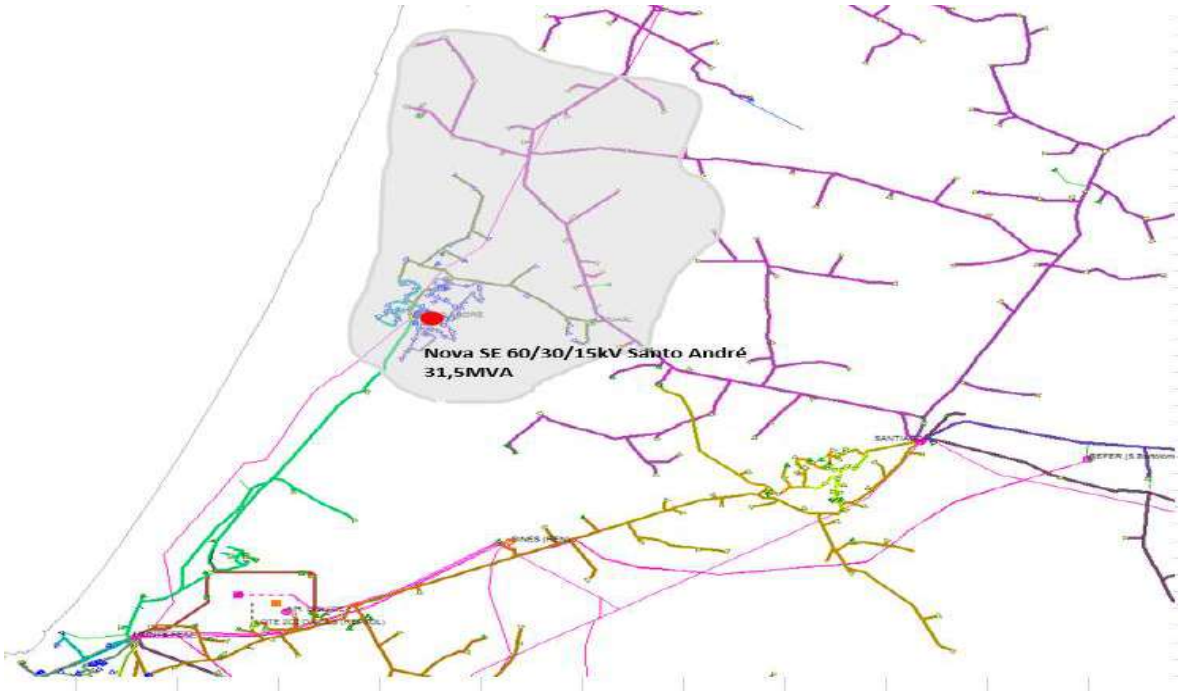


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André

Ficha n.º 45 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Castro Verde

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 627	800
Custos Totais	3 774	1 149

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 47	Ficha n.º 45

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na região de Castro Verde através de instalação de uma nova SE AT/MT.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Castro Verde.

Alternativas

1 Nova SE 60/30kV 20MVA em Castro Verde, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	50	36%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 047	-	-	-	314	718
Instalações AT/MT	2 779	-	-	-	835	1 907
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 826**	**-**	**-**	**-**	**1 149**	**2 625**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a calendarização do projeto prevista no PDIRD-E 2020. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

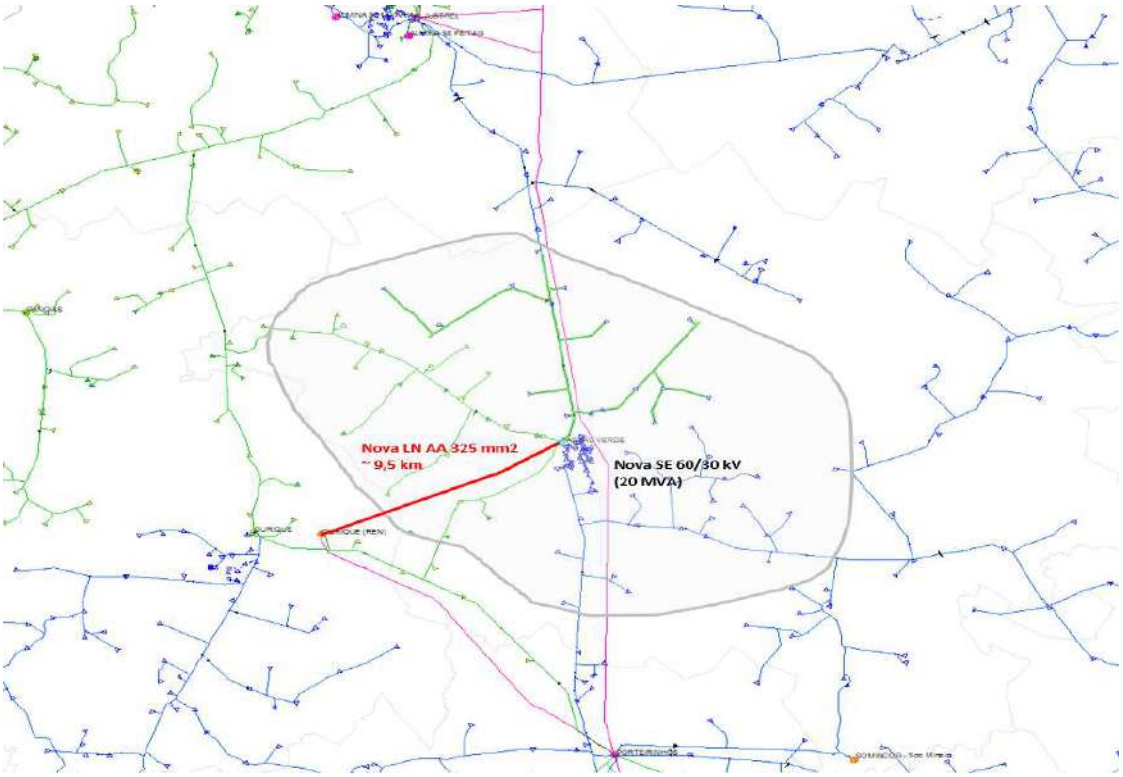


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

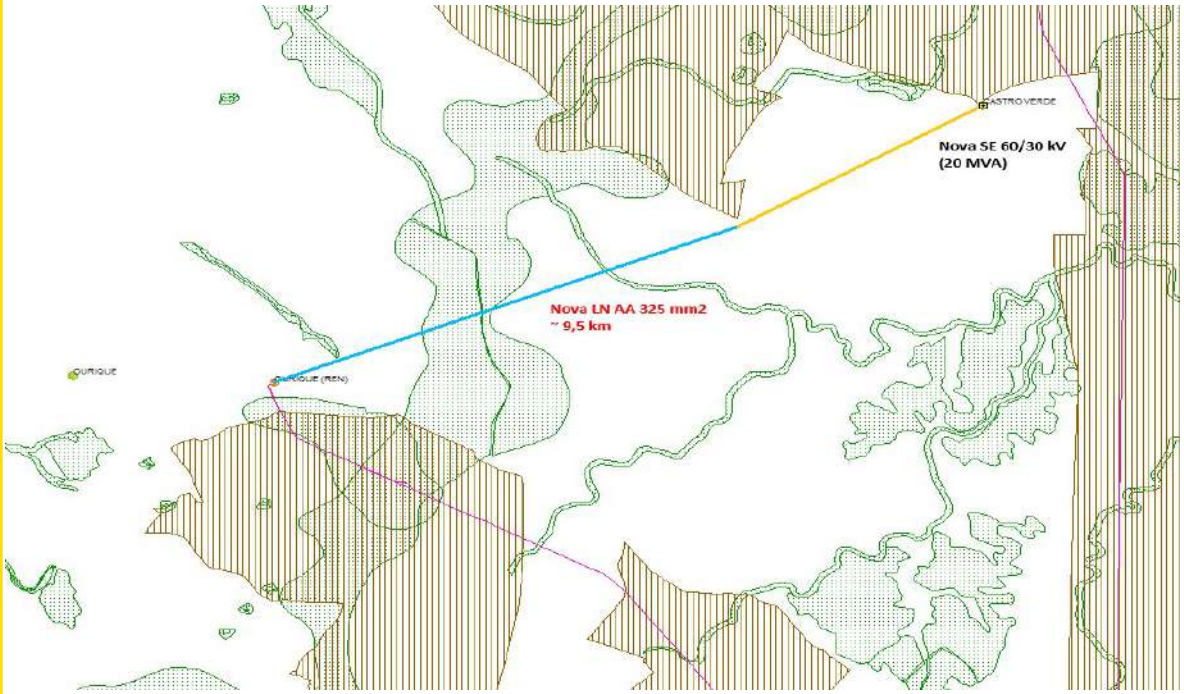


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

Ficha n.º 46 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Lousal

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém, Grândola, Ferreira do Alentejo

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 906	1 706
Custos Totais	2 748	2 460

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 48	Ficha n.º 46

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção nas áreas de influência da SE Santiago, SE Ferreira do Alentejo e SE Vale de Gaio.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Lousal.

Alternativas

1	Nova SE 60/30 kV 20MVA em Lousal alimentada em anel na LN60 0013 F.ALENTEJO (REN) - SANTIAGO.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	29	63%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	537	56	478	-	-	-
Instalações AT/MT	2 224	232	1 981	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 761**	**288**	**2 460**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

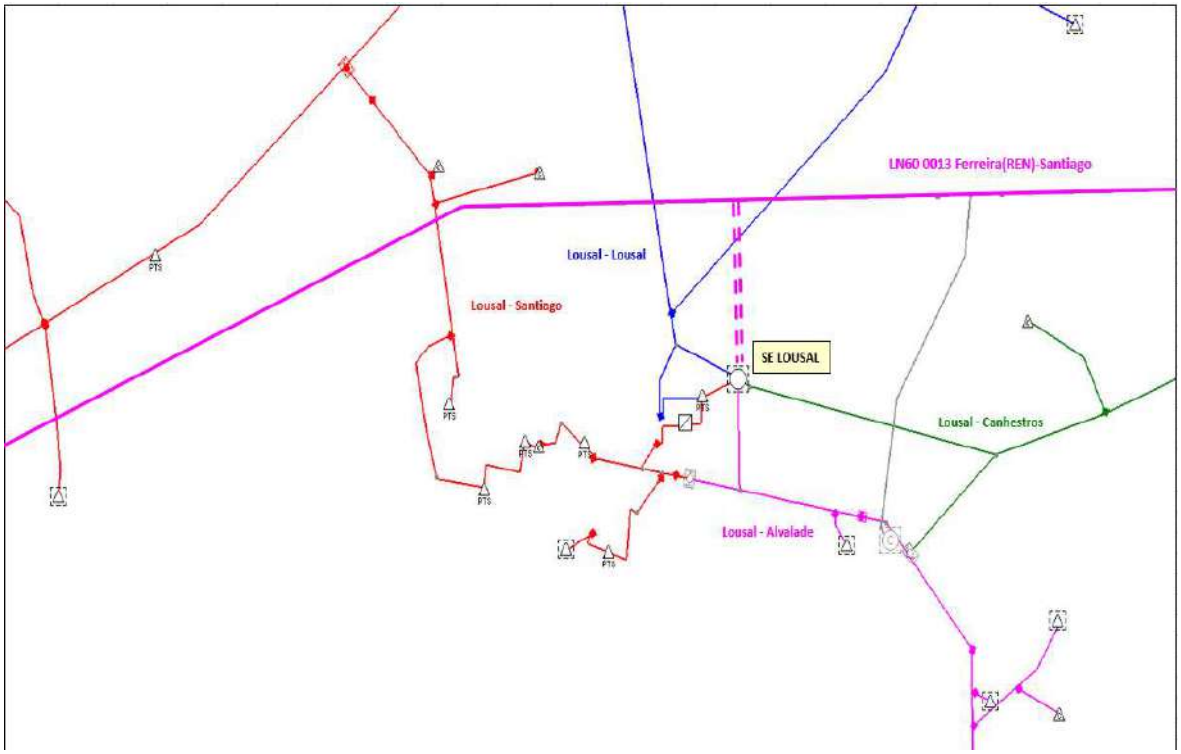


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Lousal (rede AT)

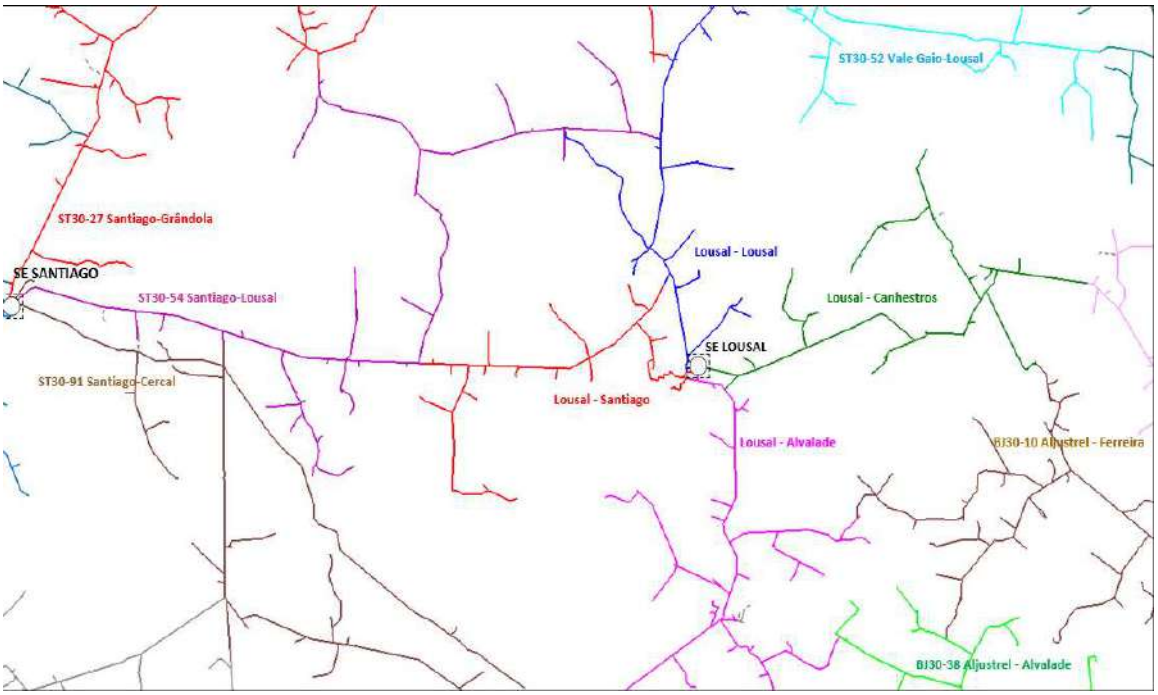


Figura 2: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Lousal (rede MT)

Ficha n.º 47 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Ourique

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Ourique

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 234	800
Custos Totais	3 219	1 153

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 49	Ficha n.º 47

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na região de Ourique, através de instalação de uma nova subestação AT/MT.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Ourique.

Alternativas

1	Nova SE 60/30kV 20MVA em Ourique, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	50	36%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	485	-	-	-	171	306
Instalações AT/MT	2 786	-	-	-	982	1 760
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 271**	**-**	**-**	**-**	**1 153**	**2 066**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Nesta proposta de atualização de Plano mantém-se a calendarização do projeto prevista no PDIRD-E 2020. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

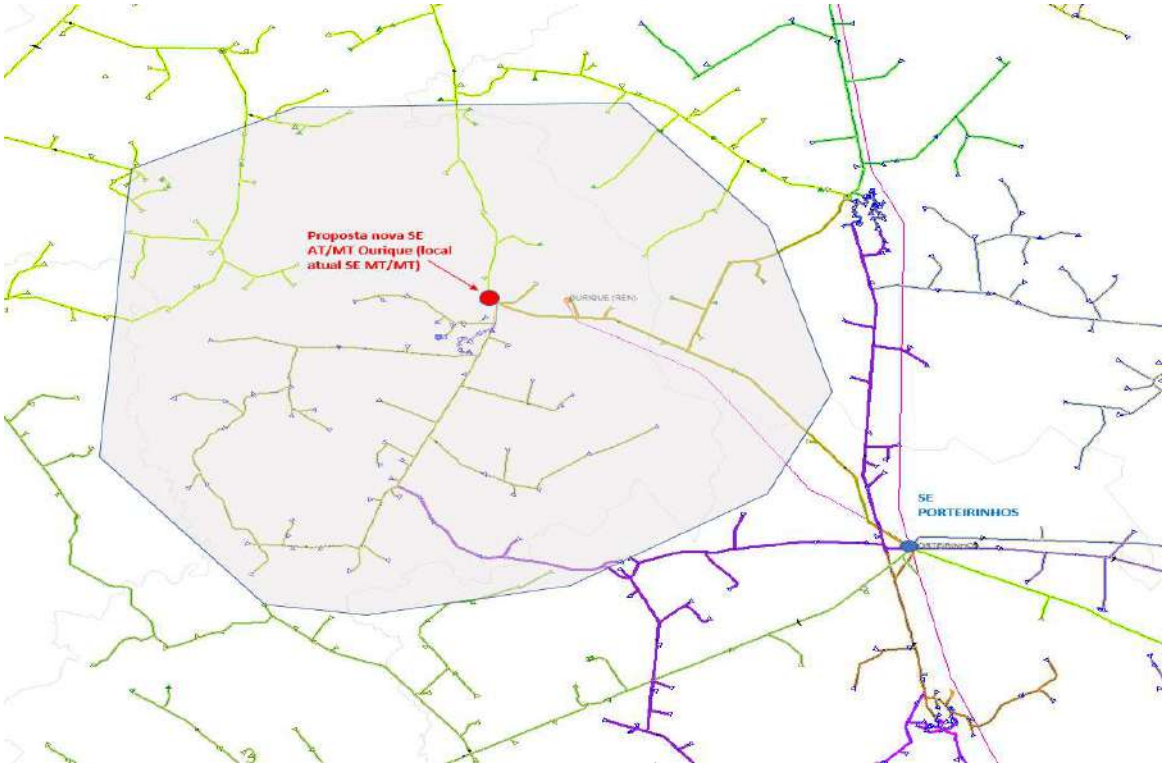


Figura 1: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Ourique (rede MT)

Ficha n.º 48 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Portel

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Portel

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	833	833
Custos Totais	1 207	1 207

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 50	Ficha n.º 48

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Portel, através de instalação de uma nova SE AT/MT,
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção na Nova SE Portel.

Alternativas

1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Portel integrada em PCAT a construir no âmbito de ligação de PRE nas imediações de Portel.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	31	59%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 217	-	217	990	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 217**	**-**	**217**	**990**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Atendendo às condições de ligação fornecidas para a ligação de uma central solar fotovoltaica na zona a solução técnica preconizada no PDIRD-E 2020 foi alterada conduzindo a alteração no valor do projeto e na sua calendarização.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

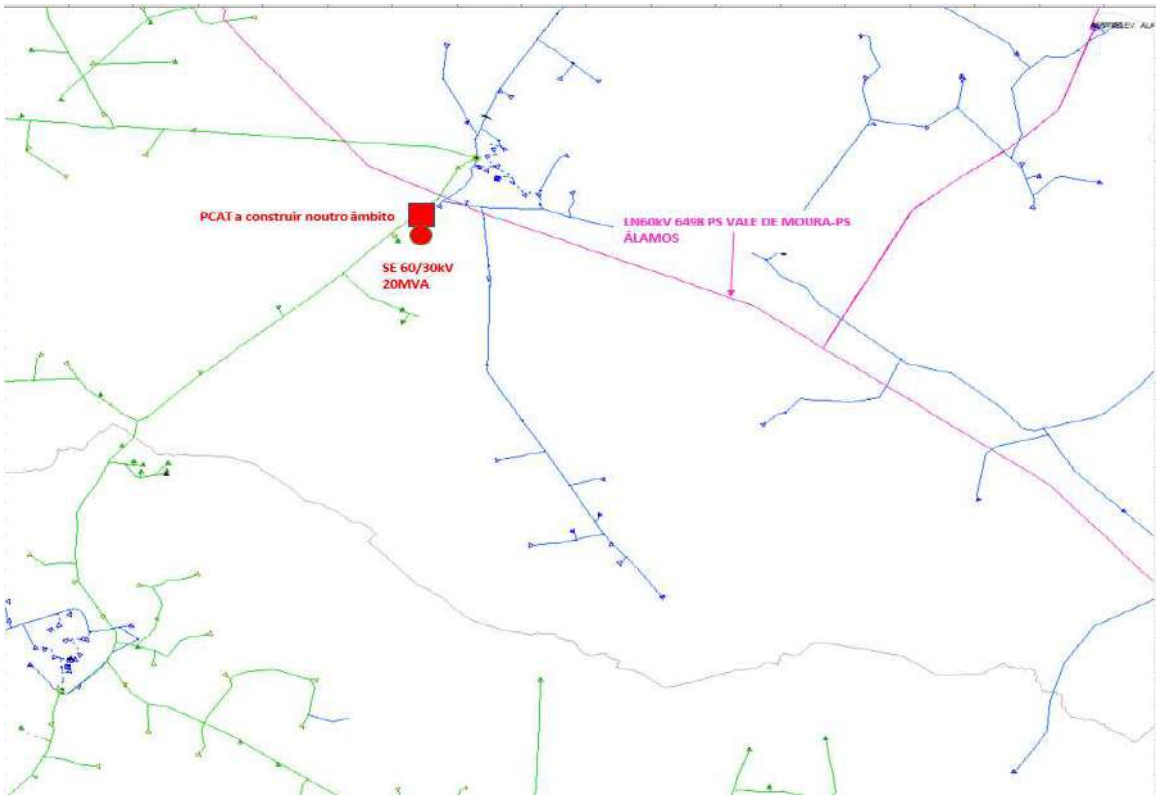


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Portel (rede AT)

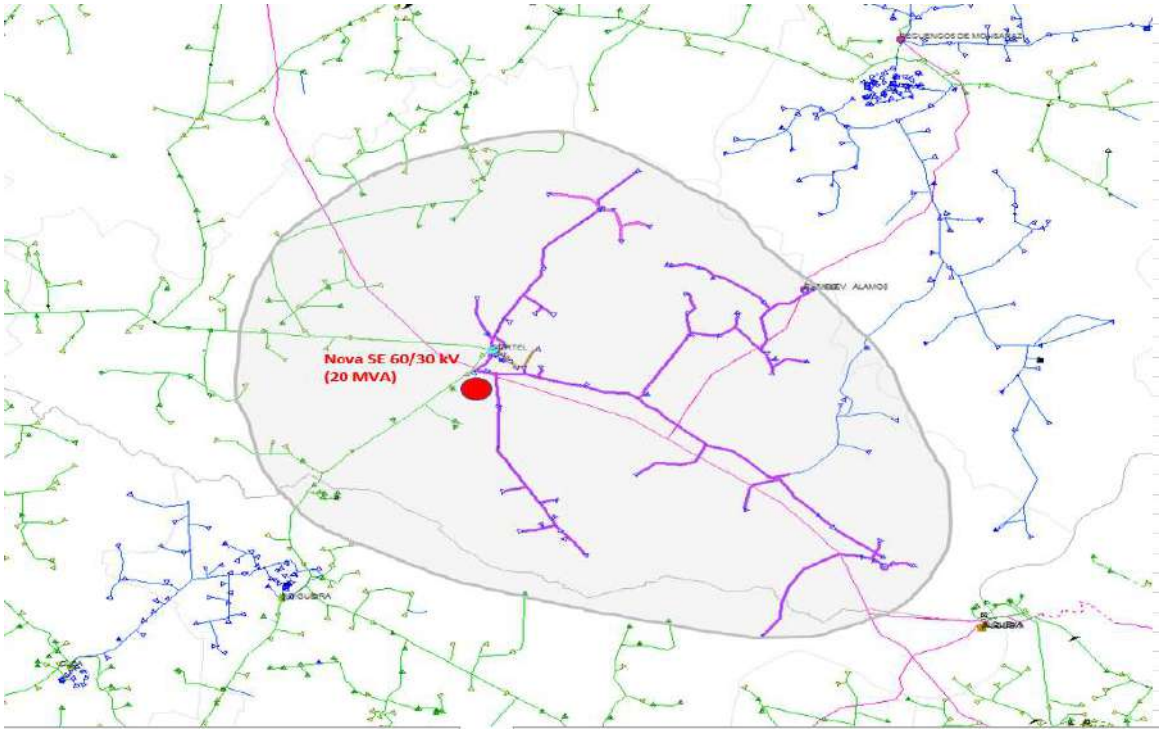


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Portel (rede MT)

Ficha n.º 49 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Sines

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Sines, Santiago do Cacém

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 372	675
Custos Totais	1 989	979

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 51	Ficha n.º 49

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na área de Sines, nomeadamente na rede de Média Tensão.
Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas, de qualidade de serviço, e das condições de recurso à SE Monte Feio.
Este projeto cria capacidade de recepção na Nova SE Sines.

Alternativas

1	Nova SE 60/30kV 31,5MVA integrada no PCAT ZILS.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	28	100%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 034	1 010	979	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 034**	**1 010**	**979**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Tendo-se verificado atraso no processo de transferência do terreno por direito de superfície para a E-REDES, destinado à construção do PC AT e da subestação este projeto foi recalendarizado face ao previsto no PDIRD-E 2020. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

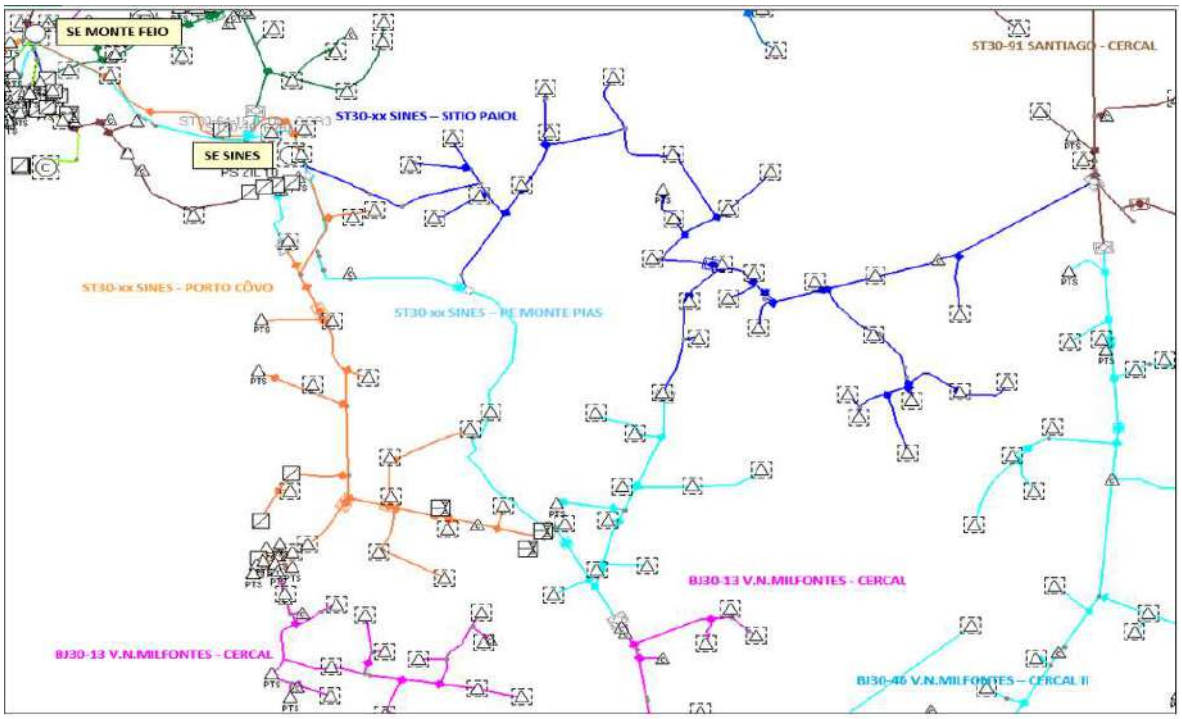


Figura 1: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sines (rede MT)

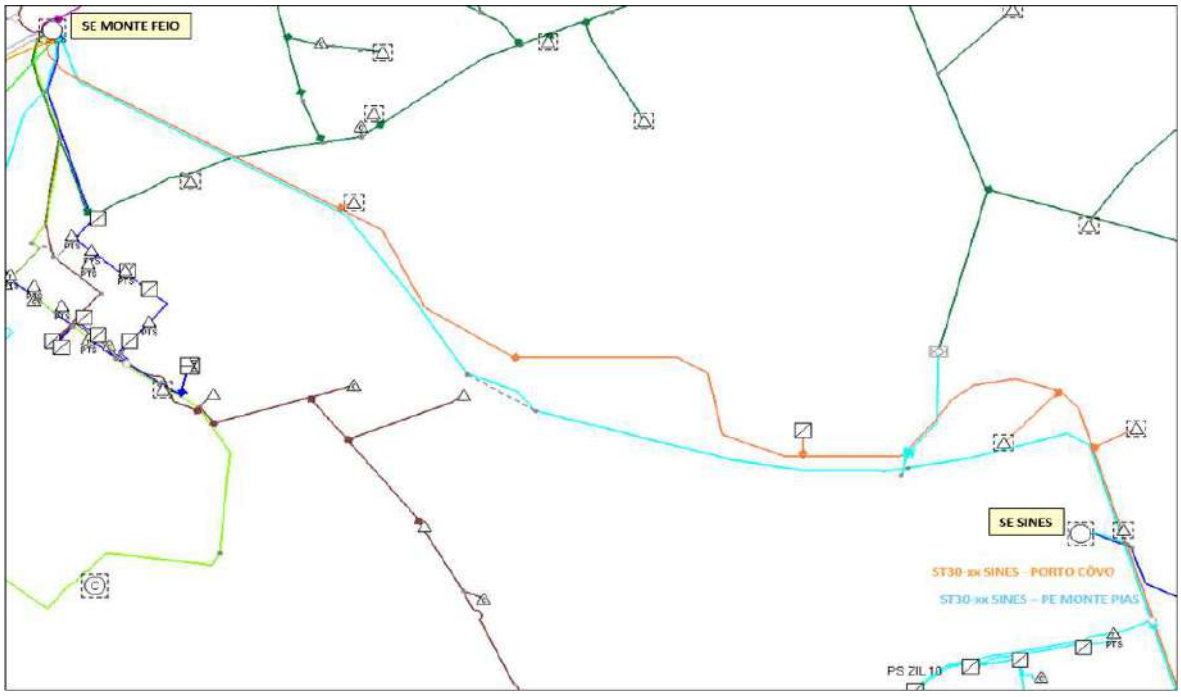


Figura 1: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sines (rede MT)

Ficha n.º 50 - Projeto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo (REN)-Beja

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Ferreira Alentejo, Beja

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	6 980	3 416
Custos Totais	9 841	4 816

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 52	Ficha n.º 50

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção no eixo F.Alentejo-Beja.Retirada de linhas aéreas AT da zona urbana de Beja.Melhoria da garantia de abastecimento à capital de distrito Beja através da substituição de 65km de linhas AT antigas. Criação capacidade recepção nas SE's F.Alentejo e Beja

Alternativas

1	Substituição de 65km de linhas AT antigas afectas às SE Beja e SE F.Alentejo, por novas linhas AT de maior capacidade.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	94	37%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	10 102	-	-	942	3 875	5 025
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**10 102**	**-**	**-**	**942**	**3 875**	**5 025**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução de alguns projetos de investimento deste programa que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto não foi iniciado em 2021 conforme previsto no PDIRD-E 2020. Na atualização deste Plano, o projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu início de realização para o ano de 2024. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

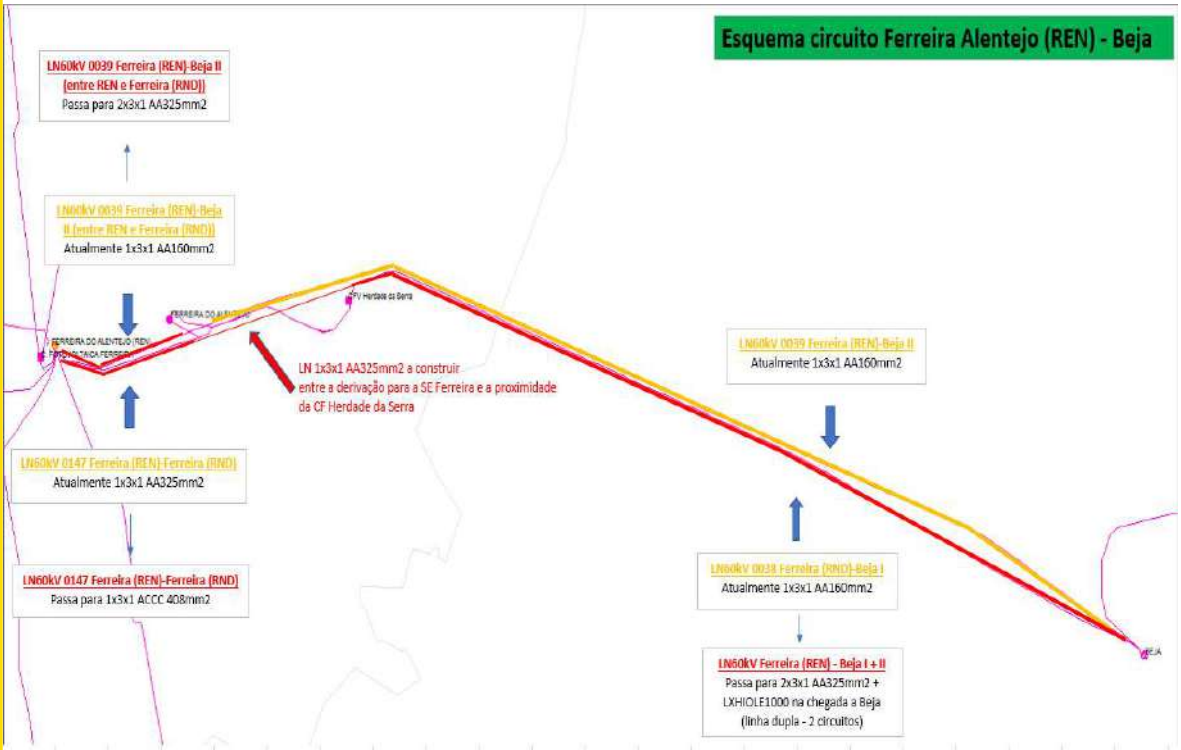


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo(REN)-Beja

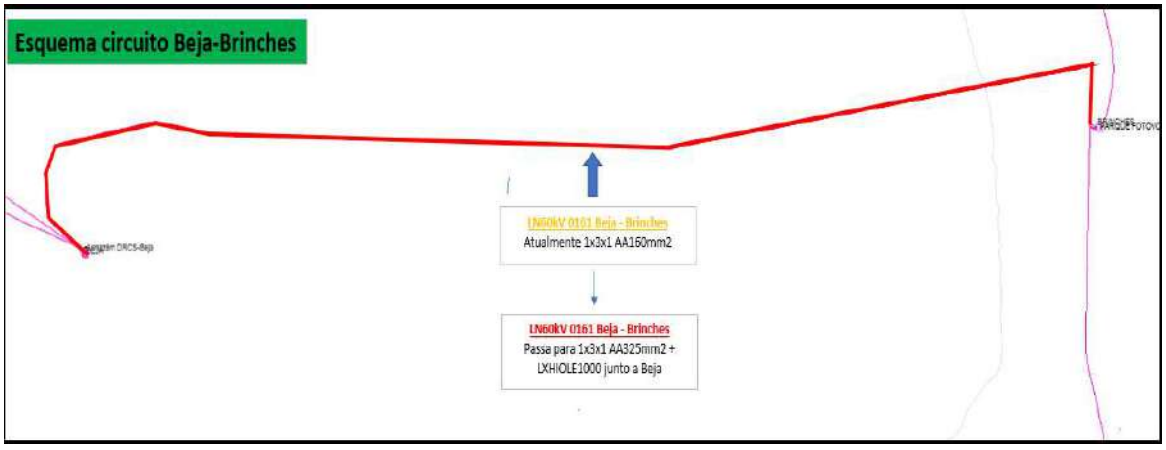


Figura 2: Intervenções previstas no projeto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo(REN)-Beja

Ficha n.º 51 - Projeto Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Lagos, Portimão, Monchique, Silves

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	567	397
Custos Totais	800	560

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 53	Ficha n.º 51

Motivação

Aumento de capacidade de receção de produção na rede alimentada pelo injetor Portimão (REN), utilizando corredores de linha AT existentes.
Com este projeto cria-se capacidade de recepção nas SE Porto Lagos, SE Portimão e PCAT Poldra

Alternativas

1	Substituição da linha dupla 60kV 0134 Portimão (REN)-Lagos e 0153 Portimão (REN)-Porto de Lagos I estabelecida atualmente em condutor AA325 com cerca de 3,7km de extensão, para condutores de alta temperatura ACC408.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	85	66%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	811	240	560	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**811**	**240**	**560**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, e verificando-se atraso na sua execução que se prende com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

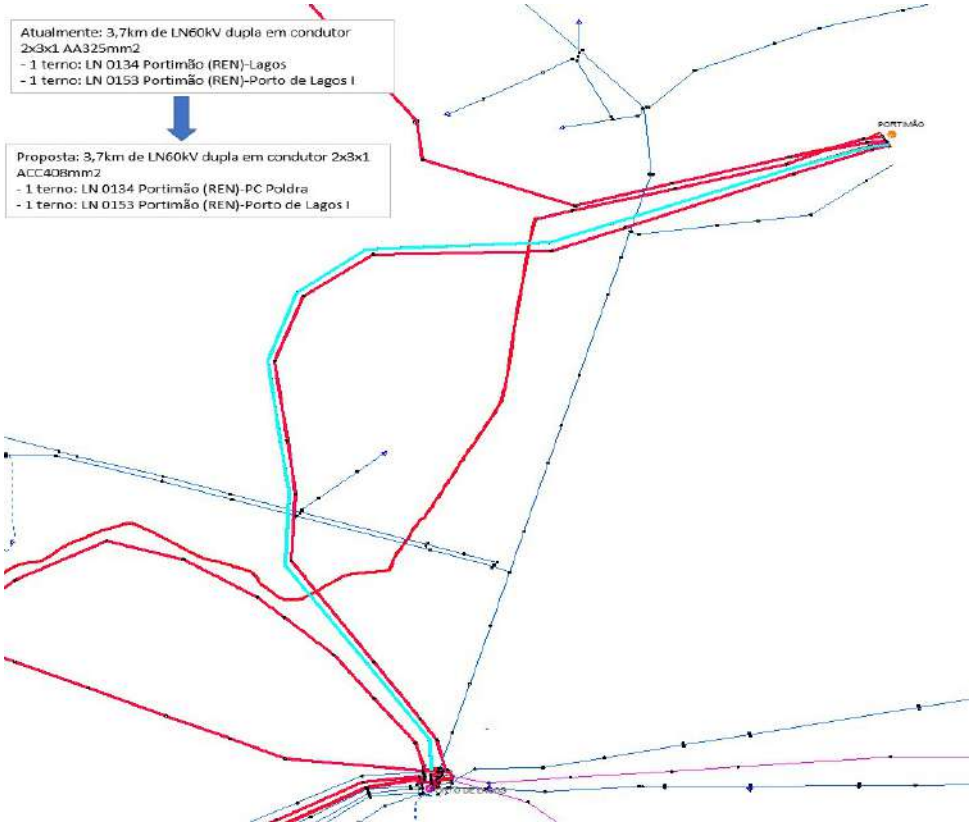


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos (rede AT)

Ficha n.º 52 - Projeto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém, Sines

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 796	1 890
Custos Totais	3 980	2 691

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 54	Ficha n.º 52

Motivação

Aumento capacidade receção produção e melhoria QS na SE Santiago do Cacém e SE Grândola,através do estabelecimento de dois circuitos AA325 entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago do Cacém,em corredores AT existentes,explorados em malha fechada.
Cria-se capacidade recepção na SE Santiago

Alternativas

1	Substituição da LN60 0024 Sines (REN)-Santiago, por nova LN 60kV dupla entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago. Ampliação da SE Sines ZILS e alimentação da SE Vila Nova de Milfontes. Desmontagem de cerca de 23km das LN60 0024 e LN60 0073.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	44	82%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 487	772	732	879	-	-
Instalações AT/MT	1 667	517	491	589	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**4 154**	**1 289**	**1 223**	**1 468**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, e verificando-se atraso na sua execução que se prende com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

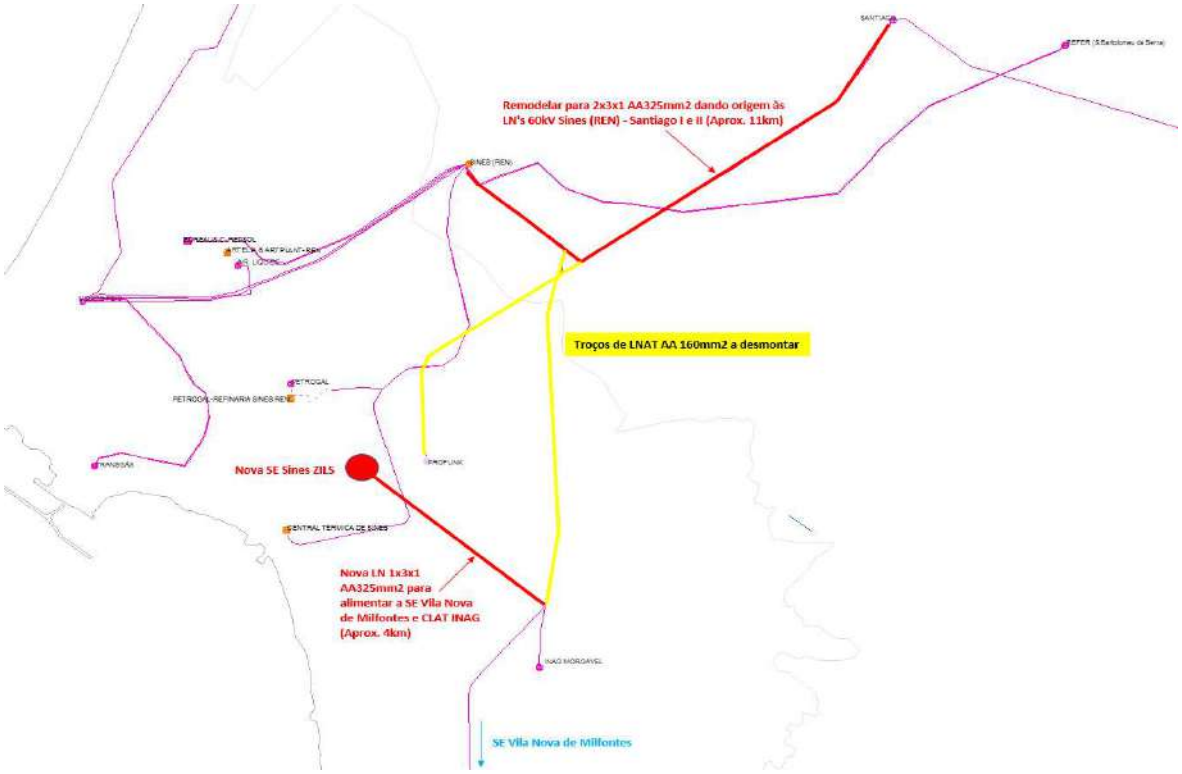


Figura 1: Intervenções previstas no projeto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago (rede AT)

Ficha n.º 53 - Projeto Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Garantia N-1 às sedes de concelho

Concelhos: Felgueiras

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	647	60
Custos Totais	932	86

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 32	Ficha nº 55	Ficha n.º 53

Motivação

Reserva N-1 à sede de concelho de Felgueiras. Garantia da alimentação de consumos na indisponibilidade de qualquer dos barramentos 15kV, que a actual configuração não permite explorar separadamente.

Alternativas

1 Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e ligação do transformador II para o barramento II MT e instalação de TSA+RN neste barramento.

2 Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e relocalizar 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 1 não resolve o reserva N-1 à falha de barramento AT.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,0295
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0000

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	472	412	42	-	-	-
Rede MT	498	434	44	-	-	-
TOTAL	**970**	**846**	**86**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Projeto recalendarizado devido a constrangimentos no prazo de fornecimento de equipamentos motivado pela conjuntura atual, aguarda também autorização por parte da CM para execução da rede de MT. Alteração do custo de investimento face à versão final do PDIRD-E 2020, após reavaliação do projeto.

Ficha n.º 54 - Projeto Nova saída MT da subestação de Candosa

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Garantia N-1 às sedes de concelho

Concelhos: Carregal do Sal, Tábua

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	601	36
Custos Totais	866	52

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 60	Ficha nº 56	Ficha n.º 54

Motivação

Inexistência de reserva n-1 de instalação, para socorro à carga normalmente alimentada pela SE Carregal do Sal. Na falha do TP, linha AT 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

1	Nova saída da SE Candosa em 1x3x1 AM148 e remodelação de rede existente (13km).
2	Bi-alimentação à sede de concelho pela rede AT.

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 é a menos onerosa.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,0330
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0000

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	77	69	4	-	-	-
Rede MT	826	745	47	-	-	-
TOTAL	**903**	**814**	**52**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Devido a dificuldades na execução, aliadas aos trabalhos prévios de recuperação da rede MT decorrentes dos incêndios de 2017, levaram a que o término do projeto seja reprogramado para 2023.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

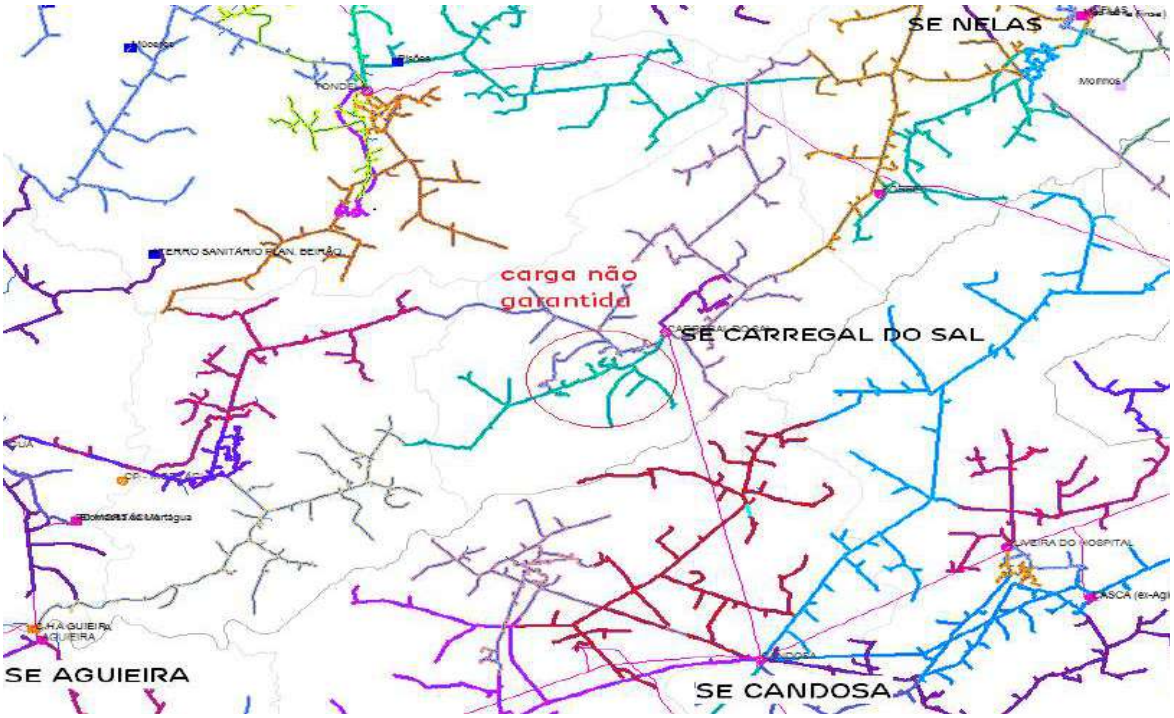


Figura 1. - Rede Actual- Carga não garantida

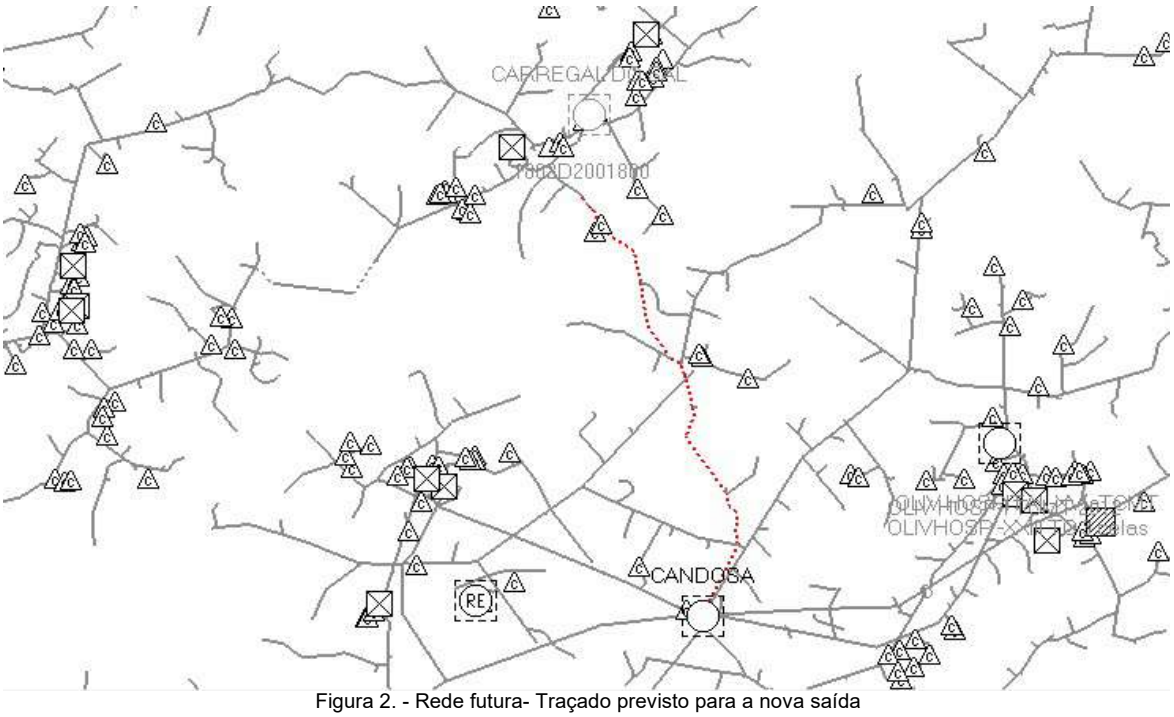


Figura 2. - Rede futura- Traçado previsto para a nova saída

Ficha n.º 55 - Projeto Nova Saída 15 kV da SE Oleiros

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Oleiros

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	510	295
Custos Totais	734	425

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha nº 57	Ficha n.º 55

Motivação

Reduzir o SAIDI MT na rede alimentada pela SE Oleiros. A actual saída Oleiros-ISNA tem um comprimento elevado de 111km, o que aumenta a probabilidade de incidentes na linha.

Alternativas

1 Desdobramento da saída Oleiros-ISNA e remodelação de rede existente em traçado (1,25 km) a integrar na nova saída.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1
Não foram analisadas outras alternativas, dado que o desdobramento da saída Oleiros-ISNA se mostrou ser a melhor solução para reduzir o SAIDI numa saída com comprimento elevado.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,0904
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0000

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	66	-	-	6	31	27
Rede MT	691	-	-	65	323	282
TOTAL	**757**	**-**	**-**	**71**	**354**	**309**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

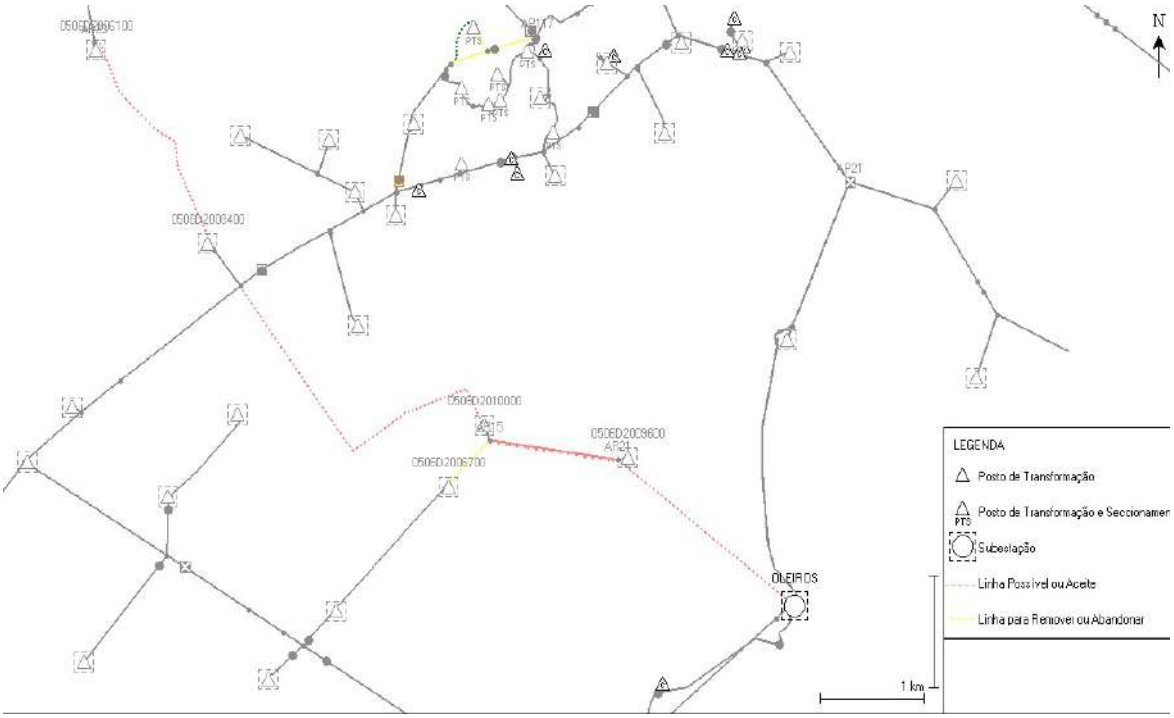


Figura 1. - Traçado previsto para a nova saída

Ficha n.º 56 - Projeto Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Montijo

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	733	50
Custos Totais	1 055	72

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 83	Ficha nº 59	Ficha n.º 56

Motivação

Melhoria da QST da rede extensa rede 15kV da SE Pegões suportada em apenas dois circuitos, consequentemente sujeita a muitas interrupções de curta duração.

Alternativas

1	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).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

O barramento de 15kV existente não permite ampliação exigindo para o efeito a instalação de um novo QMMT. A alternativa adoptada permite suprimir a tecnologia do barramento suportada em equipamentos DAR, com melhoria de selectividade e rápida identificação de defeitos.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,3201
Redução de MAIFI MT (inc.)	-

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	9	8	1	-	-	-
Instalações AT/MT	668	597	44	-	-	-
Rede MT	423	378	28	-	-	-
TOTAL	**1 100**	**983**	**72**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2023 por dificuldades na implementação dos traçados de rede MT, que levou à necessidade de revisão de projeto.

Ficha n.º 57 - Projeto Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Alustrel, Ourique

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	602	240
Custos Totais	868	346

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha nº 60	Ficha n.º 57

Motivação

O projeto destina-se a reduzir o comprimento de rede afeta à BJ30-23 Aljustrel - Odemira (atualmente acima dos 200 km de rede). Linearização da rede e bi-alimentação de zonas com alimentação radial. Incremeto do TCMT em função das alterações estruturantes.

Alternativas

1	Nova linha 30kV da SE Aljustrel integrando parte da BJ30-38 Aljustrel-Alvalade e principalmente da BJ30-23 Aljustrel-Odemira.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,1914
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,6228

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	887	-	-	87	259	522
TOTAL	**887**	**-**	**-**	**87**	**259**	**522**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

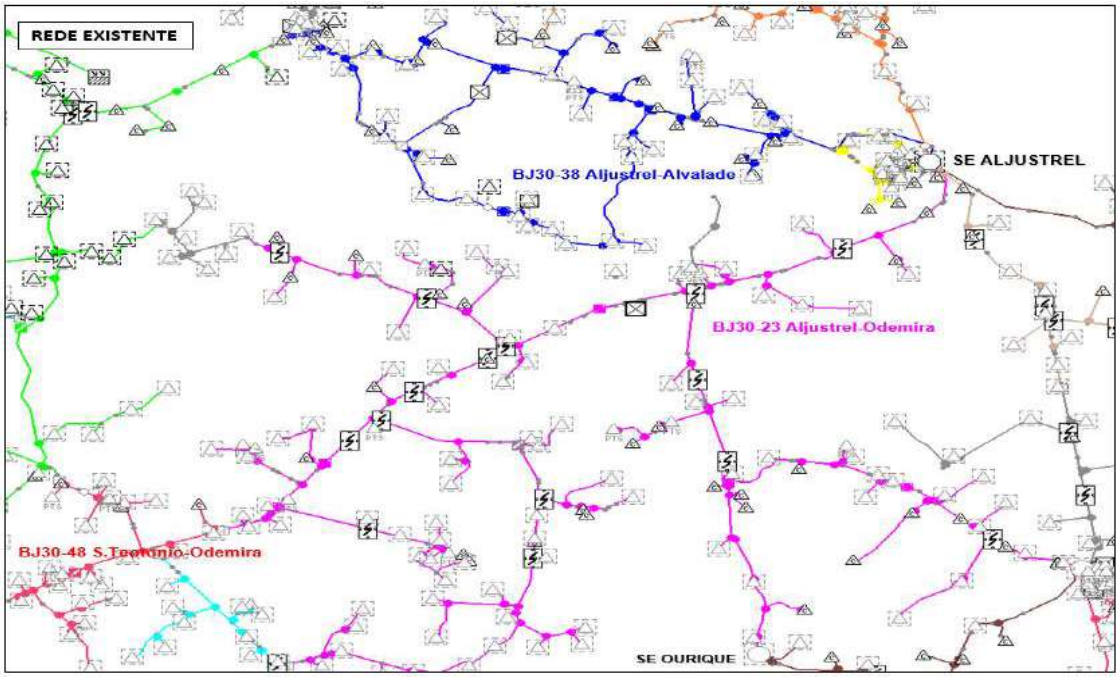


Figura 1 - Rede Existente

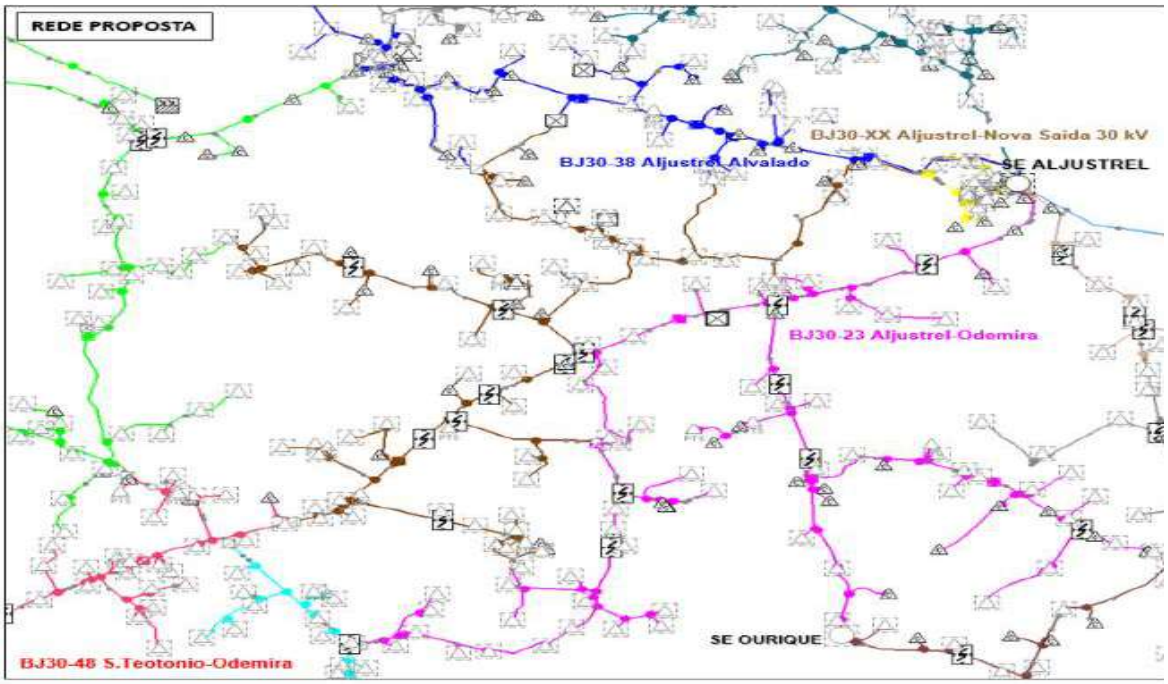


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 58 - Projeto Nova SE 60/15 kV Portelas

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Lagos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 983	1 457
Custos Totais	4 292	2 096

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha nº 61	Ficha n.º 58

Motivação

Estabelecimento de novo injetor AT/MT para MQS em várias vertentes: redução comprimento e PdE por saida MT, bi-alimentação de zonas sem recurso MT, desmontagem de LA antigas, incremento rede subterrânea e TCMT. Paralelamente, aumento da capacidade da rede para os crescimentos futuros das cargas.

Alternativas

1 Nova SE 60/15kV 20MVA em Portelas (Lagos), alimentada em anel na LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,9240
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,1290

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	800	-	-	76	304	398
Instalações AT/MT	2 496	-	-	238	950	1 244
Rede MT	1 110	-	-	106	423	553
TOTAL	**4 406**	**-**	**-**	**419**	**1 677**	**2 196**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre a proposta final de PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 proposta final decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

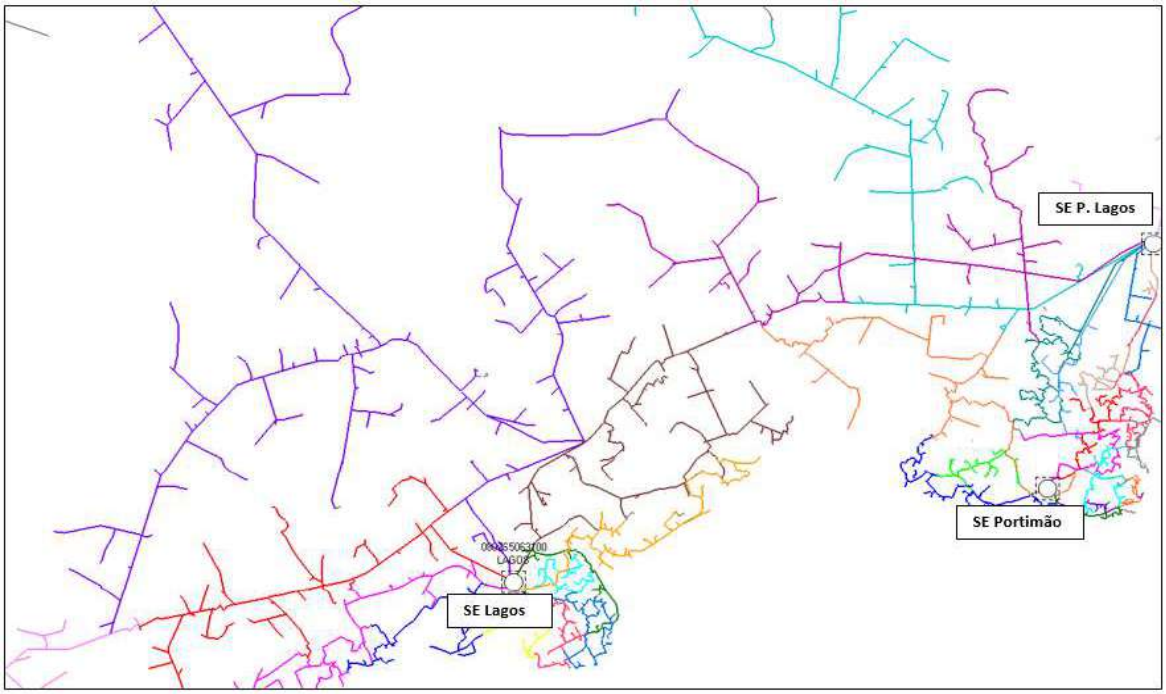


Figura 1 - Rede Existente

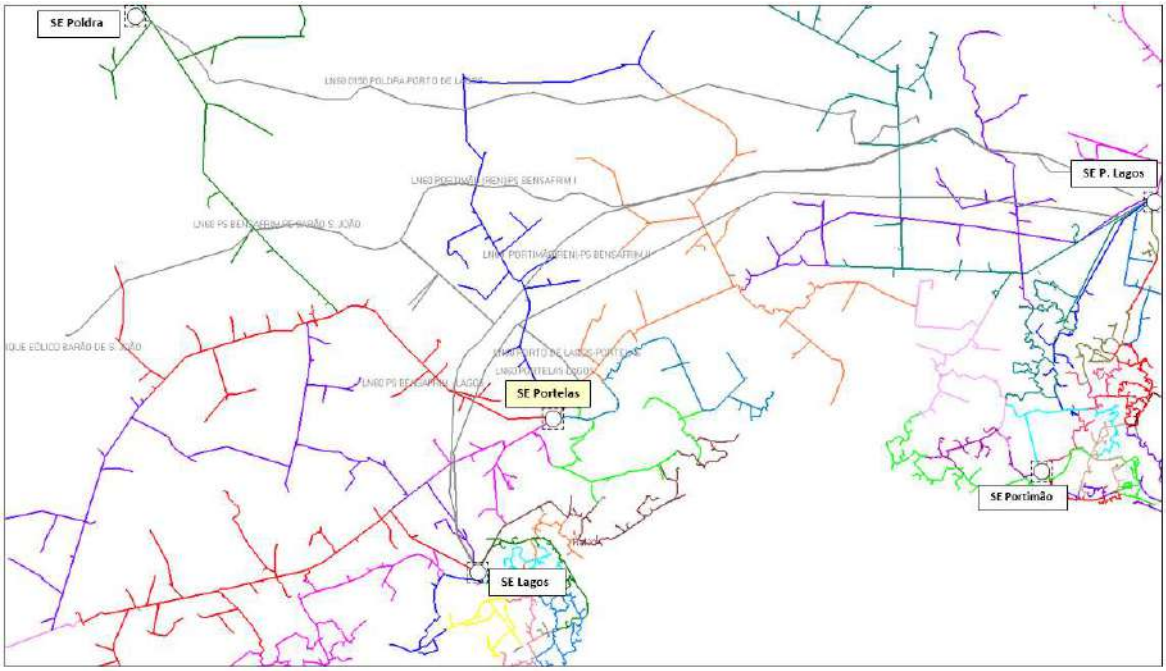


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 59 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Grândola

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Grândola

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 004	1 130
Custos Totais	5 733	1 618

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 105-A	Ficha nº 62	Ficha n.º 59

Motivação

Estabelecimento de novo injetor AT/MT cuja rede MT vai abranger cerca de 820 km da rede afecta a outras Subestações, numa vasta área entre as SE Alcácer, SE Vale de Gaio, SE Comporta e SE Santiago. Melhoria QS mediante 6 novas saídas MT, permitindo redução de comprimento e PdE por saida MT.

Alternativas

1 Nova SE 60/30/15 kV-20MVA em Grândola.

2 Nova SE 60/30 kV-20MVA em Grândola.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 é mais económica, mantém a atual SE30/15 kV Grândola e não compromete a extinção da rede 15kV. Dada a distância entre SE, superiores a 40km, o leque de soluções fica limitado à instalação de uma nova SE AT/MT.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	1,1196
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,1065

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 183	1 518	597	-	-	-
Instalações AT/MT	3 117	2 167	852	-	-	-
Rede MT	617	429	169	-	-	-
TOTAL	**5 918**	**4 115**	**1 618**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	O início da construção da SE foi condicionado à aprovação do Pedido de parecer prévio não vinculativo, sendo assim alvo de recalendarização. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

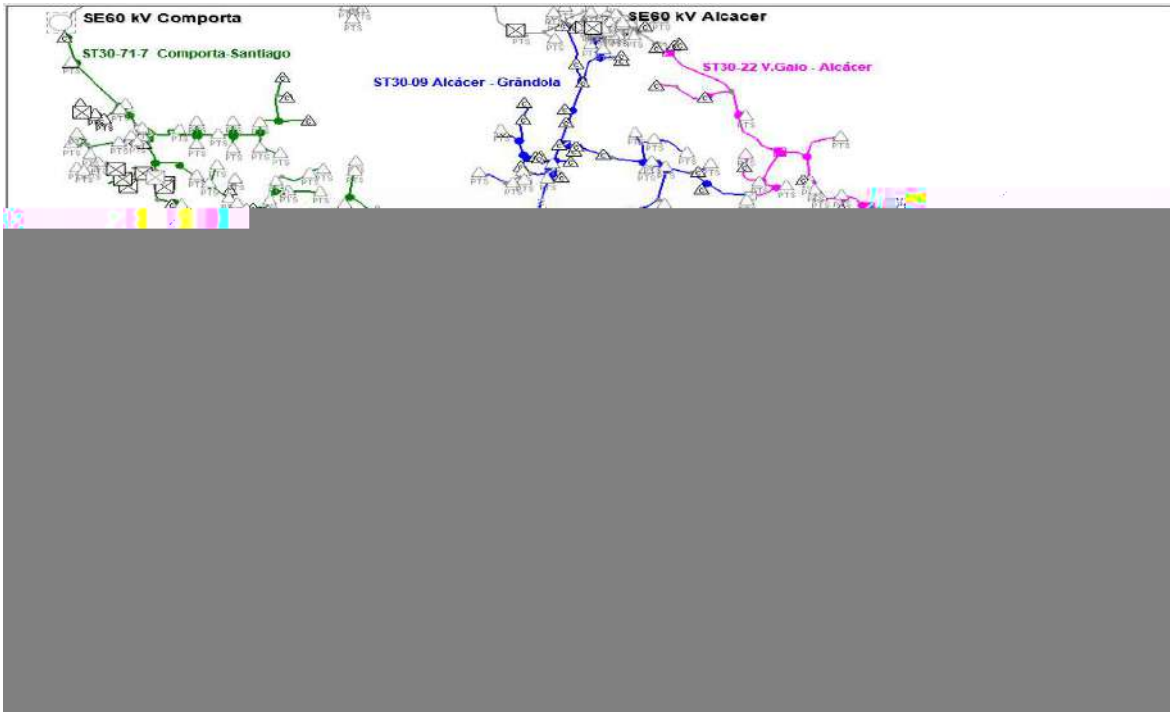


Figura 1 - Rede Existente

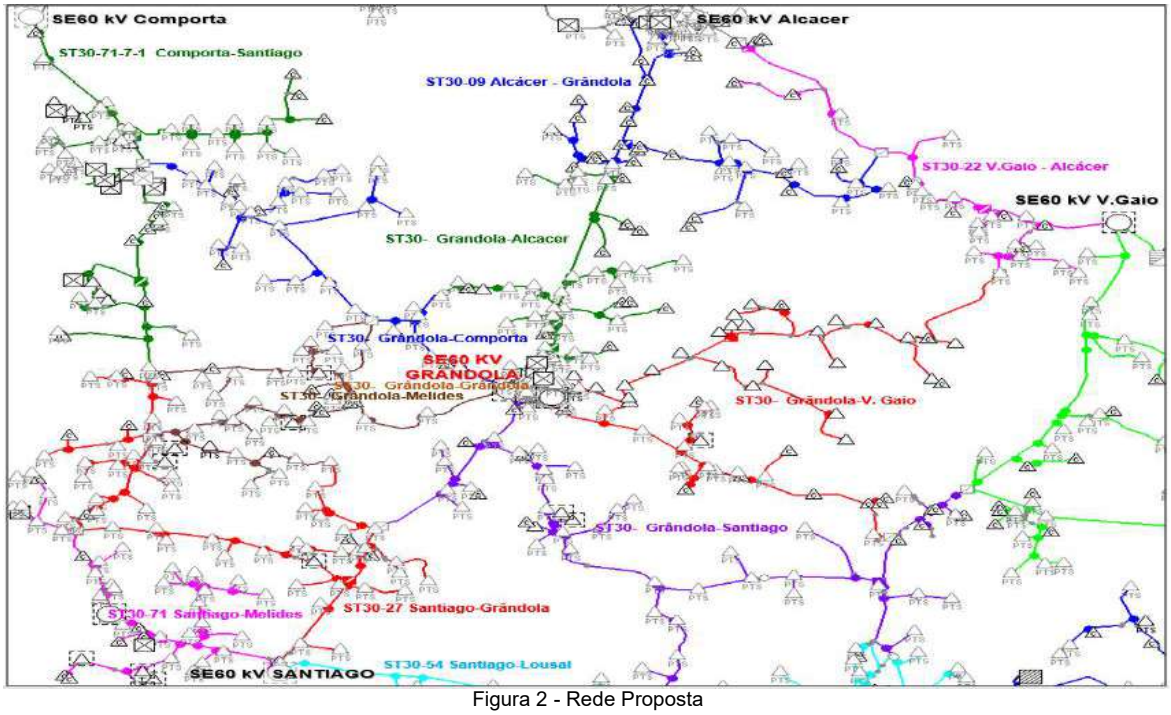


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 60 - Projeto Nova saida 30 kV Montemor-Vale Figueira

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Montemor

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	650	32
Custos Totais	938	47

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 60

Motivação

Projeto estruturante consistindo no estabelecimento de nova saída 30 kV da SE Montemor, tendo por objetivo a melhoria QS em cerca de 100 km de rede MT existente, onde se inclui a bi-alimentação de 30% de rede atualmente sem possibilidade de reserva N-1 (recurso).

Alternativas

1 Estabelecimento de nova linha 30 kV mista (LA/LS) entre a SE Montemor e Foros de Vale Figueira.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,1922
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,6202

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	427	-	-	-	21	405
Rede MT	513	-	-	-	25	487
TOTAL	**940**	**-**	**-**	**-**	**47**	**891**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

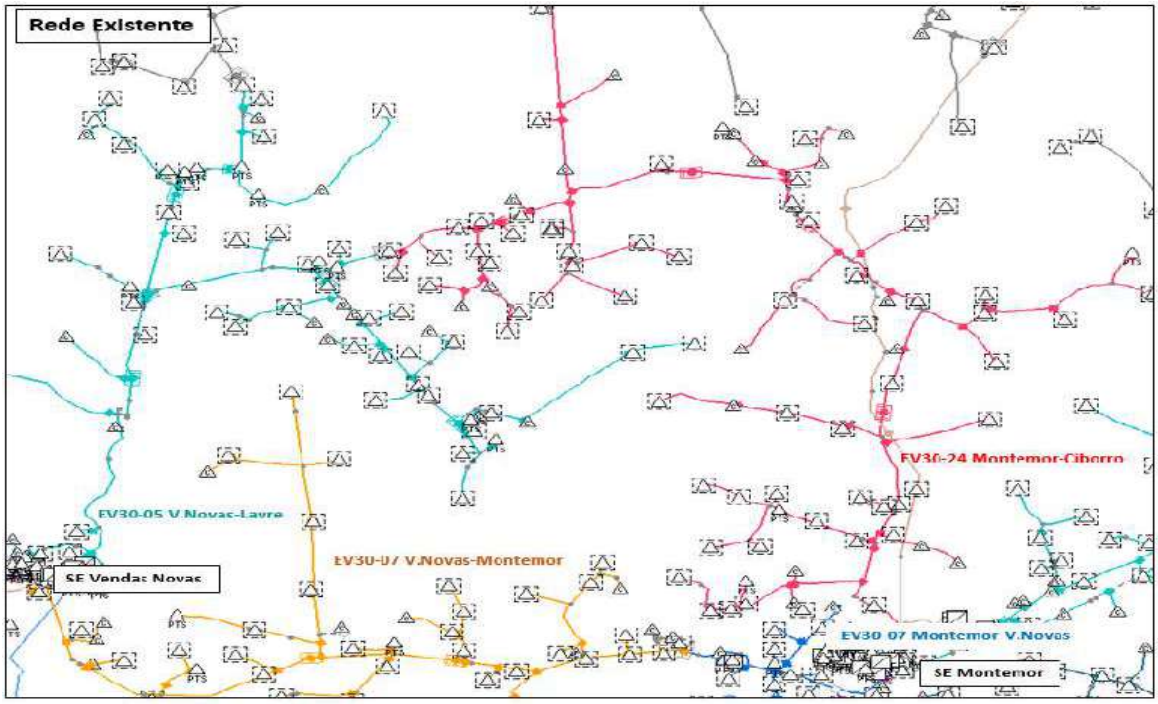


Figura 1 - Rede Existente

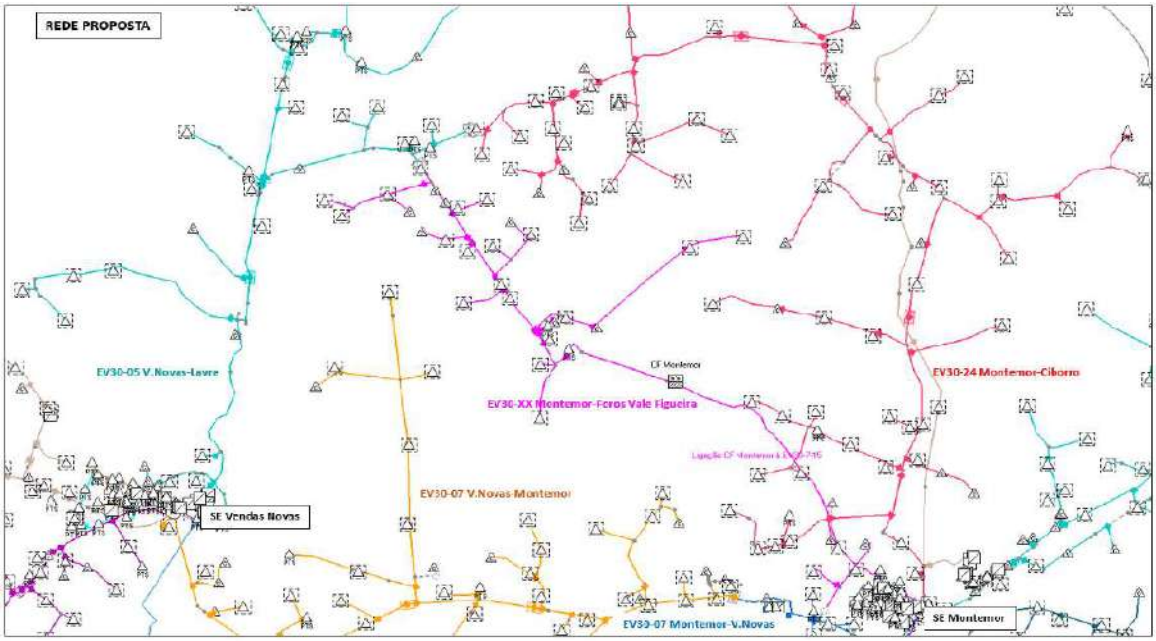


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 61 - Projeto Conversão 30 kV Terena-A Marmelos-Fase 2

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Alandroal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	662	260
Custos Totais	953	374

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 61

Motivação

Projeto estruturante consistindo na conversão de rede 15 kV a 30 kV no concelho do Alandroal, com estabelecimento de bi-alimentação a 50% da rede Terena-Reguengos e Terena-Guadiana, atualmente sem recurso.

Alternativas

1	Conversão de rede 15 kV a 30 kV da actual EV15-30 Terena-Aldeia Marmelos e substituição de LA antigas. Ligação a 30 kV à EV30-16 Terena-Guadiana, actualmente totalmente radial e sem recurso (por ser circundada.apenas por rede 15 kV).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,2139
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,5573

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	974	-	-	95	279	578
	TOTAL	**974**	**-**	**-**	**95**	**279**	**578**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

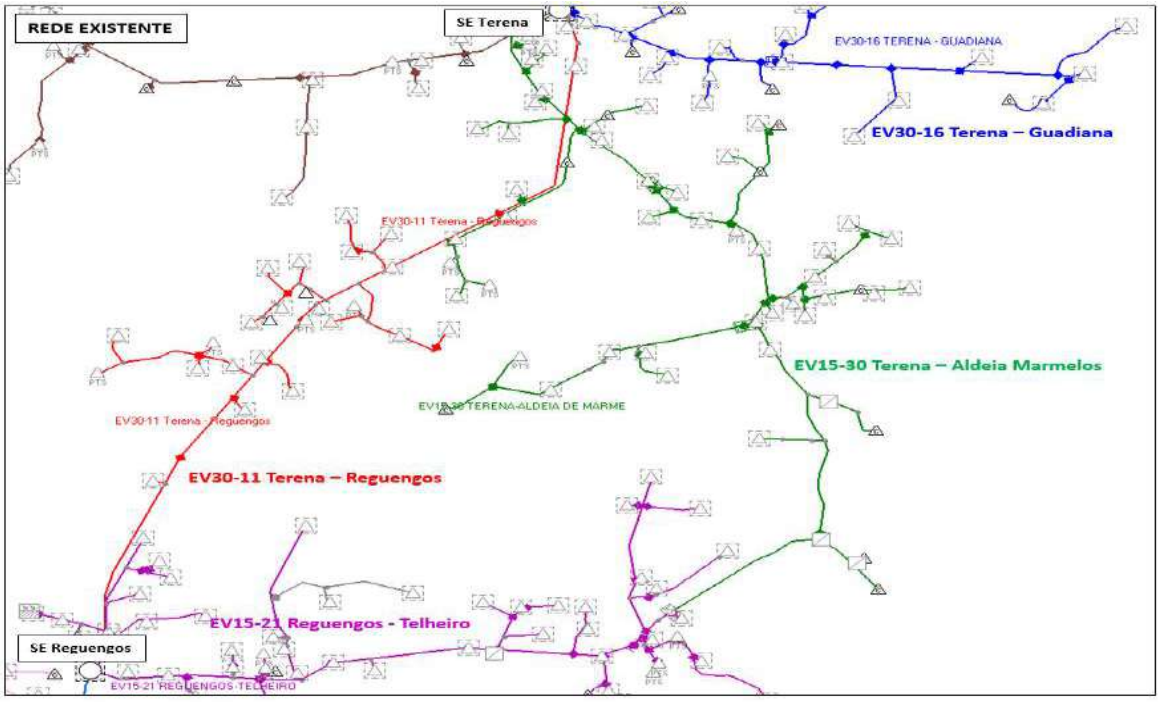


Figura 1 - Rede Existente

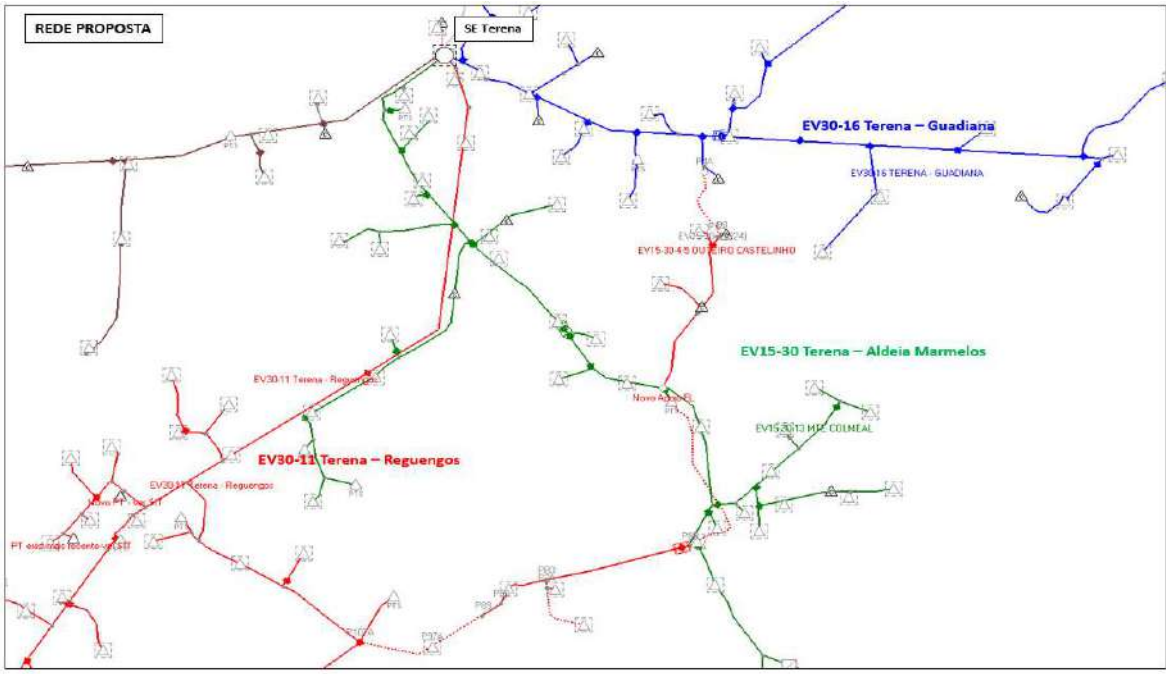


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 62 - Projeto Nova saida 30 kV VN Milfontes-Cercal

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica

Subprograma: Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

Concelhos: Odemira, Sines

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	694	34
Custos Totais	999	49

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 62

Motivação

Projeto estruturante tendo por objetivo repartir a rede de uma saída existente com 110 km na SE V.N.Milfontes por duas saídas 30 kV desta subestação, onde se inclui a conversão de parte da rede 15 kV dos Alagoachos a 30 kV e estabelecimento de novo eixo 30 kV V.N.Milfontes-Porto Côvo.

Alternativas

1	Ampliação andar 30 kV da SE V.N.Milfontes para permitir estabelecimento nova saída 30 kV Milfontes-Cercal/Porto Côvo. Conversão de rede 15 kV a 30 kV para estabelecimento do eixo principal.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,1875
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,6358

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	551	-	-	-	27	523
Rede MT	451	-	-	-	22	428
TOTAL	**1 001**	**-**	**-**	**-**	**49**	**950**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

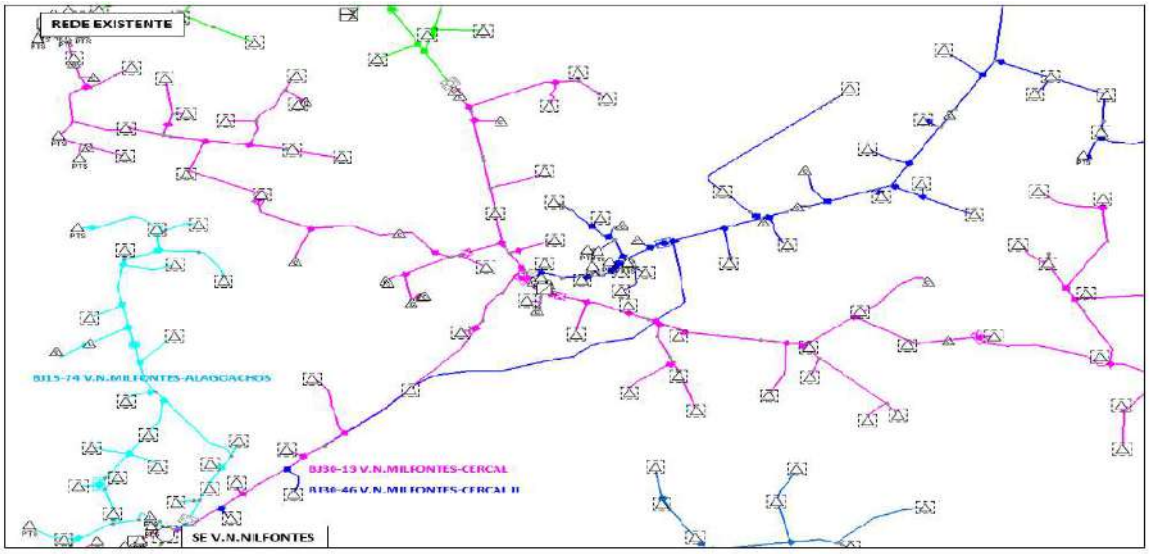


Figura 1 - Rede Existente

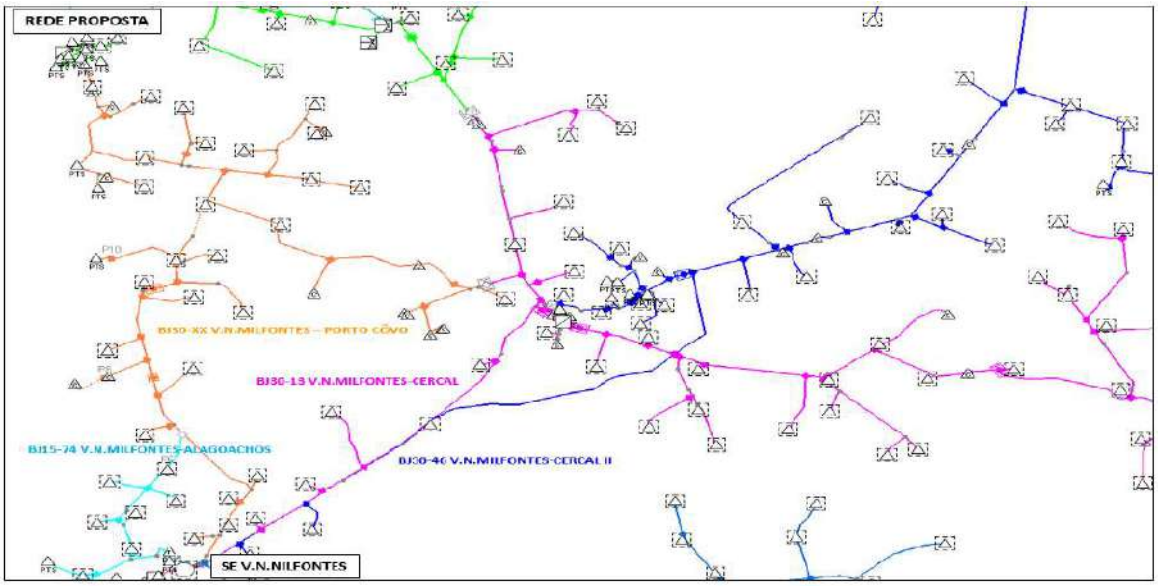


Figura 2 - Rede Proposta

Ficha n.º 63 - Projeto Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
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

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 450	2 440
Custos Totais	3 455	3 440

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 82	Ficha nº 63	Ficha n.º 63

Motivação

A alimentação da zona oriental de Lisboa (Parque Nações, Olivais e Aeroporto) é feita por um único PdE, Sacavém (REN), a falha total e prolongada deste resulta na falha de alimentação a cerca de 73 mil consumidores. Após manobras deslastre e reposição pemanecem 35 mil consumidores sem alimentação.

Alternativas

1 Estabelecimento de cabo duplo terno LXHIOLE 400mm2 entre a SE Aeroporto e a subestação do cliente AT Metro Calvanas, passando-se a alimentar o TP2 da SE Aeroporto pelo injector Carriche e o TP1 do Metro Calvanas por Moscavide.

2 Estabelecimento de cabo duplo terno LXHIOLE 400 desde a SE AEROPORTO, interceptando o cabo AT CARRICHE-ENTRECAMPOS. Alimenta-se o TP2 da SE Aeroporto pelo injector Carriche, o TP1 e TP3 da SE Entrecampos pelo injetor de Moscavide.

Alternativa Selecionada

2
Ambas alternativas asseguram a diversificação da alimentação AT à SE Aeroporto, na zona norte da cidade de Lisboa (zona A de QS). A alternativa 2 pressupõe traçado dos cabos 60kV alternativo ao considerado na alternativa 1, evitando constrangimentos na obtenção de licenças.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	3 514	14	1 295	2 146	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 514**	**14**	**1 295**	**2 146**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificaram-se constrangimentos na obtenção de licenças para o traçado preconizado na Alternativa 1. A revisão do traçado do novo cabo AT, culmina na proposta da alternativa 2, tendo sido revista a verba e calendarização deste projeto.

Ficha n.º 64 - Projeto Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 032	1 032
Custos Totais	1 460	1 460

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 66	Ficha n.º 64

Motivação

Integração paisagística da linha aérea AT Canelas - Vila Nova de Gaia na zona urbana de Vila Nova de Gaia.

Alternativas

1	Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Canelas - Vila Nova de Gaia, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 16.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	367

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 266	-	41	1 009	167	-
Instalações AT/MT	252	-	8	201	33	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 519**	**-**	**49**	**1 210**	**201**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 65 - Projeto Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas
Cenário de Evolução de Consumos: Central

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 073	1 556
Custos Totais	4 333	2 195

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 67	Ficha n.º 65

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas AT Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II na zona urbana de Matosinhos.

Alternativas

1	Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II, entre a subestação de Custóias (REN) e o PC da Circunvalação.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1086

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	4 488	-	56	1 081	1 057	2 138
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**4 488**	**-**	**56**	**1 081**	**1 057**	**2 138**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

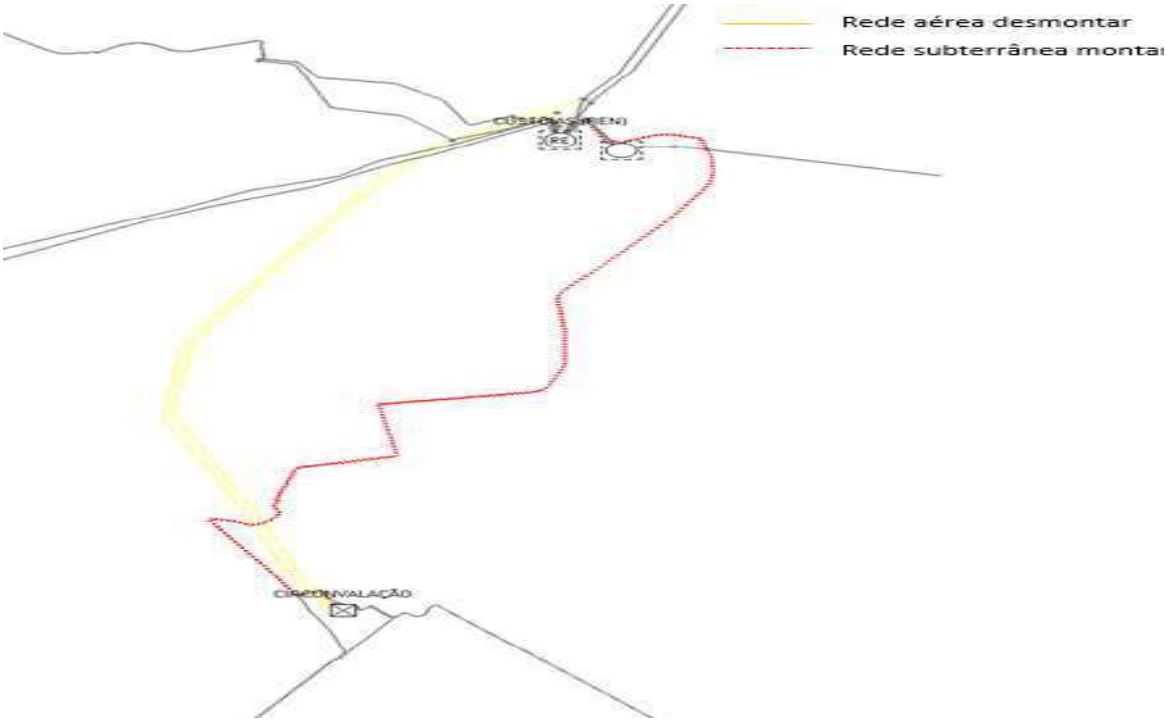


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 66 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Custoias-Amieira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia e Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	5 444	2 321
Custos Totais	7 675	3 273

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 68	Ficha n.º 66

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Lipor II, Vermoim - Amieira, Custóias - Amieira, Amieira - Custóias, Ermesinde - Amieira, Vermoim - Custóias II e EFACEC, nas zonas urbanas da Maia e Matosinhos.

Alternativas

1	Modificar para LSAT a LAAT EFACEC e estabelecer LSAT da SE Amieira ao PC Prelada. Desmontar LAAT Vermoim-Custóias II, Ermesinde-Amieira, Custóias-Amieira, Amieira-Custóias, Vermoim-Amieira da SE Vermoim ao Ap6 e do Ap8 à SE Amieira.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1659

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	8 161	-	71	1 594	1 608	4 402
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**8 161**	**-**	**71**	**1 594**	**1 608**	**4 402**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

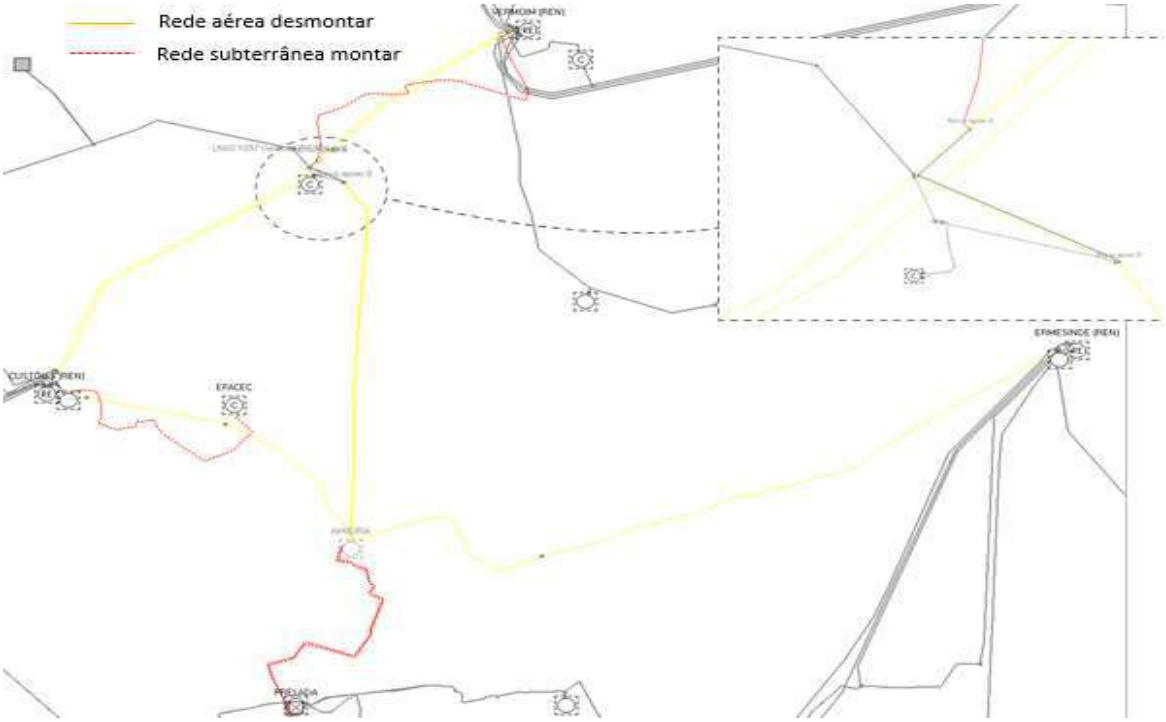


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 67 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia, Valongo e Gondomar

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	7 595	1 140
Custos Totais	10 710	1 607

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 69	Ficha n.º 67

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Gueifães, Vermoim - Alfena, Vermoim - C.P. Travagem I, Vermoim - C.P. Travagem II, Gueifães - Sociedade Portuguesa de Oxigénio e Alfena - Águas de Lever nas zonas urbanas da Maia, Valongo e Gondomar.

Alternativas

1	Estabelecer LS VRM-Gueifães, da SE Ermesinde até SE CPTravagem e Ap26 VRM-Alfena, do Ap4 Alfena-Ág Lever até SE CP Travagem. Desmontar LA VRM-Gueifães,VRM-CPTravagem I/II, Gueifães-S Port Oxigénio até Ap21 e AFN-Ág Lever entre apoios 4 e 6 (2.ª num)
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1475

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	11 362	-	-	183	1 424	9 102
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**11 362**	**-**	**-**	**183**	**1 424**	**9 102**

Ano 0: 2028

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

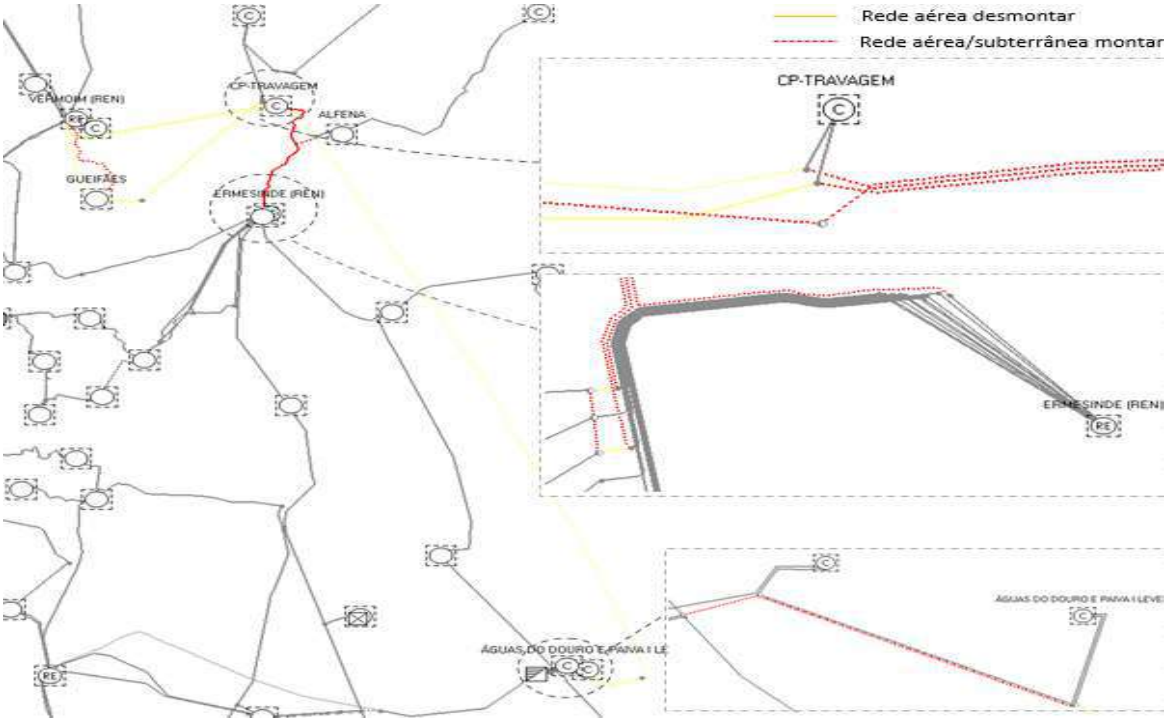


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 68 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Maia I e II

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 473	913
Custos Totais	4 897	1 288

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 70	Ficha n.º 68

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Maia I, Vermoim - Maia II, Vermoim - Mosteiró e Mosteiró - Beiriz na zona urbana da Maia.

Alternativas

1	Mod VRM-Maia I/II p/ LS.Desmontar LAAT VRM-Mosteiró,MST-Beiriz do Ap2-Ap junção LA VNF-Beiriz,Maia-Lactogal da SE Maia-Ap35,Mindelo-Infineon Ap14-Ap24, Beiriz-Infineon da SE Beiriz-AP32.Reforçar LAAT das SE Mosteirô,Lactogal e Infineon à LA Maia-VCD.
2	Modificar p/ LSAT as LAAT VRM-Maia I/II. Desmontar as LAAT Vermoim-Mosteiró, Mosteirô-Beiriz do Ap2 ao apoio de Confluência com a futura linha Vila Nova de Famalicão - Beiriz.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 é a alternativa que apresenta um custo inferior.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	696

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	5 248	-	-	85	1 203	3 609
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**5 248**	**-**	**-**	**85**	**1 203**	**3 609**

Ano 0: 2028

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

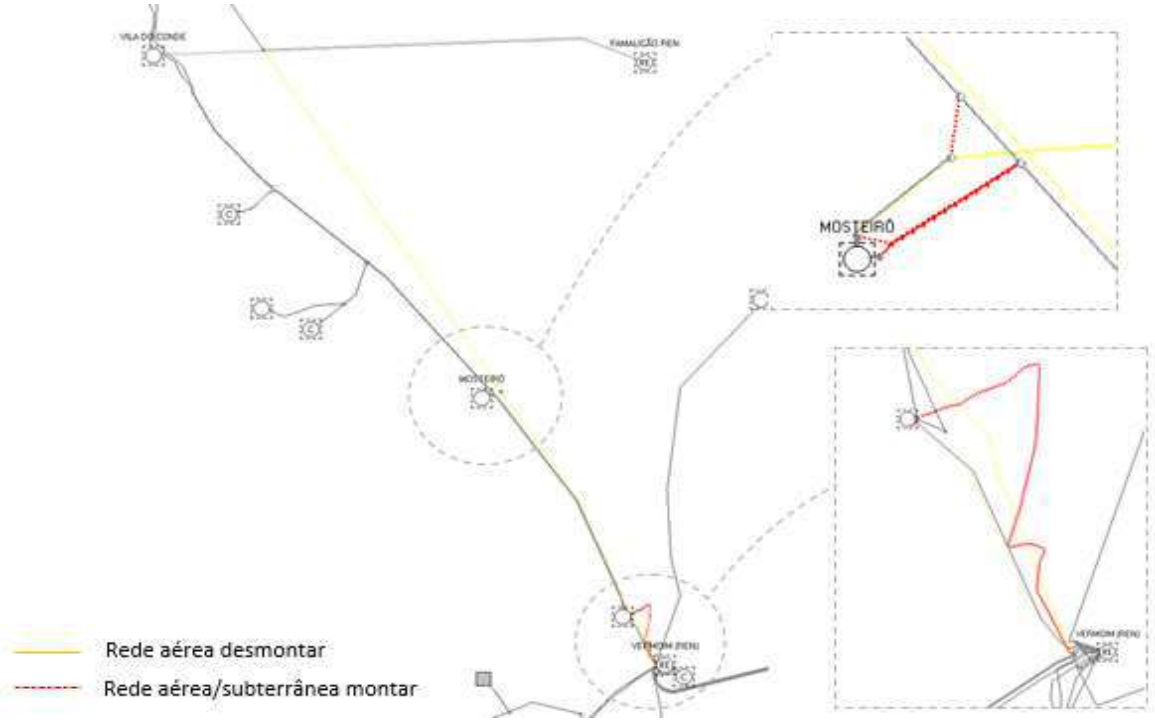


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 69 - Projeto Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 459	1 459
Custos Totais	2 057	2 057

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 71	Ficha n.º 69

Motivação

Integração paisagística da linha aérea AT Vila Nova de Gaia - Pedroso na zona urbana de Vila Nova de Gaia.

Alternativas

1	Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Vila Nova de Gaia - Pedroso, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 10.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	476

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 136	-	42	1 679	336	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 136**	**-**	**42**	**1 679**	**336**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

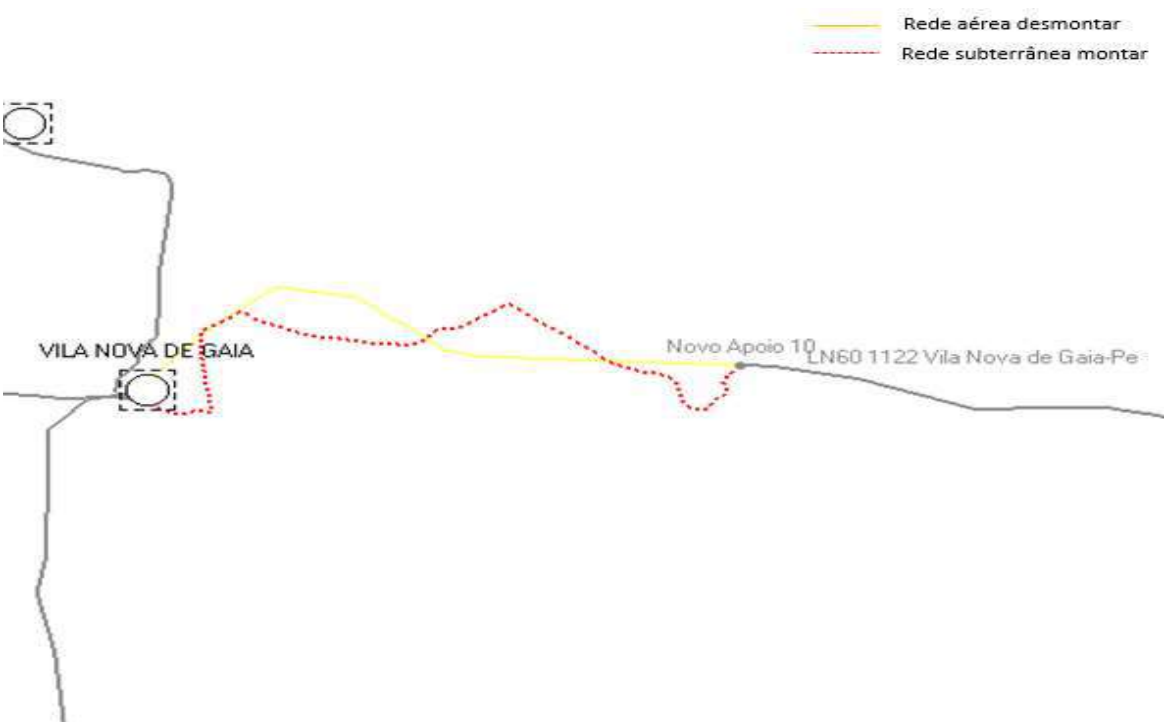


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 70 - Projeto Modif LN60 Carriche-Arroja-Qt Caldeira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Lisboa, Loures e Odivelas

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	4 425	2 601
Custos Totais	6 239	3 667

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 72	Ficha n.º 70

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas de alta tensão Carriche - Casal S. Brás, Alto Mira - Casal S. Brás II, Carriche - Arroja, Carriche - Quinta da Caldeira, Caneças - Arroja e Variante Interligação LA6078-LA6138 nas zonas urbanas de Odivelas, Loures e Lisboa.

Alternativas

1 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Arroja, Caneças-Arroja, Carriche-Quinta da Caldeira até ao apoio 26. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II.

2 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Arroja, Caneças-Arroja e Carriche-Quinta da Caldeira. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 permite a desmontar maior quantidade de rede aérea AT.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	2038

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	6 846	127	1 222	1 222	1 222	2 445
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**6 846**	**127**	**1 222**	**1 222**	**1 222**	**2 445**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos, conduzindo à sua recalendarização.

Ficha n.º 71 - Projeto Modif LN60 Coina-Ct Barreiro e Barreiro

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Promoção Ambiental
Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 617	1 328
Custos Totais	3 689	1 873

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 73	Ficha n.º 71

Motivação

Integração paisagística das linhas aéreas AT Coina-Central do Barreiro e Barreiro na zona urbana do Barreiro.

Alternativas

1	Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Coina - Central do Barreiro, entre o novo apoio n.º 23 e o PS Central do Barreiro. A linha aérea do Barreiro é para desmontar.
2	Passar cabo subterrâneo entre o novo apoio n.º 23 da linha Coina-Central do Barreiro e a SE do Barreiro. Desmontar as linhas aéreas do Barreio, e Coina-Central do Barreiro entre o novo apoio 23 e o PS Central do Barreiro.

Alternativa Selecionada

2
Para a mesma quantidade de rede a desmontar, a Alternativa 2 apresenta indicadores económicos mais interessantes.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	844

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	3 822	-	56	908	908	1 817
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 822**	**-**	**56**	**908**	**908**	**1 817**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 72 - Projeto Renov SPCC SE Felgueiras

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Felgueiras

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	559	97
Custos Totais	827	144

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 42	Ficha n.º 75	Ficha n.º 72

Motivação

Nível de risco inaceitável e com as seguintes necessidades:
URTAs e SP obsoletos e problemáticos, aumentando a fiabilidade de funcionamento das instalação, e dotando-as ainda de novas funcionalidades

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	28
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	858	683	144	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**858**	**683**	**144**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 73 - Projeto Renovação do SPCC da SE Lamaçães

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Braga

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	760	760
Custos Totais	1 125	1 125

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 73

Motivação

Nível de risco inaceitável e com as seguintes necessidades:
URTAs e SP obsoletos e problemáticos apresentando avarias e limitação de funcionalidades. Sem suporte de fabricante.

Alternativas

1	Substituição dos equipamentos atuais por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (0 a 100)	23,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 150	-	562	562	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 150**	**-**	**562**	**562**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 74 - Projeto Renovação do SPCC da subestação da Boavista

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	586	29
Custos Totais	867	43

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 53	Ficha n.º 78	Ficha n.º 74

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	27
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	904	825	43	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**904**	**825**	**43**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 75 - Projeto Renovação do SPCC SE Campo 24 de Agosto

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	642	642
Custos Totais	950	950

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 75

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	26
Índice de Saúde (0 a 100)	47,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	972	-	-	475	475	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**972**	**-**	**-**	**475**	**475**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Projeto inscrito no PDIRD-E 2020 com valor inferior a 500k€. O projeto foi atualizado e passa a integrar a intervenção no andar de AT da SE.

Ficha n.º 76 - Projeto Renovação do SPCC SE Campo Alegre

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 094	1 094
Custos Totais	1 620	1 620

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 76

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	26
Índice de Saúde (0 a 100)	47,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 642	-	-	486	1 134	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 642**	**-**	**-**	**486**	**1 134**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Projeto inscrito no PDIRD-E 2020 com valor inferior a 500k€, na verba de projetos não descritos individualmente. O projeto foi atualizado e passa a integrar a intervenção no andar de AT da SE.

Ficha n.º 77 - Projeto Renov SPCC SE Almeirim

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Almeirim

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	870	468
Custos Totais	1 288	693

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 82	Ficha n.º 77

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	19
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 314	594	693	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 314**	**594**	**693**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre oe PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 78 - Projeto Renov SPCC SE Sobreda

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	500	500
Custos Totais	740	740

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 98	Ficha n.º 88	Ficha n.º 78

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	36
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	753	-	-	296	444	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**753**	**-**	**-**	**296**	**444**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 79 - Projeto Renovação do SPCC da SE Brasil

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Setúbal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	646	646
Custos Totais	956	956

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 89	Ficha n.º 79

Motivação

Ausência de Funcionalidades Críticas

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	30
Índice de Saúde (0 a 100)	52,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	978	-	-	478	478	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**978**	**-**	**-**	**478**	**478**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 80 - Projeto Renovação do SPCC do PC Fanhões

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Loures

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	970	269
Custos Totais	1 436	398

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 100	Ficha n.º 91	Ficha n.º 80

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	27
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 482	1 037	398	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 482**	**1 037**	**398**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 81 - Projeto Renovação do SPCC do PC Trajouce

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Cascais

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 700	1 376
Custos Totais	2 516	2 036

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 92	Ficha n.º 81

Motivação

Unidade Remota Telecomandada, Sistemas de Protecção e Cartas obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	17
Índice de Saúde (0 a 100)	52,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 612	-	-	86	1 950	480
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 612**	**-**	**-**	**86**	**1 950**	**480**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Atualização do custo de investimento face à versão final do PDIRD-E 2020, após estudo de pormenor (in situ).

Ficha n.º 82 - Projeto Instalação do SPCC na SE Norte

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 055	655
Custos Totais	1 561	969

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 93	Ficha n.º 82

Motivação

Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	24
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 588	592	969	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 588**	**592**	**969**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Ficha n.º 83 - Projeto Renovação SPCC PC Moscavide

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Loures

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 771	1 771
Custos Totais	2 621	2 621

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 83

Motivação

SCC e SP (com falhas frequentes tendo já provocado disparo intempestivo) descontinuados e desenquadrado com o PTSE. SPs sem asssitência por parte do fabricante, sem capacidade de localização de defeitos, oscilografias ou religações

Alternativas

1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	24
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 680	-	1 311	1 311	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 680**	**-**	**1 311**	**1 311**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 84 - Projeto Renovação do SPCC SE Zambujal

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	685	685
Custos Totais	1 014	1 014

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 84

Motivação

SCC e SP (com falhas frequentes tendo já provocado disparo intempestivo) descontinuados e desenquadrado com o PTSE. SPs sem asssitência por parte do fabricante, sem capacidade de localização de defeitos, oscilografias ou religações

Alternativas

1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	27
Índice de Saúde (0 a 100)	52,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 037	-	-	507	507	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 037**	**-**	**-**	**507**	**507**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 85 - Projeto Renovação do SPCC da SE Porto de Lagos

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Portimão

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	950	950
Custos Totais	1 406	1 406

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 95	Ficha n.º 85

Motivação

Sistemas de Protecção AT obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC (componente AT).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	35,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 439	-	724	682	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 439**	**-**	**724**	**682**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Atualização do custo de investimento face à versão final do PDIRD-E 2020, após estudo de pormenor (in situ) identificado necessidade de adaptação de equipamentos de potência AT.

Ficha n.º 86 - Projeto Renovação do SPCC da SE Tavira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Tavira

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	660	330
Custos Totais	977	488

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 96	Ficha n.º 86

Motivação

Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. Instalação de Sistema de Monitorização de Arco Interno.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	30
Índice de Saúde (0 a 100)	53,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	999	-	-	-	488	488
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**999**	**-**	**-**	**-**	**488**	**488**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado.

Ficha nº 87 - Projeto ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos AT/MT)

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma:

Concelhos: Nacional (Data Centers)

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	6 835	6 260
Custos Totais	9 979	9 140

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 97	Ficha n.º 87

Motivação

Considerando a premência da redução das emissões de CO2 a nível global e a dependência externa de combustíveis fosseis, Portugal é um dos países que se coloca na linha da frente do combate às alterações climáticas, apresentando uma evolução acelerada com impacto determinante na rede de Distribuição, conforme expresso na estratégia do PNEC 2030 e roteiro de neutralidade carbónica 2050 (RNC2050). De forma a garantir a segurança do abastecimento, a rede elétrica de distribuição terá que dar resposta a estes novos desafios, nomeadamente o aumento da produção renovável distribuída, de perfil intermitente, e o incremento do consumo de novas cargas de comportamento menos preditivo, como a mobilidade elétrica.

A digitalização e a evolução tecnológica serão elementos essenciais para que o ORD consiga explorar a rede de uma forma mais ativa e inteligente, podendo manter a segurança de abastecimento mesmo nos cenários mais gravosos através da alteração da produção distribuída, utilização das reservas de energia nos sistemas de armazenamento da rede, a deslocação das cargas para períodos mais favoráveis ou a gestão das cargas menos prioritárias da rede através de incentivos ou por imposição.

Uma das ferramentas que se apresenta como essencial para responder aos desafios atuais e futuros do ORD é o sistema ADMS (Advanced Distribution Management System), que consiste numa plataforma de software que dá suporte transversal a toda a atividade desenvolvida pelo operador de rede de distribuição, oferecendo funções avançadas de monitorização, análise, controle, otimização, planeamento e treino, que permitem uma maior eficiência, confiabilidade e segurança na exploração das infraestruturas elétricas de distribuição. Esta plataforma inclui funções que automatizam o restabelecimento de energia após um incidente e que otimizam a performance da rede de distribuição.

Um ADMS, sendo um suite aplicacional, contempla de forma modular todas as funcionalidades necessárias à gestão da rede elétrica, permitindo na mesma aplicação agregar um sistema SCADA, um sistema de gestão de ocorrências (OMS), um sistema de gestão de equipas de trabalho (WFM). A utilização de um sistema único permite a captura de sinergias entre estas funções reduzindo a sua dependência de interfaces personalizadas. O ADMS dá também resposta à crescente proliferação de equipamentos de medição inteligente (EMI) e geração na baixa tensão, permitindo o controle destes aparelhos através da sua interface e uma gestão integrada da rede elétrica nos seus vários níveis de tensão.

A implementação de um ADMS representa os seguintes benefícios:
- Contribuição para a redução da pegada ambiental;
- Redução de impactos de incidentes e melhoria da qualidade de serviço;
- Maior rapidez na redução de tensão em caso de emergência;
- Integração com geração distribuída e micro redes;
- Possibilidade de integração de modelos de previsão;
- Redução de custos de infraestrutura tecnológica;
- Incremento de eficiência a nível organizacional;
- Redução de custos de penalizações por melhoria de indicadores de qualidade de serviço.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
ADMS (AT/MT)	851	3 552	2 997	2 716	-
ADMS (BT)	991	3 201	2 668	1 524	-
TOTAL	**1 842**	**6 753**	**5 665**	**4 240**	-

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Recalendarização dos valores anuais de investimento devido a atraso do procedimento do concurso internacional do projeto em consequência da demora da fase de estudo da solução. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 88 - Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma:

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 750	900
Custos Totais	5 550	1 332

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 98	Ficha n.º 88

Motivação

O conhecimento das principais variáveis do funcionamento e medidas na Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade) nomeadamente os valores das contagens em particular na rede MT e saídas de subestações, são um contributo essencial à implementação da transformação digital associado ao conceito de rede inteligente, possibilitando um mais preciso balanço energético, nomeadamente nas SE AT/MT, em coordenação com as plataformas centrais, disponibilizando novas funções e ferramentas viabilizando a análise e detecção de focos de perdas na RND, que tem impacto directo nos resultados da E-REDES.

No paradigma tecnológico atual o balanço energético é calculado com uma resolução mensal apesar de ter na sua base medidas de quarto de hora sendo que existem problemas quer de cobertura de telecontagem em todos os pontos no perímetro das zonas a analisar, como as saídas das Subestações, como ainda o estado de funcionamento de muita da telecontagem na MT nomeadamente em PTs não permite também a sua recolha e portanto integração no balanço.

Esta realidade encerra riscos associados quer à imprecisão originada no cálculo e no tempo necessário à constituição do balanço, com o consequente atraso nas acções são tomadas, possibilitando que infratores desativem dispositivos anti-fraude e sejam criadas dificuldades na sua análise e deteção.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	-	444	444	444	4 218
	TOTAL	**-**	**444**	**444**	**444**	**4 218**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 89 - Projeto Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma:

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 000	600
Custos Totais	1 480	888

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 99	Ficha n.º 89

Motivação

Os serviços de conetividade assegurados pelas redes de telecomunicações são um suporte essencial à transição energética, à transformação e criação de Redes Elétricas Inteligentes, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de eficiência, de qualidade e segurança no abastecimento de energia

O plano de criação de redundâncias de acesso a Subestações e Postos de Corte AT/MT contribuirá para uma infraestrutura de comunicações mais resiliente e, consequentemente, para uma qualidade de serviço superior, através da implementação de via de comunicação alternativa que garanta os serviços essenciais em caso de falha da via principal (rede de fibra ótica). Para este efeito, os links rádio de Feixes Hertzianos têm sido a solução técnica preferencial na criação das referidas redundâncias, em função da sua boa relação benefício/custo assim como pela rapidez da sua implementação.

Complementarmente, no âmbito da Agenda Digital Europeia, decorre um importante esforço de coordenação e alocação de espectro às futuras redes 5G, com as entidades reguladoras a decidir a libertação da faixa 1,5GHz para as novas redes e serviços digitais sem fios. Nesta conformidade, em articulação com a Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) e respetivos procedimentos de licenciamento e de definição dos prazos limite de migração, a E-REDES pretende adquirir novos feixes hertzianos com características melhoradas de largura de banda relativamente aos que se encontram atualmente em exploração e compatíveis com as faixas de frequências previstas no plano nacional de frequências gerido pela ANACOM.

A E-REDES prevê a operacionalização deste plano a partir de 2022, com uma cadência média de implementação de 6 links/ano, podendo surgir novas necessidades e outras prioridades em função das alterações na infraestrutura principal de suporte das comunicações (infraestrutura de cabos de fibra ótica), que acompanhará a evolução da rede AT.

A persecução deste projeto contempla os seguintes objetivos:
1 - Garantir redundância da infraestrutura de comunicações nas instalações onde esta se encontra limitada a um único caminho;
2 - Aumentar capacidade, respondendo à maior demanda de serviços e dados.

A persecução deste projeto representa os seguinte benefício:
1 – Aumento da disponibilidade dos serviços em instalações onde não existe redundância física de infraestrutura de comunicações. Para uma solução tipo, estima-se um aumento da disponibilidade dos serviços de 98,22% para 99,23%

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT	370	148	370	370	222
	TOTAL	**370**	**148**	**370**	**370**	**222**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, este projeto foi recalendarizado. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 90- Projeto Rede de Acesso Fase I

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma:

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	10 000	700
Custos Totais	14 800	1 036

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 22	Ficha n.º 100	Ficha n.º 90

Motivação

Os serviços de conetividade assegurados pelas redes de telecomunicações são um suporte essencial à transição energética, à transformação e criação de Redes Elétricas Inteligentes, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de eficiência, de qualidade e segurança no abastecimento de energia. A disponibilização de conetividade aos ativos da RND com elevada dispersão geográfica e às equipas no terreno é proporcionado pelas Redes de Acesso, constituídas por tecnologias sem fios, privativas e públicas, que de forma coordenada disponibilizam serviços de voz e de dados.

A exigência inerente à digitalização da RND e aos novos modelos da sua operação, requerem a evolução tenológica e da capacidade de serviço da Rede de Acesso, promovendo a renovação da tecnológica da infraestrutura privativa analógica VHF (> 30 anos) e a utilização de novos serviços disponibilizados pelo mercado, numa arquitetura flexível, capaz de capitalizar na evolução tecnológica 4G e 5G e no contributo das Redes públicas nacionais.

Nesta Fase I do plano de evolução, foi desenvolvido um piloto de Rede privativa em 4G, confirmando a sua adequação e principais critérios técnicos a considerar, iniciada a avaliação das oportunidades inerentes ao 5G, enquanto tecnologia e futura infraestrutura de suporte à Agenda Digital Europeia, obtida junto da ANACOM a autorização para a constituição do operador móvel privativo virtual E-REDES (PVNO), iniciado o procedimento que poderá conduzir à atribuição do espectro radioelétrico necessário à exploração de uma nova Rede privativa sem fios e encetado o concurso público para a aquisição da plataforma PVNO.

A persecução desta Fase I contempla o seguinte objetivo:

> Aquisição e exploração de uma plataforma PVNO, permitindo explorar a complementaridade das redes públicas, melhorando a qualidade individual dos serviços e a resiliência em situações de operação perturbada;
> Aquisição e integração de terminais para utilização de serviços de satélite, conferindo resposta aos casos de uso associados à continuidade do negócio e a localizações geográficas sem alternativa de serviço terrestre;

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede de Acesso Fase I - Bloco I	7 551	444	296	296	6 213
	TOTAL	**7 551**	**444**	**296**	**296**	**6 213**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Recalendarização devido a atraso na execução do projeto. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha nº 91 - Projeto Plataforma IoT

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações
Subprograma:

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 000	900
Custos Totais	2 960	1 332

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 101	Ficha n.º 91

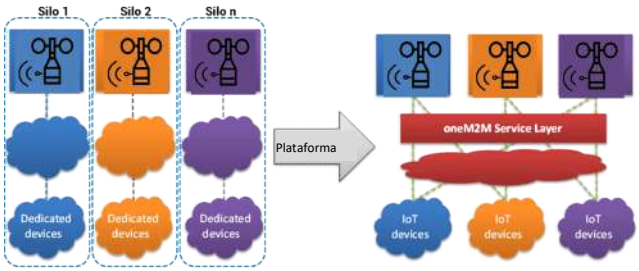
Motivação

A Digitalização da Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade), contributo essencial à implementação do conceito de rede inteligente, incorporará em escala e com um crescimento exponencial, o suporte a transações de informação, de débito e frequência variáveis, entre entidades aplicacionais e os mais diversos dispositivos e ativos da RND, constituindo assim um ambiente IIoT (Industrial Internet of things), que devidamente securizado irá alavancar novos modelos de operação da RND e de geração de eficiências operacionais.

A multiplicidade de casos de uso, o recurso a um variado portfolio de comunicações e a necessidade de assegurar um conjunto de funções transversais que possam assegurar, entre outras funções: uma arquitetura global flexível e escalável, a partilha da informação entre várias entidades aplicacionais, a independência do desenvolvimento aplicacional dos dispositivos e comunicações, segurança, autenticação, gestão lógica dos dispositivos, ...; exigem a criação de uma plataforma IoT que assegure as funções comuns necessárias, permitindo a evolução independente dos principais blocos funcionais, promovendo assim a inovação, a eficiência e ausência de lock-in a produtos e fornecedores.

A E-REDES preconiza a implementação de uma plataforma IoT, alinhada com os principais standards europeus e enquadrada com a sua arquitetura global, nomeadamente, prevendo a futura plataforma PVNO de conetividade gerida, uma arquitetura de segurança transversal, a portabilidade de infraestrutura (Clouds privadas ou públicas), a utilização de processos de automação, a arquitetura de Analytics e Data Lake e a alavancagem de novas API no suporte às novas dinâmicas no desenvolvimento aplicacional, facilitando e contribuindo para a viabilidade e eficiência dos casos de uso IoT.

O projeto adotará como referencia a normalização e recomendações europeias do OneM2M, adotando uma construção modular, promovendo, quando possível, tecnologias e componentes de software open-source.



Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Projeto Plataforma IoT	370	296	518	518	1 258
	TOTAL	**370**	**296**	**518**	**518**	**1 258**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Recalendarização devido a atraso no arranque do projeto. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 92 - Projeto Alimentação AT da SE Amarante

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Amarante e Celorico de Basto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 234	678
Custos Totais	1 755	964

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 43	Ficha n.º 102	Ficha n.º 92

Motivação

Redução de perdas na rede AT tranferindo a alimentação de consumos (SE Amarante) para uma linha 60kV unicamente receptora de produção (Felgueiras-Campanhó). Melhoria da qualidade de serviço à SE Amarante através da a alimentação AT em malha fechada.

Alternativas

1 Ligação da SE Amarante ao PdE Fafe (REN) através de 21km de linha 60kV dupla AA325.

2 Ligação em derivação da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras através de 6km de linha 60kV dupla AA325.

Alternativa Selecionada

2

Melhores indicadores económicos da alternativa 2 face à alternativa 1. Apesar da ligação em derivação, a opção por linha dupla na ligação a Felgueiras permitirá a prazo a evolução para anel e a eventual desmontagem da LN60 1466 Amarante-Felgueiras de 1955.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1 715 153
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	1 479	-	-	-	793	650
	Instalações AT/MT	318	-	-	-	171	140
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**1 798**	**-**	**-**	**-**	**964**	**790**
Benefícios (k€)	Perdas	2 517	-	-	-	-	4 729
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**2 517**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4 729**

Ano 0: 2026

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	1 160	3 860
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Para manter a concordância dos valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos na proposta final e decorrentes de alterações regulamentares e novas necessidades, o projeto foi recalendarizado. Atualizado o valor tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. A PNG foi recalculada no método probabilístico com a produção e atualizado em baixa os consumos da rede.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

Figura 1: Ligação em T da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras (Rede AT)

Ficha n.º 93 - Projeto Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Estremoz; Sousel

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 323	1 787
Custos Totais	4 686	2 521

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 77	Ficha n.º 103	Ficha n.º 93

Motivação

Redução de perdas na rede AT transferindo a alimentação da SE Maranhão para o PdE Estremoz (REN). Dificuldade de recurso da rede AT.

Alternativas

1 Ligação da SE Maranhão à SE Estremoz (RND) através da separação dos circuitos da linha dupla LN60 0078 Caeira-Estremoz.

2 Novo circuito 60kV AA325 do PdE Estremoz (REN) para a LN60 6514 até à localidade Casa Branca, sendo duplo no troço inicial até à localidade de Sousel. Desmontagem do troço da LN60 6154 entre a SE Estremoz e a localidade Casa Branca.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 apresenta o indicador económico mais satisfatório, é ainda a que tecnicamente melhor responde ao desenvolvimento da rede.

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	4 438 709
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	

(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	4 904	2 141	1 655	838	-	-
	Instalações AT/MT	56	25	19	10	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	**4 961**	**2 165**	**1 674**	**847**	**-**	**-**
Benefícios (k€)	Perdas	6 471	-	-	-	313	11 924
	END	-	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-			-
	TOTAL	**6 471**	**-**	**-**	**-**	**313**	**11 924**

Ano 0: 2024

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Verificando-se atraso na execução de alguns projetos de investimento deste programa que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, o projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2024. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 94 - Projeto Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Macedo de Cavaleiros

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 400	280
Custos Totais	2 000	400

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 37	Ficha n.º 106	Ficha n.º 94

Motivação

Estruturas do andar de 60kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV. SPCC obsoleto, com falta de funcionalidades, nível de risco igualmente inaceitável e sem capacidade de suportar a renovação dos equipamentos de potência.

Alternativas

1 Remodelação do andar AT da SE Macedo de Cavaleiros para a seguinte configuração: IB+2x(LN+TP). Renovação do SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	44
Índice de Saúde (0 a 100)	26,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 063	-	-	-	400	1 600
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 063**	**-**	**-**	**-**	**400**	**1 600**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Foi atualizado o valor deste projeto incorporando a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 95 - Projeto Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Braga, Vila Verde

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	425	425
Custos Totais	599	599

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 41	Ficha n.º 107	Ficha n.º 95

Motivação

O andar AT da SE São Martinho de Dume apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. Disjuntores e seccionadores dos painéis de 60kV e das baterias de condensadores em fim de vida útil e estruturas oxidadas.

Alternativas

1	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).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (0 a 100)	11,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	614	-	336	264	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**614**	**-**	**336**	**264**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, a reavaliação do índice de criticidade do projeto conduziu a um valor mais crítico o que motivou a sua antecipação. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 96 - Projeto Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alijó, Sabrosa, S.M. Penaguião, S.J. Pesqueira, Carrazeda de Anciães, Tabuaço

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 460	492
Custos Totais	3 542	708

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 35	Ficha n.º 111	Ficha n.º 96

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. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação dos equipamentos de potência.

Alternativas

1 Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, mantendo a configuração atual (AT: 2LN+2TP; MT: 3LN+IB+3LN+BC+TSARN). Renovação SPCC.

2 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. Renovação SPCC.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 é a alternativa menos onerosa e promove a substituição de dois TPs de fabrico antigo.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3 655	-	-	-	708	2 834
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 655**	**-**	**-**	**-**	**708**	**2 834**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto incorporando a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 97 - Projeto Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Arcos de Valdevez, Ponte da Barca

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	725	100
Custos Totais	1 022	141

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 33	Ficha n.º 112	Ficha n.º 97

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

1 Remodelação do andar MAT para Andar MAT com 2 paineis de LNAT + 1 painel TP, manter o atual TP 130/60/15kV, abater o TP 130/15kV e novo SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	73
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 062	881	141	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 062**	**881**	**141**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto implica, obrigatoriamente, a redistribuição das áreas afetas à E-REDES e à EDP Produção, estando esta ação neste momento condicionada e impossibilitada de ser levada a cabo pois está em curso o processo de reversão para o estado/APA da Central do Lindoso, gerido pela EDP Produção o que tem conduzido a atraso na sua finalização.

Ficha n.º 98 - Projeto Renovação LN30kV BGC, Macedo

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	571	571
Custos Totais	823	823

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 115	Ficha n.º 98

Motivação

Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.

Alternativas

1	Remodelação da linha 30kV Bragança, Macedo numa extensão de cerca de 15,4 km em 1x3x1 AA 160 mm².
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	62
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	834	-	248	575	-	-
TOTAL	**834**	**-**	**248**	**575**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 99 - Projeto Renovação LN30kV MCD, Bragança

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	588	176
Custos Totais	846	254

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 116	Ficha n.º 99

Motivação

Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.

Alternativas

1	Remodelação da linha 30kV Macedo de Cavaleiros, Bragança numa extensão de cerca de 17,2 km em 1x3x1 AA 90 mm².
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	50
Índice de Saúde (0 a 100)	64,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	858	-	-	-	254	592
TOTAL	**858**	**-**	**-**	**-**	**254**	**592**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 100 - Projeto Renovação LN30kV MCD, Moncorvo

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Alfândega da Fé e Macedo de Cavaleiros

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	556	167
Custos Totais	801	240

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 117	Ficha n.º 100

Motivação

Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.

Alternativas

1	Remodelação da linha 30kV Macedo de Cavaleiros, Moncorvo numa extensão de cerca de 14,6 km em 1x3x1 AA160 mm².
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	62
Índice de Saúde (0 a 100)	64,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	812	-	-	-	240	561
TOTAL	**812**	**-**	**-**	**-**	**240**	**561**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 101 - Projeto Renovação do andar 15 kV-SE Troviscoso

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Monção

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	610	122
Custos Totais	878	176

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 101

Motivação

Andar dos 15 kV globalmente de 1990 com barramento isoladores suporte em muio má condição, Estruturas e pórticos em muito mau estado e Operacionalidade de seccionadores em má condição.

Alternativas

1	Remodelação do andar 15kV - Barras
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	32
Índice de Saúde (0 a 100)	22,2
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	906	-	-	-	176	703
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**906**	**-**	**-**	**-**	**176**	**703**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 102 - Projeto Renovação andar AT e SPCC da SE Pevidém

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Guimarães

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 890	1 890
Custos Totais	2 695	2 695

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 102

Motivação

Andar MT de 1964 com isoladores em Má condição | Estrutras e Pórticos em Má condição | Seccionadores em Má Condição | SPCC: -Avarias e equipamento descontinuado; -Limitações de fabricante (instalação 24 Vcc)

Alternativas

1	Remodelação andar AT e SPCC
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	58
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 763	-	-	1 509	1 186	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 763**	**-**	**-**	**1 509**	**1 186**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 103 - Projeto Renov andar 60kV e 15kV SE M. Canaveses

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Marco de Canaveses

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 325	265
Custos Totais	1 915	383

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 103

Motivação

Disjuntores dos 60 kV globalmente de Óleo, de 2005 e com Muito Má condição.
Substituição SPCC - URTAs e SP obsoletos e problemáticos, ausencia de funcionalidades e sem suporte de frabricante
Remodelação do QMMT

Alternativas

1	Renov do andar 60kV, 15kV e SPCC
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	53
Índice de Saúde (0 a 100)	18,6
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 976	-	-	-	383	1 532
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 976**	**-**	**-**	**-**	**383**	**1 532**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 104 - Projeto Reabilitação da rede AT do Porto

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	3 954	515
Custos Totais	5 659	737

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 46	Ficha n.º 118	Ficha n.º 104

Motivação

Foi identificado com um nível de risco inaceitável, os cabos que interligam o posto de corte AT Circunvalação e as subestações, Boavista(Porto) e Monte do Burgos e os cabos que interligam as subestações Antas e a Campo 24 de Agosto. Os ativos identificados estão com perdas de óleo e encontram-se ao serviço desde 1964, 1974 e 1975, respetivamente. Foram também identificados com um risco inaceitável, no posto de corte AT Circunvalação e nas subestações Boavista(Porto), Monte dos Burgos e Antas os disjuntores que apresentam derrame de óleo e os seccionadores com mau estado de operação.

Alternativas

1 Substituição de todos os ativos, cabos e equipamentos nas instalações identificadas, mantendo o conceito de funcionamento em malha fechada.

2 Conceito bloco cabo – transformador, que permite que uma subestação equipada com 2 transformadores seja ligada a 2 injectores diferentes.

Alternativa Selecionada

2
O conceito bloco cabo – transformador, permite que uma subestação equipada com 2 transformadores seja ligada a 2 injetores diferentes por uma questão de fiabilidade. Esta solução permite eliminar os andares de 60kV das subestações Boavista(Porto) e Monte dos Burgos.
Para adoção desta solução é necessário estabelecer um novo circuito subterrâneo a 60 kV entre o PC Prelada e a SE Boavista (4 km 1x3x1 LXHIOLE400), efetuar a interligação de cabos junto das instalações para permitir que os

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	58
Índice de Saúde (0 a 100)	15,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 468	2 066	309	-	-	-
Instalações AT/MT	3 412	2 856	428	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**5 880**	**4 922**	**737**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2023. Orçamento atualizado em sede de projeto de execução.

Ficha n.º 105 - Projeto Renovação andar 15 kV SE Matosinhos

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 688	338
Custos Totais	2 409	482

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 120	Ficha n.º 105

Motivação

Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço. SPCC não suporta renovação de equipamentos de potência MT.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 15kV. Renovação SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	60
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 485	-	-	-	482	1 927
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 485**	**-**	**-**	**-**	**482**	**1 927**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto incorporando a substituição do andar MT, a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 106 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Mosteirô

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 750	1 750
Custos Totais	2 496	2 496

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 122	Ficha n.º 106

Motivação

Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço. SPCC com registo de avarias e falta de funcionalidas, não suporta renovação de equipamentos de potência MT.

Alternativas

1 Remodelação integral do andar 15kV. Renovação do SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	22
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 558	-	1 397	1 098	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 558**	**-**	**1 397**	**1 098**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, a reavaliação do índice de criticidade do projeto conduziu a um valor mais crítico o que motivou a sua antecipação. A revisão do projeto considerou a atualização dos níveis de risco dos equipamentos e os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 107 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	250	50
Custos Totais	353	71

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 123	Ficha n.º 107

Motivação

Avaliado nível de risco inaceitável dos seccionadores e disjuntores AT da subestação Vila do Conde. Os seccionadores encontram-se com uma deficiente operacionalidade.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Substituição de seccionadores e TI AT.

Alternativa Selecionada

2
Torna-se menos oneroso cingir a intervenção aos equipamentos de potência cujo nível de risco é avaliado como inaceitável.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	68
Índice de Saúde (0 a 100)	22,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	364	-	-	-	71	282
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**364**	**-**	**-**	**-**	**71**	**282**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). A revisão do projeto considerou a atualização dos níveis de risco dos equipamentos e os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 108 - Projeto Renovação do Andar AT da SE Custóias

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	305	61
Custos Totais	430	86

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 49	Ficha n.º 124	Ficha n.º 108

Motivação

Avaliado nível de risco inaceitável dos seccionadores e disjuntores AT da subestação Custóias. Os seccionadores e os isoladores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Substituição de seccionadores e disjuntores AT; substituição de DST dos TP e instalação de novos DST de linha AT.

Alternativa Selecionada

2
Torna-se menos oneroso cingir a intervenção aos equipamentos cujo nível de risco é avaliado como inaceitável.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	54
Índice de Saúde (0 a 100)	31,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	444	-	-	-	86	344
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**444**	**-**	**-**	**-**	**86**	**344**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). A revisão do projeto limitou a intervenção aos equipamentos com nível de risco inaceitável, reduzindo o investimento especificado no PDIRD-E 2020.

Ficha n.º 109 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Esgueira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Aveiro

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 480	296
Custos Totais	2 123	425

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 50	Ficha n.º 126	Ficha n.º 109

Motivação

Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 15kV na subestação Esgueira, os seccionadores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.

Alternativas

1	Ampliação do andar MT (Quadro Normacel existente) para a configuração IB+2x(TP+TSA/RN+BC+6LMT)
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (0 a 100)	35,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 190	-	-	-	425	1 698
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 190**	**-**	**-**	**-**	**425**	**1 698**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 110 - Projeto Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 513	390
Custos Totais	3 549	551

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 47	Ficha n.º 127	Ficha n.º 110

Motivação

Foi identificado com um nível de risco inaceitável, os cabos qua alimentam à tensão de 60kV a subestação Campo 24 de Agosto desde 1975, os ativos em causa encontram-se com perdas de óleo.

Alternativas

1 Substituição de cabos com isolamento impregnados a óleo por cabos com isolamento seco.

2 Conceito bloco cabo – transformador, permite a uma subestação equipada com 2 transformadores, seja ligada a 2 injectores diferentes.

Alternativa Selecionada

2
O conceito bloco cabo – transformador, permite a uma subestação equipada com 2 transformadores, seja ligada a 2 injectores diferentes por uma questão de fiabilidade.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	47
Índice de Saúde (0 a 100)	40,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	3 538	2 879	529	-	-	-
Instalações AT/MT	146	119	22	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 684**	**2 998**	**551**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2023. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 111 - Projeto Renov andar 60 kV-SE S. João da Madeira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: São João da Madeira

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	850	170
Custos Totais	1 199	240

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 111

Motivação

Foi identificado com risco inaceitável o barramento, os isoladores e os seccionadores da subestação de São João da Madeira, que apresentam um elevado estado de degradação.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (0 a 100)	16,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 237	-	-	-	240	959
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 237**	**-**	**-**	**-**	**240**	**959**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 112 - Projeto Renovação andar AT da SE Aveiro

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Aveiro

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 100	220
Custos Totais	1 551	310

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 112

Motivação

Foi identificado com risco inaceitável os pórticos, os isoladores e os seccionadores da subestação de Aveiro, que apresentam um elevado estado de degradação.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	45
Índice de Saúde (0 a 100)	23,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 600	-	-	-	310	1 241
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 600**	**-**	**-**	**-**	**310**	**1 241**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 113 - Projeto Estudo rede AT/MT SE SJulião e VilaRobim

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Figueira da Foz

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 488	368
Custos Totais	2 143	529

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 61	Ficha n.º 129	Ficha n.º 113

Motivação

A SE São Julião apresenta estado generalizado de degradação nos componentes do andar AT, do andar MT e do SPCC, conduzindo à necessidade da remodelação integral da SE.

Alternativas

1 Renovação integral dos andares AT e MT e do SPCC da SE S. Julião

2 Desactivação da atual SE São Julião, desmantelamento da LN60 1370 Vila Robim-S.Julião, ampliação da SE Vila Robim (novo andar MT e SPCC em novo edifício) em substituição de São Julião.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 permite a desmontagem de linha AT em fim de vida útil estabelecida em zona urbana. O estabelecimento do novo quadro em novo edifício mitiga o risco de falha integral da SE Vila Robim. A desactivação da SE S.Julião permite a alienação do terreno com benefício do projeto.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	40
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 833	1 335	438	-	-	-
Rede MT	383	279	92	-	-	-
TOTAL	**2 216**	**1 614**	**529**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjunturaatual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2023.

Ficha n.º 114 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Alegria

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Coimbra

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 135	1 135
Custos Totais	1 648	1 648

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 63	Ficha n.º 131	Ficha n.º 114

Motivação

Identificada a necessidade de renovação do andar MT (15kV) da SE Alegria devido ao seu estado de degradação.

Alternativas

1	Instalação de novo QMMT 15kV e novo SPCC na SE Alegria.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	57
Índice de Saúde (0 a 100)	11,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 689	-	923	725	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 689**	**-**	**923**	**725**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 115 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Seia

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Seia

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 500	500
Custos Totais	3 604	721

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 62	Ficha n.º 132	Ficha n.º 115

Motivação

Identificada a necessidade de renovação do andar AT da SE Seia devido ao seu estado de degradação.

Alternativas

1	Substituição dos elementos obsolentos e em mau estado do andar AT da SE Seia
2	Remodelação integral do andar AT da SE Seia, com redução de 10 painéis de linha AT para 8 dado que, com a entrada em serviço da SE Manteigas, serão libertados 2 painéis.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 permite remodelação do andar AT com base no projeto tipo de subestações com benefício: Segurança em caso de incêndio dos TP; circulação no PEA; configuração (projeto tipo).

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	52
Índice de Saúde (0 a 100)	29,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3 719	-	-	-	721	2 883
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 719**	**-**	**-**	**-**	**721**	**2 883**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Face ao PDIRD-E 2020, o valor deste projeto foi revisto em alta uma vez que foram identificadas necessidades adicionais decorrentes da degradação dos ativos.

Ficha n.º 116 - Projeto Renovação andar AT e MT da SE Candosa

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Tábua

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	970	194
Custos Totais	1 414	283

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 116

Motivação

Identificada a necessidade de renovação parcial do andar MT e do andar AT da SE Candosa devido ao estado de degradação de alguns activos.

Alternativas

1 Substituição dos seguintes activos: disjuntores MT; disjuntores AT dos painéis de TP; estruturas metálicas da aparelhagem AT; tendidos, derivações e isoladores de barramento adjacentes aos TP's; pintura e beneficiação do TP I; SPCC.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	16,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 459	-	-	-	283	1 131
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 459**	**-**	**-**	**-**	**283**	**1 131**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 117 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Alfarelos

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Soure

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	853	171
Custos Totais	1 240	248

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 117

Motivação

Identificada a necessidade de renovação do andar MT (15kV) da SE Alfarelos devido ao seu estado de degradação.

Alternativas

1	Instalação de novo QMMT 15kV e novo SPCC na SE Alfarelos.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	19
Índice de Saúde (0 a 100)	18,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 280	-	-	-	248	992
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 280**	**-**	**-**	**-**	**248**	**992**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 118 - Projeto Renovação do andar AT da SE Entroncamento

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Entroncamento

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 250	250
Custos Totais	1 802	360

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 70	Ficha n.º 136	Ficha n.º 118

Motivação

Condição técnica do andar AT da SE Entroncamento: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento.

Alternativas

1	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.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	48
Índice de Saúde (0 a 100)	15,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 859	-	-	-	360	1 441
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 859**	**-**	**-**	**-**	**360**	**1 441**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 119 - Projeto Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Marinha Grande

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 660	2 660
Custos Totais	3 850	3 850

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 137	Ficha n.º 119

Motivação

Condição técnica do andar 30 kV da SE AT/MT Marinha Grande: idade avançada dos activos; celas de alvenaria contaminadas por incêndio, assim como respetivas unidades de protecção (bastidores SCCP abertos); degradação dos elementos de 30 kV.

Alternativas

1	Remodelação integral do SPCC e do andar 30kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	32
Índice de Saúde (0 a 100)	14,7
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3 646	-	-	579	3 041	-
Rede MT	232	-	-	37	194	-
TOTAL	**3 878**	**-**	**-**	**616**	**3 234**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto incorporando novo edifício para o andar MT, a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 120 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Pombal

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Pombal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 340	1 060
Custos Totais	1 929	1 526

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 71	Ficha n.º 139	Ficha n.º 120

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

1	Substituição seccionadores AT e reconfiguração do andar AT segundo o projeto-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.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	42
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	221	44	118	49	-	-
Instalações AT/MT	1 793	359	962	397	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 014**	**403**	**1 080**	**446**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 121 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 350	1 350
Custos Totais	1 944	1 944

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 140	Ficha n.º 121

Motivação

Remodelação do andar AT devido ao estado de degradação dos seus equipamentos. Substituição de Disjuntores, Seccionadores e TIs.

Alternativas

1	Substituição de Disjuntores, Seccionadores e TIs.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	49
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	145	-	-	79	62	-
Instalações AT/MT	1 849	-	-	1 010	793	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 993**	**-**	**-**	**1 089**	**855**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 122 - Projeto Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Abrantes e Tomar

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 234	454
Custos Totais	1 740	639

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 141	Ficha n.º 122

Motivação

Renovar linha AT construída maioritariamente em 1954 e resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores a outras linhas e obstáculos.

Alternativas

1 Substituição dos condutores da linha entre a SE Zêzere e o apoio nº 49 e construção de novo traçado linha mista até à SE Olho de Boi.

2 Construção de uma nova linha ZÊZERE - OLHO BOI por um novo traçado e desmontagem da linha existente.

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 tem um custo menor e apresenta menor risco de execução.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	68
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 856	1 101	316	323	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 856**	**1 101**	**316**	**323**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento).

Ficha n.º 123 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE ANDRINOS

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	850	850
Custos Totais	1 230	1 230

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 123

Motivação

Condição técnica do Andar AT da SE Andrinos: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos estruturais do barramento e painéis;

Alternativas

1	Substituição da totalidade dos equipamentos e estruturas de todos os painéis de 60 kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	35
Índice de Saúde (0 a 100)	13,1
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 261	-	689	541	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 261**	**-**	**689**	**541**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 124 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Carrascal

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Benavente

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	670	134
Custos Totais	967	193

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 124

Motivação

Condição técnica do Andar AT da SE Carrascal: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; má condição de operação;

Alternativas

1	Substituição de disjuntores e seccionadores.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	48
Índice de Saúde (0 a 100)	27,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	998	-	-	-	193	774
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**998**	**-**	**-**	**-**	**193**	**774**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 125 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Azóia

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	680	136
Custos Totais	978	196

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 125

Motivação

Condição técnica do Andar AT da SE Azóia: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento;

Alternativas

1	Substituição de seccionadores e de estruturas de suporte ao barramento.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	30,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	255	-	-	-	49	197
Instalações AT/MT	755	-	-	-	146	585
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 009**	**-**	**-**	**-**	**196**	**782**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 126 - Projeto Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Amadora

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 595	319
Custos Totais	2 316	463

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 145	Ficha n.º 126

Motivação

Má condição/Desempenho em instalação com equipamentos de 1960.

Alternativas

1	Remodelação integral do SPCC e do andar 10kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	55
Índice de Saúde (0 a 100)	36,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 921	-	-	-	372	1 490
Rede MT	468	-	-	-	91	363
TOTAL	**2 389**	**-**	**-**	**-**	**463**	**1 852**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Atualização do custo do projeto, face à versão final do PDIRD-E 2020, após estudo de pormenor (in situ).

Ficha n.º 127 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Portagem

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 345	269
Custos Totais	1 981	396

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 92	Ficha n.º 146	Ficha n.º 127

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. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação de equipamentos de potência MT.

Alternativas

1	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Portagem. Renovação do SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (0 a 100)	36,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 784	-	-	-	346	1 383
Rede MT	260	-	-	-	50	202
TOTAL	**2 044**	**-**	**-**	**-**	**396**	**1 585**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, a reavaliação do índice de criticidade do projeto conduziu a um valor mais crítico o que motivou a sua antecipação. Foi atualizado o valor deste projeto incorporando a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 128 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Seixal

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Seixal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 275	255
Custos Totais	1 851	370

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 91	Ficha n.º 147	Ficha n.º 128

Motivação

QMMT 15kV Efacec-N1300, com disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores lascados. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação de equipamentos de potência MT.

Alternativas

1	Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Seixal. Renovação do SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (0 a 100)	33,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 702	-	-	-	330	1 320
Rede MT	208	-	-	-	40	161
TOTAL	**1 910**	**-**	**-**	**-**	**370**	**1 481**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Face ao previsto no PDIRD-E 2020, a reavaliação do índice de criticidade do projeto conduziu a um valor mais crítico o que motivou a sua antecipação. Foi atualizado o valor deste projeto incorporando a renovação do SPCC e tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 129 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Cascais

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 430	881
Custos Totais	3 510	1 272

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 85	Ficha n.º 148	Ficha n.º 129

Motivação

Andar AT em final de vida útil. URTAs e SP obsoletos e problemáticos.

Alternativas

1	Subst. 6 disj. de painel; subst. DST TP1, TP2 e em 5 painéis de linha; subst. contactos de secc. terra; retirar bobine tampão; beneficiar isoladores de suporte barr. AT; subst. mangas de cabos de electrificação de painel. Substituição do SPCC.
2	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. Substituição do SPCC.

Alternativa Selecionada

2
A Alternativa 2 preconiza a intervenção sinérgica nas componentes de potência e ASE da SE Alcoitão, reduzindo custos de execução. O disjuntor interbarras e a protecção diferencial selectiva de barramento resultam dos critérios do sub-programa Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	49
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3 604	2 234	1 270	-	-	-
Rede MT	7	5	3	-	-	-
TOTAL	**3 611**	**2 238**	**1 272**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Revisão do custo do projeto, face à versão final do PDIRD-E 2020, durante a fase de execução.

Ficha n.º 130 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Quimiparque

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	400	400
Custos Totais	578	578

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 149	Ficha n.º 130

Motivação

Condição técnica do andar AT da SE Quimiparque: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; Disjuntores a óleo em estado avançado de degradação.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	592	-	-	323	254	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**592**	**-**	**-**	**323**	**254**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento). Revisão do custo do projeto, face à versão final do PDIRD-E 2020, após estudo de pormenor (in situ).

Ficha n.º 131 - Projeto Renovação do andar 60 kV do PC Piedade

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 700	1 700
Custos Totais	2 440	2 440

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 150	Ficha n.º 131

Motivação

Condição técnica do PC Piedade: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; Andar 60kV em estado avançado de degradação.

Alternativas

1	Remodelação integral do andar 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	45
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	578	-	316	248	-	-
Instalações AT/MT	1 924	-	1 051	826	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 502**	**-**	**1 367**	**1 074**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento).

Ficha n.º 132 - Projeto Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 585	1 585
Custos Totais	2 282	2 282

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 86	Ficha n.º 151	Ficha n.º 132

Motivação

Andar AT de 1965 com isoladores em Má condição. Orgãos de seccionamento estão descontinuados e envelhecidos oferecendo resistência à manobra. Andar 15kV de 1985 com isoladores, Estrutras, Pórticos, e Seccionadores em Má Condição.

Alternativas

1	60kV intervir em 6PNLN+IB+2PNTP: subst secc linha, subst secc barr, subst ligadores barr, retirar secc bypass, colocar secc terra, subst TT's barr, TT's e TI's linha.
2	Realização da alternativa 1 e adicionalmente realizar substituição do QMMT 15kV.

Alternativa Selecionada

2
Dado que se avaliam com índice de risco inaceitável o andar 60kV e 15kV da SE Sobreda, toma-se como pertinente a sua execução conjunta, beneficiando de sinergias tecnico-económicas.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	11,7
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 192	-	-	1 198	941	-
Rede MT	148	-	-	81	63	-
TOTAL	**2 340**	**-**	**-**	**1 278**	**1 004**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Decorrente da avaliação da condição dos ativos, identificou-se a necessidade de intervir nos andares de 60 kV (Fase 1) e 15 kV da SE Sobreda (Fase 2). Dado que se espera obter sinergias técnico-económicas na realização simultânea dos dois projetos a sua programação está alinhada. A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, conduziu à recalendarização dos projetos (diferimento).

Ficha n.º 133 - Projeto Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	325	325
Custos Totais	468	468

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 87	Ficha n.º 152	Ficha n.º 133

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

1	Remodelação do Andar 30kV
2	Não intervir no barramento 30kV e proceder à conversão de dois clientes para 15kV. O cliente que permanece ligado tem iniciado processo de conversão para ligação em AT, quando concluído desactiva-se o andar 30kV.

Alternativa Selecionada

1
Após estudo de pormenor (in situ), conclui-se que a alternativa 1 se revela economicamente mais vantajosa.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	36
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	406	-	-	222	174	-
Rede MT	74	-	-	40	32	-
TOTAL	**480**	**-**	**-**	**262**	**206**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Após estudo de pormenor (in situ), concluiu-se que a alternativa 1 se revela menos onerosa que a alternativa 2. O quadro 30kV a instalar, permite a conversão futura para 15kV, pelo que não se compromete a longo prazo a estratégia de uniformização dos níveis de tensão no concelho de Almada.

Ficha n.º 134 - Projeto Renovação do andar MT da SE Laranjeiro

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 130	463
Custos Totais	1 627	667

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 89	Ficha n.º 153	Ficha n.º 134

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

1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Laranjeiro.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	43
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 471	846	587	-	-	-
Rede MT	200	115	80	-	-	-
TOTAL	**1 670**	**961**	**667**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2023. Foi atualizado o valor deste projeto após estudo de pormenor (in situ).

Ficha n.º 135 - Projeto Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Vila Franca de Xira

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 568	546
Custos Totais	2 210	771

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 155	Ficha n.º 135

Motivação

Resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores da linha AT Póvoa-Cimpor a construções e promover a integração paisagística das linhas AT nas imediações da SE Póvoa.

Alternativas

1	Modificação (p/ cabo subt.) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 4. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho.
2	Modificação (linha mista) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 6. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho.

Alternativa Selecionada

2
A alternativa 2 permite melhor integração da rede no meio urbano, reduzindo a sobreposição da rede aérea com os edifícios existentes.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	47
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	2 360	1 440	389	382	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 360**	**1 440**	**389**	**382**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2024.

Ficha n.º 136 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Castro Marim

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 100	220
Custos Totais	1 584	317

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 156	Ficha n.º 136

Motivação

SPCC, as URTAs e SPs estão obsoletos, pelo que existe um risco não desprezável que o desgaste dos equipamentos possa traduzir-se em avarias com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço. Unidades Proteção obsoletas e integradas a fio para a URT.

Alternativas

1 Novo SPCC e Sistema de MAI. Solução prevê a substituição do QMMT do Barramento 1.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	27
Índice de Saúde (0 a 100)	35,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 635	-	-	-	317	1 267
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 635**	**-**	**-**	**-**	**317**	**1 267**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 137 - Projeto Renov/ andar 60 kV e 15 kV-SE Albufeira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Albufeira

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 300	2 300
Custos Totais	3 312	3 312

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 108	Ficha n.º 158	Ficha n.º 137

Motivação

Andares AT e MT da SE Albufeira com condição degradada e nível de risco inaceitável. SPCC com igual nível de risco e sem possibilidade de suportar a renovação dos equipamentos de potência.

Alternativas

1	Remodelação integral dos Andares AT e MT da SE Albufeira. Renovação do SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (0 a 100)	15,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	3 395	-	-	1 855	1 457	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 395**	**-**	**-**	**1 855**	**1 457**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	No PDIRD-E 2020 identificou-se a necessidade de intervenção no andar de 60kV da SE Albufeira. Na mais recente avaliação da condição dos ativos identificou-se a necessidade de intervir, também, no andar de 15kV e no SPCC. Assim, o orçamento do projeto foi revisto em alta. A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento).

Ficha n.º 138 - Projeto Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	660	264
Custos Totais	931	372

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha nº 112	Ficha n.º 161	Ficha n.º 138

Motivação

Linha originalmente da RNT cedida para exploração AT desde 2003, em fim de vida útil. Troço de 17,5km cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórias a necessitarem de substituição total.

Alternativas

1 Renovação da actual linha com substituição de acessórios, de isoladores e reabilitação de apoios.

2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	66
Índice de Saúde (0 a 100)	62,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	952	-	-	93	279	558
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**952**	**-**	**-**	**93**	**279**	**558**

Ano 0: 2026

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto (diferimento), mantendo-se no entanto a data prevista de conclusão.

Ficha n.º 139 - Projeto Renovação do andar 60 kV do PC Mata

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Seixal

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 100	1 100
Custos Totais	1 602	1 602

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 139

Motivação

URTA e SP obsoletos e problemáticos. A instalação apresenta três disjuntores 60 kV globalmente de óleo, de 1988, com Muito Má condição.

Alternativas

1	Substituição dos actuais equipamentos de SPCC e substituição dos disjuntores P506; P508; P510 (HPGEs + OPs).
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	34
Índice de Saúde (0 a 100)	13,7
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 618	-	347	1 256	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 618**	**-**	**347**	**1 256**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 140 - Projeto Renovação andar 60 kV e 15 kV SE Lagos

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Lagos

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 745	1 745
Custos Totais	2 513	2 513

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 140

Motivação

Os andares 60 kV e 15 kV da SE Lagos apresentam um nível de risco avaliado como inaceitável. O SPCC apresenta igual nível de risco e não suportará a renovação dos equipamentos de potência.

Alternativas

1	Remodelação integral do Andar AT e MT. Renovação do SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	7,2
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 576	-	1 407	1 106	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 576**	**-**	**1 407**	**1 106**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 141 - Projeto Renovação andar 60 kV e 15 kV-SE Tavira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Tavira

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	840	168
Custos Totais	1 210	242

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 141

Motivação

Os andares 60 kV e 15 kV da SE Tavira apresentam um nível de risco avaliado como inaceitável.

Alternativas

1	Remodelação integral do Andar AT e MT.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	40
Índice de Saúde (0 a 100)	46,9
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 248	-	-	-	242	968
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 248**	**-**	**-**	**-**	**242**	**968**

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este projeto não consta do PDIRD-E 2020 dado que aquando da sua elaboração o seu índice de criticidade era inferior ao das instalações selecionadas, não se justificando a sua inclusão. Para esta proposta de atualização de Plano, o índice de criticidade do projeto foi recalculado apresentando um valor mais crítico, o que justifica sua inclusão.

Ficha n.º 142 - Projeto Renovação LN60kV 1228 Avanca-Bamiso

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito

Concelhos: Estarreja

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	580	330
Custos Totais	818	465

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 162	Ficha n.º 142

Motivação

Linhas 60kV Avanca-ECE e Avanca-Bamiso subdimensionadas à corrente de curto-circuito.

Alternativas

1	Estabelecimento de linha aérea dupla entre a SE Avanca e ap56 da LN60 1457, com interligação à SCI Bamiso e SCI ECE.
2	Nova Linhas SE EcoParque-ECE + SE EcoParque-Bamiso. Reforço da linha Vista Alegre-Bamiso.

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 tem menores custos e simplifica a exploração da rede.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	48
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	834	353	465	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**834**	**353**	**465**	**-**	**-**	**-**

Ano 0: 2023

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2023.

Ficha n.º 143 - Projeto Nova SE Manteigas e LAT Sabugueiro-Dest

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito

Concelhos: Manteigas e Seia

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 633	1 999
Custos Totais	3 767	2 859

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 163	Ficha n.º 143

Motivação

Sub-dimensionamento à corrente de curto-circuito das linhas AT Seia-AH Desterro e Seia-Sabugueiro. Transferência da transformação AT/MT para o centro de cargas, na localidade de Manteigas, com melhoria de perdas e qualidade de serviço.

Alternativas

1 Desmontagem das linhas AT existentes e construção de nova linha 60kV dupla AA325 entre a SE Seia e a Central Desterro e a SE Sabugueiro, com troço subterrâneo à saída da SE Seia.

2 Nova SE 60/15 20MVA na localidade de Manteigas, alimentada em anel na LnAT Belmonte-Seia, desactivação da transformação na SE Sabugueiro e LnAT Desterro. Alimentação das centrais Sabugueiro e Desterro na LnAT Belmonte-Seia através do PCAT Sabugueiro.

Alternativa Selecionada

2
Alternativa 2 é a alternativa mais eficiente economicamente e que melhora o ordenamento do território pela redução de linhas AT.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	48
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 149	268	271	574	-	-
Instalações AT/MT	2 580	602	607	1 288	-	-
Rede MT	162	38	38	81	-	-
TOTAL	**3 891**	**908**	**916**	**1 943**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso no início de execução deste projeto que se prende com a aquisição do terreno (processo em curso) o projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2024.

Ficha n.º 144 - Projeto Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo

Tipo de investimento: Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 185	1 185
Custos Totais	1 671	1 671

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 164	Ficha n.º 144

Motivação

Troço de linha aérea subdimensionado à potência de curto-circuito trifásico.

Alternativas

1	Substituição da linha aérea existente em condutor AA125 por nova linha aérea com condutores AA325 adequados à corrente curto-circuito.
2	Substituição de linha aérea por linha subterrânea 2x3x1 LXHIOLE 400 adequadà à corrente curto-circuito, em meio urbano.

Alternativa Selecionada

2
Dada a localização em meio urbano foram previstos constrangimentos ao estabelecimento de nova linha aérea na freguesia de Carnide, tendo-se optado pela alternativa subterrânea.

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	1 716	-	1 003	668	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1 716**	**-**	**1 003**	**668**	**-**	**-**

Ano 0: 2024

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Verificando-se atraso na execução deste projeto que se prendem com atrasos no fornecimento de equipamentos motivados pela conjuntura atual, este projeto foi recalendarizado diferindo-se o seu término para o ano de 2024.

Ficha n.º 145 - Projeto Renovação LN15kV CDS-O. Hospital I

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Arganil, Oliveira do Hospital e Tábua

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	606	606
Custos Totais	872	872

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 145

Motivação

Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Oliveira do Hospital I.

Alternativas

1 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.

2 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, através do enterramento parcial da linha MT (alternativa de resiliência superior).

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 apresenta um custo substancialmente menor (o acréscimo do custo da alternativa de resiliência superior é cerca de 40%).

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	892	-	125	187	560	-
TOTAL	**892**	**-**	**125**	**187**	**560**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Ficha n.º 146 - Projeto Renovação LN15kV CDS-O. Hospital II

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Oliveira do Hospital e Tábua

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	889	889
Custos Totais	1 280	1 280

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 146

Motivação

Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Oliveira do Hospital II.

Alternativas

1 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.

2 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, através do enterramento parcial da linha MT (alternativa de resiliência superior).

Alternativa Selecionada

1
A alternativa 1 apresenta um custo substancialmente menor (o acréscimo do custo da alternativa de resiliência superior é cerca de 40%).

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	27
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	1 303	-	112	292	876	-
TOTAL	**1 303**	**-**	**112**	**292**	**876**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Ficha n.º 147 - Projeto Renovação LN15kV CDS-V Pouca Beira

Tipo de investimento: Específico
Cenário de Evolução de Consumos: Central
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Arganil e Oliveira do Hospital

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	1 146	1 146
Custos Totais	1 650	1 650

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 147

Motivação

Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Vila Pouca da Beira.

Alternativas

1	Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada

1

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

	Características do ativo
Idade do Ativo (anos)	42
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)

(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)

	Atualizado ano 0	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	1 682	-	162	372	1 116	-
TOTAL	**1 682**	**-**	**162**	**372**	**1 116**	**-**

Ano 0: 2025

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Ficha n.º 148 - Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Investimento Inovador
Subprograma: Monitorização e sensorização da rede

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	21 843	21 843
Custos Totais	32 328	32 328

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 24	Ficha n.º 166	Ficha n.º 148

Motivação

O DTC (Distribution Transformer Controller) na arquitetura concebida pela E-REDES, no âmbito do projeto InovGrid, desempenha a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com os equipamentos de contagem inteligentes - EMI. 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 2021-2025 pretende-se instalar cerca de 42.296 DTC em Postos de Transformação com o duplo objetivo de dar cobertura de comunicações aos contadores inteligentes (EMI) 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 EMI 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);
- 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 de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Instalação de DTC	-	22 200	10 128	-	-
	TOTAL	**-**	**22 200**	**10 128**	**-**	**-**

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Projeto reforçado em 2,5M€ no período 2023-2025 face ao PDIRD-E 2020. Para esta necessidade de reforço contribuiu o abandono da solução Gateway PLC Prime em detrimento da solução DTC, devido ao aumento do risco operacional, decorrente da necessidade de desenvolvimento do produto à medida dos requisitos e arquitetura utilizada nos PTD, e à perda de funcionalidades exigidas para a operação da rede. Foi também identificada a necessidade de capturar medidas e alarmística em PTD não previstos no PDIRD-E 2020 Proposta Final. Este alargamento do projeto está alinhado com a necessidade crescente de supervisão e controlo das redes, essenciais para a transição energética. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

ANEXO D – CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS A REALIZAR NO PERÍODO 2023-2025

Página em branco

Ficha n.º 1 (INE) - Subprograma Analytics 4 Distribution

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Analytics 4 Distribution

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 730
Custos Totais	2 422

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 114	Ficha n.º 1 (INE)	Ficha n.º 1 (INE)

Motivação

A E-REDES tem como objetivos o desenvolvimento de ferramentas e competências na área de analítica, inteligência artificial e machine learning; implementação de novas formas de reporte e KPIs operacionais e qualidade de informação; e uma solução de reporting baseada em dashboards e biblioteca de KPIs, numa lógica de *self-service* .

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:
• analítica de dados comerciais de suporte a ação proativa de disponibilizar informação valiosa para o Cliente;
• desenvolvimento de tecnologia para validação e previsão de dados para planeamento de redes baseado em métodos probabilísticos;
• otimização contínua do ciclo de vida e respetivo custo dos ativos AM/MT baseada em informação sobre a sua condição, risco e performance;
• avaliação sistemática das necessidades a longo prazo de Capex e Opex para diferentes níveis de risco e performance;
• modelos preditivos de suporte a uma gestão otimizada da vegetação e respetivas faixas de proteção e de gestão de combustível;
• desenvolvimento de modelos de previsão para uma exploração otimizada da rede a partir de previsão de condições operacionais;
• sistema de análise avançada de incidentes na rede através da monitorização e automação, para uma gestão integrada da rede AT/MT/BT;
• modelos preditivos e analítica avançada para deteção de fraudes.

Um dos exemplos de aplicação é a criação de modelos para análise e previsão da condição dos ativos críticos - transformadores AT/MT, Linhas AT, Disjuntores AT - no que concerne a tempos de vida, índice e saúde, índices de risco, probabilidades de falha e na produção de *insights* para uma gestão otimizada dos ativos nas vertentes de investimento, manutenção e antecipação de falha nas operações.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	223	259	300	-
Rede MT	-	467	543	630	-
Rede BT	-	562	654	758	-
TOTAL	**-**	**1 252**	**1 456**	**1 688**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 2 (INE) - Subprograma Aquisições Diretas

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Aquisições Diretas

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 431
Custos Totais	1 431

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 113	Ficha n.º 2 (INE)	Ficha n.º 2 (INE)

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 de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	154	154	154	-
Rede MT	-	323	323	323	-
Rede BT	-	389	389	389	-
TOTAL	**-**	**866**	**866**	**866**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Alteração da política de financiamento da aquisição (substituição gradual do regime de aluguer por aquisição).

Ficha n.º 3 (INE) - Subprograma Assets

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Assets

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	5 170
Custos Totais	7 238

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Fichas n.º 118 e 119	Ficha n.º 3 (INE)	Ficha n.º 3 (INE)

Motivação

O subprograma de *Assets* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão dos ativos da rede de distribuição, desde o levantamento da necessidade até ao abate, incluindo a gestão de imobilizado (informação técnico/contabilistica), e terá como principais eixos de atuação os seguintes:

• Otimização contínua do ciclo de vida útil dos ativos AT e MT, com base em informação sobre a sua condição, risco e desempenho, através da reformulação das metodologias de análise do custo do ciclo de vida dos ativos e com base em ferramentas de *Analytics*, assegurando o suporte tecnológico associado à obtenção da Certificação ISO 55.000.
• Avaliação sistemática das necessidades de longo prazo de investimento e manutenção para diferentes níveis de risco e desempenho, através do desenvolvimento de modelos que avaliem a condição e risco dos ativos críticos, prevendo a evolução temporal da sua condição e risco de falha, e de modelos de avaliação do risco de falha dos ativos e do sistema em regime perturbado.
• Gestão otimizada de faixas de proteção / combustível de linhas aéreas, apoiada em modelos preditivos de avaliação do risco, através de sistema aplicacional contendo modelo de crescimento da vegetação, apoiando a calendarização de intervenções.
• Critérios e metodologias de gestão de ativos BT alinhados com as melhores práticas, através do desenvolvimento de ferramentas de analítica suportada pelos dados recolhidos pelas *smartgrids* (EMI e DTC), facilitando a identificação de necessidades de intervenção de manutenção/beneficiação de redes BT, e redefinindo os modelos de desenvolvimentos das redes que permita alargar a certificação ISO 55.000 à rede BT.

Será por via deste Subprograma de *Assets* que se assegurará 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 de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	762	801	772	-
Rede MT	-	1 601	1 682	1 621	-
Rede BT	-	1 926	2 024	1 950	-
TOTAL	**-**	**4 289**	**4 506**	**4 343**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Ajuste da capacidade equipa de produto, implementação do roadmap "refactoring apps GE" (projeto não descrito individualmente) e transferência do SITRD (projeto não descrito individualmente) de Network Operations para o subprograma Assets. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 4 (INE) - Subprograma Data Hub

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Data Hub

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 087
Custos Totais	1 522

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 114	Ficha n.º 4 (INE)	Ficha n.º 4 (INE)

Motivação

Com o crescimento exponencial do volume de dados torna-se imperativo garantir a segurança dos dados, criar soluções de integração de informação de uma forma estruturada e normalizada, garantir uma Gestão de Dados ajustada à realidade da empresa e o cumprimento de imposições regulamentares, assegurando a proteção de dados em linha com RGPD e regulamento ICS/ICV.

Este subprograma constitui o instrumento de gestão da arquitetura de informação (Modelo de Dados Unificado) e dos controlos para a coerência, consistência e a qualidade dos dados, sendo o veículo de definição e implementação da estratégia, políticas e procedimentos de gestão e governo de dados.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:
• recolha e processamento de dados, internos e externos, relevantes para a atividade do ORD;
• fornecimento de informação pública para a promoção da eficiência energética através de plataformas de open data;
• facilitação de serviços de rede através de plataformas de dados dedicadas;
• plataforma de partilha de dados bidirecional com o ORT para a gestão global do sistema;
• consolidação de informação core através de armazenamento, processamento e qualidade de dados.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	160	168	162	-
Rede MT	-	337	354	341	-
Rede BT	-	405	425	410	-
TOTAL	**-**	**902**	**947**	**913**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 5 (INE) - Subprograma Digital Efficiency

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Digital Efficiency

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	559
Custos Totais	782

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 115	Ficha n.º 5 (INE)	Ficha n.º 5 (INE)

Motivação

O subprograma *Digital Efficiency* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte aos processos corporativos e transversais com foco na eficiência empresarial.

No âmbito da digitalização e automação de fluxos de trabalho uma das áreas de intervenção será na otimização de processos com RPA (*robotic process automation*) e ferramentas de process mining para monitorizar processos críticos (identificar comportamentos, tendências e padrões).

Enquadrado neste subprograma está ainda prevista a implementação de um conjunto de iniciativas de incorporação de ferramentas digitais nos sistemas, nomeadamente: *agile management, design thinking*, ferramentas colaborativas e de produtividade, comunidades virtuais.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	82	86	83	-
Rede MT	-	173	182	175	-
Rede BT	-	208	219	211	-
TOTAL	**-**	**463**	**487**	**469**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Este subprograma corresponde ao subprograma Corporativos & Transversais do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 6 (INE) - Subprograma Digital Platforms

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Digital Platforms

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	1 819
Custos Totais	2 546

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 121	Ficha n.º 6 (INE)	Ficha n.º 6 (INE)

Motivação

Este subprograma pretende ser o veículo de implementação de produtos digitais ágeis via mVPs (*minimum viable products*), aplicações *low-code*, APIs e outras, em várias temáticas e com forte impacto na estratégia digital da organização e com potencial para a sua transformação.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:
• plataforma de gestão de multi-serviços interativos para reforço da cooperação com os municípios no tema smart cities;
• desenvolvimento de API para disponibilização de *webservices* aos *stakeholders*, fornecendo informação valiosa de forma proativa;
• modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações com vista à digitalização da troca de informação no terreno;
• ferramentas de assistentes virtuais para otimização de operações de gestão de vegetação.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	256	269	296	-
Rede MT	-	537	565	623	-
Rede BT	-	647	679	749	-
TOTAL	**-**	**1 440**	**1 513**	**1 668**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 7 (INE) - Subprograma Field Services

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Field Services

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	3 891
Custos Totais	5 447

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 117	Ficha n.º 7 (INE)	Ficha n.º 7 (INE)

Motivação

O subprograma de *Field Services* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à gestão das operações no terreno (*field workforce management*) tendo em vista maximizar a sua eficiência através da digitalização e automação de fluxos de trabalho tendo como principais eixos de atuação:
• Modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações, através da incorporação numa única aplicação de diferentes fontes de informação, com vista à otimização de agendamentos com clientes e rotas de execução de Ordens de Trabalho.
• Agilização da execução de operações por via da robotização e desmaterialização, através de: acesso, recolha e atualização de informação no terreno automatizada, georreferenciada, com imagens e integrada diretamente nos sistemas centrais, eliminando a documentação física no terreno; suporte do backoffice através de novas ferramentas de interação e assistência virtual em tempo real; orçamentação de forma automática pedidos de ligação à rede; utilização de ambientes simulados para efeitos de formação e certificação de trabalhadores de operações de terreno complexas.
• Monitorização em tempo real de execução das operações através de: monitorização automática do desempenho das equipas; monitorização das equipas no terreno em tempo real (via utilização de câmaras, sensores de queda) para assegurar o cumprimento de regras de segurança; controlo de acesso às instalações técnicas; rastreabilidade de materiais e equipamentos.

No terreno, os 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. 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.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	452	661	644	-
Rede MT	-	949	1 389	1 353	-
Rede BT	-	1 142	1 671	1 628	-
TOTAL	**-**	**2 542**	**3 721**	**3 624**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Considerada uma nova solução de mobilidade de suporte à gestão das operações no terreno. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 8 (INE) - Subprograma Markets

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Markets

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	5 932
Custos Totais	8 305

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Fichas n.º 116 e 120	Ficha n.º 8 (INE)	Ficha n.º 8 (INE)

Motivação

O subprograma *Markets* compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão do ciclo comercial do ORD e de gestão dos dados de energia, desde o processamento de dados de energia até à faturação, cobrança e gestão da dívida. O objetivo é gerir a relação com os agentes do setor elétrico, prestando-lhes apoio nas vertentes técnica e comercial do negócio elétrico, reforçando o papel de facilitador de mercado.

Ao nível da atividade de gestão de energia pretende-se continuar a 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*.

Principais linhas de desenvolvimento:
• introdução de regras adicionais de validação;
• fornecimento de dados de leituras e consumos;
• integração de dados das EMI nas leituras.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	875	919	886	-
	Rede MT	-	1 837	1 930	1 860	-
	Rede BT	-	2 210	2 322	2 238	-
	TOTAL	**-**	**4 921**	**5 170**	**4 984**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Ajuste da capacidade da equipa de produto para fazer face a alterações regulatórias. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 9 (INE) - Subprograma Network Operations

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Network Operations

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	4 053
Custos Totais	5 674

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 118	Ficha n.º 9 (INE)	Ficha n.º 9 (INE)

Motivação

O subprograma *Network Operations* compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de planeamento da rede e à atividade de condução da rede.

No âmbito do planeamento da rede pretendemos continuar a aprofundar o planeamento com base em métodos probabilísticos, incorporar mecanismos de flexibilidade, automatizar o processo de viabilidade de ligações de produção e consumo, e evoluir para a identificação automática de redes problemáticas e oportunidades de melhoria (e.g. sistema de georeferenciação de avarias, realização sistemática de balanços de energia nas redes).

No domínio da condução da rede temos como principais vetores de atuação os seguintes:
• Desenvolvimento de modelos de previsão para exploração otimizada da rede, através: de utilização de previsões de consumo, produção distribuída e outras fontes de dados relevantes (ex.: condições meteorológicas); de mecanismos de controlo distribuído de regulação de tensão e QEE; de mecanismos de otimização do fluxo de potência reativa e de *Self-Healing* na rede MT.
• Incorporação de mecanismos de gestão de procura e produção como fontes de flexibilidade para gestão da rede, através da: gestão integrada de recursos distribuídos, do controlo em tempo real da nova produção distribuída em AT, MT e BT; do controlo em tempo real da nova potência de carregamento de veículos elétricos na rede pública; do controlo de potência de carga (gestão da procura); algoritmos de contratualização em mercado das flexibilidades para gestão da rede.
• Monitorização e automatização para gestão ativa e integrada das redes AT, MT e BT, através: sistema integrado de gestão da rede AT/MT/BT com capacidades de DMS, OMS e WFM (ADMS); sistema DERMS (*Distributed Energy Resources Management System*) permitindo em tempo real a interação com recursos distribuídos; análise avançada e automática de incidentes na rede; sistema de treino de operadores em ambiente *Smart-Grid*.
• Plataforma de partilha bidireccional de informação com o TSO: partilha de dados agregados de previsão, e em tempo real, de geração e carga; partilha bidirecional de dados sobre indisponibilidades de ativos; comunicação em tempo real sobre necessidades da rede de transporte em emergência; treino conjunto de operadores; monitorização da estabilidade dinâmica e transitória da rede.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	597	628	605	-
Rede MT	-	1 255	1 318	1 271	-
Rede BT	-	1 510	1 586	1 529	-
TOTAL	**-**	**3 362**	**3 532**	**3 405**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	De forma a manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre a proposta final de PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 proposta final decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, a verba associada a este subprograma foi revista em baixa nesta proposta de atualização de PDIRD-E 2020 (-0,7 M€ no período 2023-2025, a custos primários). Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 10 (INE) - Subprograma Plataformas, Segurança e Risco

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Plataformas, Segurança e Risco

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	3 935
Custos Totais	5 509

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 123	Ficha n.º 10 (INE)	Ficha n.º 10 (INE)

Motivação

O subprograma Plataformas, Segurança e Risco compreende fundamentalmente o desenvolvimento das plataformas tecnológicas no âmbito do processo de convergência das atividades IT/OT e dos sistemas necessários ao cumprimento dos regulamentos sobre cibersegurança.

Neste contexto pretende-se promover tecnologias, plataformas, aplicações e infraestruturas que assegurem a agilidade, a performance, eficiência e segurança do ecossistema IT/OT.

Por seu lado, com as crescentes preocupações de prevenção e segurança contra ciberataques, o tema da cibersegurança constitui cada vez mais uma fonte de iniciativas de adaptação dos sistemas de informação, assente nos seguintes princípios:
• *Security and privacy by design* em todas as novas soluções e tecnologias, através de: adoção dos critérios definidos e divulgados pela Organização para o envolvimento da Equipa de Cibersegurança (ECS) nos projetos e iniciativas, garantindo sistematização na análise de risco e na incorporação de segurança nas soluções e tecnologias; arquiteturas de referência, projetos tipo, sistemas de qualificação e concursos suportados nos requisitos de Cibersegurança;
• Deteção e resposta a incidentes, ameaças e vulnerabilidades de Cibersegurança, através de: gestão de ameaças e incidentes com base em threat intelligence e *information sharing* com parceiros nacionais e internacionais; plataforma de monitorização transversal direcionada a tecnologias operacionais com recurso a *machine learning/ artificial intelligence* (AI) e analítica avançada para apoio / automatização das capacidades de previsão, deteção, decisão e reação.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	674	576	526	-
Rede MT	-	1 416	1 211	1 105	-
Rede BT	-	1 704	1 457	1 329	-
TOTAL	**-**	**3 794**	**3 244**	**2 960**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Evolução da arquitetura de sistemas críticos (novo domínio business critical) e transferência dos projetos B/OSS, DataCenter Automation e Evolução da arquitetura. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 11 (INE) - Subprograma Selfcare & Channels

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Selfcare & Channels

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	3 027
Custos Totais	4 237

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 121	Ficha n.º 11 (INE)	Ficha n.º 11 (INE)

Motivação

A Distribuição de Energia revela 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 agile) enquanto produtos, escaláveis, seguros, flexíveis e adequados a um processo de inovação contínua.

Pretendemos implementar uma visão da relação com os nossos Clientes através da oferta de serviços de eficiência energética, contribuir para 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.

Em suma, o subprograma de *Selfcare & Channels* tem como foco 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.

Apresentamos de seguida alguns exemplos de serviços e novas funcionalidade:
• Autarquias – (e.g. aprovação dos pedidos no Portal das Autarquias); plataformas de gestão de redes de Iluminação Pública multisserviços
• Clientes residenciais/Cidadãos - criação de canais de messaging para uma interação mais conveniente e digital; disponibilização da sequência de eventos (cronológica), interações e operações efetuadas; consulta e acesso de diagramas de carga; disponibilização remota de informação associada à EMI em diferentes time-frames; alargar a disponibilização de informação proativa (e.g. SMS, APP) sobre eventos (e.g. “Sabemos que está sem energia”, Interrupções Programadas) e relação contratual (adequabilidade da potência contratada); Gamificação de serviços para maior adesão a iniciativas do ORD.
• Clientes empresariais - disponibilização de informação de QST adaptada às necessidades (e.g. informação sobre continuidade e qualidade onda)
• Comercializadores – Partilha de toda a informação relevante para a gestão da relação com o consumidor.
• Novos *stakeholders* - alargamento da oferta de serviços digitais (e.g. ESE, operadores de PCVE, condomínios, institucionais, entidades públicas, agregadores, instituições sociais)

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	446	469	452	-
Rede MT	-	937	984	949	-
Rede BT	-	1 128	1 185	1 142	-
TOTAL	**-**	**2 511**	**2 638**	**2 543**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Ajuste da equipa de produto face aos desafios: FOCUS, balcão digital, autarquias, jornadas de cliente, e suporte à transformação digital da empresa. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 12 (INE)- Subprograma Smartgrids

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Smartgrids

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	3 716
Custos Totais	5 202

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 120	Ficha n.º 12 (INE)	Ficha n.º 12 (INE)

Motivação

O subprograma Smartgrids tem como âmbito principal a gestão e operação da infraestrutura AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) de recolha de dados de energia e sistemas conexos.

Os projetos de TI de suporte à implementação do desenvolvimento e deployment das smartgrids têm como principais objetivos maximizar os benefícios 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.

A evolução aplicacional associada às *smartgrids* prevê efetuar a adequação das atuais soluções em produção e futuras de modo a garantir a sua resiliência, flexibilidade, escalabilidade e maior eficiência e disponibilidade (ex.: MegaDTC, SmartIP, ...). Adicionalmente, garantir agilidade para suporte a projetos pilotos de âmbito nacional, europeu e/ou internacional"

Ainda neste contexto, de referir a implementação de um conjunto de iniciativas com o objetivo de dar cumprimento ao Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	540	579	559	-
Rede MT	-	1 133	1 217	1 174	-
Rede BT	-	1 364	1 464	1 412	-
TOTAL	**-**	**3 037**	**3 260**	**3 145**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Enquadramento de novos projetos não descritos individualmente associados ao desenvolvimento de redes inteligentes. Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 13 (INE) - Projeto ADMS

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Network Operations

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	964	689
Custos Totais	1 350	964

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 13 (INE)	Ficha n.º 13 (INE)

Motivação

Considerando a premência da redução das emissões de CO2 a nível global e a dependência externa de combustíveis fosseis, Portugal é um dos países que se coloca na linha da frente do combate às alterações climáticas, apresentando uma evolução acelerada com impacto determinante na rede de Distribuição, conforme expresso na estratégia do PNEC 2030 e roteiro de neutralidade carbónica 2050 (RNC2050).
De forma a garantir a segurança do abastecimento, a rede elétrica de distribuição terá que dar resposta a estes novos desafios, nomeadamente o aumento da produção renovável distribuída, de perfil intermitente, e o incremento do consumo de novas cargas de comportamento menos preditivo, como a mobilidade elétrica.
A digitalização e a evolução tecnológica serão elementos essenciais para que o ORD consiga explorar a rede de uma forma mais ativa e inteligente, podendo manter a segurança de abastecimento mesmo nos cenários mais gravosos através da alteração da produção distribuída, utilização das reservas de energia nos sistemas de armazenamento da rede, a deslocação das cargas para períodos mais favoráveis ou a gestão das cargas menos prioritárias da rede através de incentivos ou por imposição.
Uma das ferramentas que se apresenta como essencial para responder aos desafios atuais e futuros do ORD é o sistema ADMS (*Advanced Distribution Management System*), que consiste numa plataforma de software que dá suporte transversal a toda a atividade desenvolvida pelo operador de rede de distribuição, oferecendo funções avançadas de monitorização, análise, controle, otimização, planeamento e treino, que permitem uma maior eficiência, confiabilidade e segurança na exploração das infraestruturas elétricas de distribuição. Esta plataforma inclui funções que automatizam o restabelecimento de energia após um incidente e que otimizam a performance da rede de distribuição.
Este projeto tem uma componente de investimento específico e uma componente de investimento não específico, sendo que a componente do investimento não especifico está relacionada com integrações com sistemas satélite IT.

Alternativa Selecionada

Um ADMS, sendo um suite aplicacional, contempla de forma modular todas as funcionalidades necessárias à gestão da rede elétrica, permitindo na mesma aplicação agregar um sistema SCADA, um sistema de gestão de ocorrências (OMS), um sistema de gestão de equipas de trabalho (WFM). A utilização de um sistema único permite a captura de sinergias entre estas funções reduzindo a sua dependência de interfaces personalizadas. O ADMS dá também resposta à crescente proliferação de equipamentos de medição inteligente (EMI) e geração na baixa tensão, permitindo o controle destes aparelhos através da sua interface e uma gestão integrada da rede elétrica nos seus vários níveis de tensão.

Descrição dos Benefícios

A implementação de um ADMS representa os seguintes benefícios:
- Contribuição para a redução da pegada ambiental;
- Redução de impactos de incidentes e melhoria da qualidade de serviço;
- Maior rapidez na redução de tensão em caso de emergência;
- Integração com geração distribuída e micro redes;
- Possibilidade de integração de modelos de previsão;
- Redução de custos de infraestrutura tecnológica;
- Incremento de eficiência a nível organizacional;
- Redução de custos de penalizações por melhoria de indicadores de qualidade de serviço.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	124	124	124	62	-
Rede MT	261	261	261	131	-
Rede BT	314	314	314	157	-
TOTAL	**700**	**700**	**700**	**350**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 14 (INE) - Projeto B/OSS

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Plataformas, Segurança e Risco

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	413	303
Custos Totais	578	424

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 14 (INE)	Ficha n.º 14 (INE)

Motivação

A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conetividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.
Pela sua dimensão, especialidade tecnológica e heterogeneidade, a plataforma digital requer a execução de práticas de gestão operacional, em escala, adequadas à permanente garantia da sua performance, integridade e segurança (e.g., análise e correlação de logs de performance em tempo real, auditoria de configurações, difusão e instalação de firmware, automação de diagnósticos, análise preditiva de falhas, gestão de capacidade, e outras).

Assim, as operações e controlos que são permanentemente executados na plataforma digital requerem ferramentas e processos especializados, que pela sua função de suporte, são designados nos standards e frameworks como Operational Support Systems (OSS).
Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital, a E-REDES tem em curso o desenvolvimento das suas atuais capacidades OSS, designadamente:
• Evolução da monitorização de serviços aplicacionais críticos em Cloud;
• Correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema;
• Automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica.

Este projeto tem uma componente de investimento específico e uma componente de investimento não específico, sendo que a componente de investimento não especifico está relacionada com a dinamização da gestão integrada do portefólio de projetos e gestão de serviços OT.
Nota: Este projeto representa um investimento recorrente que acompanha a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços.

Alternativa Selecionada

A E-REDES preconiza a adoção de *standards*, boas práticas e *frameworks* de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados à realidade tecnológica apresentada na secção anterior, tomando assim como referência os princípios e as linhas de atuação emanados pelo TMForum, ITIL e ISO, capitalizando nas sinergias inerentes à sua adoção generalizada e à oferta competitiva de ferramentas compatíveis.

Descrição dos Benefícios

A plataforma OSS assegura a disponibilidade, performance e integridade das ferramentas de negócio, com o consequente benefício de garantia e segurança do abastecimento

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	50	87	25	25	-
Rede MT	105	183	52	52	-
Rede BT	126	220	63	63	-
TOTAL	**280**	**490**	**140**	**140**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 15 (INE) - Projeto ClearSky

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Assets; Network Operations

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	2 424	551
Custos Totais	3 394	771

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Fichas n.º125/126/133	Ficha n.º 15 (INE)	Ficha n.º 15 (INE)

Motivação

A orientação para a *Cloud* – Projeto *ClearSky* - é a fundação base e o motor de inovação para o programa de transformação digital que a E-REDES está a empreender. Os recursos disponibilizados pela *Cloud* potenciam a padronização e automação do ambiente de TI, a utilização de API abertas, a utilização facilitada de plataformas digitais seguras e de interfaces humanas digitais (realidade aumentada e voz), a análise de dados, a implementação de soluções baseadas em inteligência artificial e *machine learning*.
A estratégia digital da E-REDES confere um papel importante, mas não exclusivo, à *Cloud* pública e ao investimento na reengenharia e transformação de aplicações para capturar os benefícios plenos da utilização da *Cloud*.
O plano de migração das aplicações para a *Cloud* atenderá à estratégia de agrupamento e categorização em clusters de aplicações, ao enquadramento do tipo de migração com as atividades do negócio do ORD e ao custo/benefício por aplicação. A priorização do processo será efetuada mediante as funcionalidades, o risco para o negócio, a segurança e a implementação técnica associadas a cada *cluster*.
Imposições tecnológicas dos principais fornecedores das aplicações aliadas a um processo de reflexão estratégica determinaram a opção pela migração para a *Cloud* da generalidade dos sistemas informáticos de suporte às atividades de *Assets*, *Data Hub* e *Network Operation*s.

Alternativa Selecionada

A migração de aplicações poderá ter uma abordagem diferenciada consoante a sua complexidade e antiguidade tecnológica, a sua criticidade para o negócio podendo ir de uma simples migração (*lift-and-shift*), ou de pequenas mudanças para otimizar a utilização de recursos (e.g. bases de dados – *replatform*), até uma reconstrução profunda da arquitetura (*refactoring*) ou até um descomissionamento e substituição total da aplicação (*retire*).

Descrição dos Benefícios

Os benefícios associados à *Cloud Computing* são:
(1) maior agilidade (*time to deployment*, escalabilidade e fiabilidade)
(2) redução de custos (aquisição, manutenção, licenças, atualização de servidores e espaço de armazenamento)
(3) maior qualidade de serviço (disponibilidade, time response, performance, *self-healing*)
(4) maior segurança (integridade, confidencialidade)
(5) potencia inovação (serviços sofisticados para *bigdata* e *machine learning*)

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	846	249			-
Rede MT	1 777	523			-
Rede BT	2 138	629			-
TOTAL	**4 760**	**1 400**	**-**	**-**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 16 (INE) - Projeto DataCenter Automation & DR

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Plataformas, Segurança e Risco

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	386	110
Custos Totais	540	154

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 16 (INE)	Ficha n.º 16 (INE)

Motivação

Pretende-se evoluir a gestão operacional e a manutenção das infraestruturas de DataCenter da E-REDES, em linha com os standards, boas práticas e frameworks de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados a esta realidade tecnológica, através do desenvolvimento paralelo das capacidades de orquestração, automação e de recuperação de desastre, potenciadoras de um serviço de suporte tecnológico com flexibilidade, performance e resiliência reforçadas.

A evolução da infraestrutura de *Disaster Recover* assegura conformidade com os RTOs (*Recovery Time Objective*) e RPOs (*Recovery Point Objective*) definidos para cada sistema e aplicação, tendo por base a análise de impacto no negócio (BIA - *Business Impact Analysis*) realizada pela E-REDES no âmbito da gestão do seu Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio (SGCN).

Alternativa Selecionada

A pertinência da evolução descrita na secção anterior decorre complementarmente do Plano de Recuperação Tecnológico, que visa adequar e melhorar a estratégia de recuperação das atividades críticas da E-REDES, com base nos respetivos processos de negócio e na análise dos sistemas de informação críticos numa situação de desastre.

Descrição dos Benefícios

A automação do DataCenter permite uma orquestração mais eficiente e dinâmica da infraestrutura existente, uma exploração mais resiliente a falhas e erros humanos, e maior agilidade no aprovisionamento de recursos computacionais. Relativamente à última, alavancará as seguintes capacidades:
1. análise e normalização dos servidores e elaboração de catálogo standard de oferta de serviços de computação;
2. desenho e execução de forma alternativas de aprovisionamento de capacidade (e.g., uso de cloud privada);
3. integração transparente de recurso em cloud pública com os recursos on-premise de forma a agilizar o aprovisionamento de capacidade.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	124	37	12	-	-
Rede MT	261	78	26	-	-
Rede BT	314	94	31	-	-
TOTAL	**700**	**210**	**70**	**-**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 17 (INE) - Projeto Evolução da Arquitetura

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Plataformas, Segurança e Risco

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	496	165
Custos Totais	694	231

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 17 (INE)	Ficha n.º 17 (INE)

Motivação

A Digitalização da Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade), contributo essencial à implementação do conceito de rede inteligente, incorpora uma crescente necessidade de executar novo código aplicacional no ambiente distribuído da RND, em coordenação com as plataformas centrais, disponibilizando novas funções, como sejam, a título indicativo, novas funções de automação distribuída, analítica aplicada à sensorização de ativos, suporte a sistemas de realidade aumentada, sondas e processamento de segurança, e outros.

A implementação de uma arquitetura evolutiva assegura uma visão estratégica para a organização, definindo os processos, as tecnologias e as soluções que promovem a modernidade do ecossistema, a transposição de limitações existentes, e uma resposta de agilidade e eficiência às necessidades do negócio, em alinhamento com os modelos de referência de arquitetura tecnológica.

Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital e da arquitetura IT/OT de referência, a E-REDES irá desenvolver um conjunto de iniciativas, de onde se destacam:
• A "Architecture Decoupling", que permite segregar os papéis e funcionalidades dos sistemas e aplicações, maximizando a sua performance, e endereçando os desafios como o RGPD e da Cibersegurança. Em conjunto com a APIzação das plataformas, promoverá a standardização das interfaces e a agilização de novas interligações e/ou serviços.
• Desenvolvimento de repositório de gestão de Arquitetura IT/OT, nomeadamente a constituição de um inventário e modelação da arquitetura nas seguintes vertentes: estratégia, capacidades, processos, entidades lógicas, sistemas, tecnologias e infraestruturas. Esta iniciativa consiste na análise das ferramentas de mercado, desenvolvimento de prova de conceito (PoC) e aquisição da ferramenta adequada, assegurando também o alinhamento com a ferramenta de gestão de processos e de repositório tecnológico (OSS).

Alternativa Selecionada

Considerando a acelerada proliferação do ecossistema descrito na seção anterior, altamente heterogéneo, complexo e interdependente, torna-se imperativa a implementação de uma arquitetura IT/OT evolutiva e de alcance transversal, que confira suporte à estratégia digital e à satisfação dos requisitos de negócio.

Descrição dos Benefícios

O presente projeto permitirá a execução da estratégia estabelecida para a evolução da arquitetura tecnológica da organização, alavancando os recursos existentes e projetando as necessidades futuras da organização, acautelando as exigências de desempenho, disponibilidade e segurança.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	149	50	25	-	-
Rede MT	314	105	52	-	-
Rede BT	377	126	63	-	-
TOTAL	**840**	**280**	**140**	**-**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	Custos totais atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Ficha n.º 18 (INE) - Subprograma Data Hub – Serviços a Ativos

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos
Subprograma: Data Hub – Serviços a Ativos

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2023-2025
Custos Primários	4 793
Custos Totais	6 710

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 18 (INE)

Motivação

Tendo em conta a necessidade operacional de conhecer a localização geográfica dos ativos da E-REDES, é fundamental que a cartografia local da plataforma SIT-RD seja atualizada sempre que seja efetuada alguma nova adição ou modificação ao cadastro de rede, atividade essa que é desempenhada pelas áreas de ativos da empresa.
Assim sendo, este subprograma inclui as tarefas relacionadas com o levantamento e atualização de toda a informação técnica em SIT-RD relativas aos vários elementos de rede aérea ou subterrânea, em formato compatível com o modelo de dados da aplicação, com vista ao estudo da rede existente e/ou ao estabelecimento de ligações para alimentação de clientes

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	721	721	721	-
Rede MT	-	1 515	1 515	1 515	-
Rede BT	-	1 823	1 823	1 823	-
TOTAL	**-**	**4 060**	**4 060**	**4 060**	**-**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	

Ficha n.º 19 (INE) - Projeto Digital Energy Center

Tipo de investimento: Não Específico
Programa de Investimento: Edifícios e outras construções
Subprograma:

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2023-2025
Custos Primários	8 264	1 653
Custos Totais	8 264	1 653

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 19 (INE)	Ficha n.º 19 (INE)

Motivação

As capacidades de supervisionar, conduzir e comandar a rede de distribuição, coordenado as várias equipas, são fundamentais para o desempenho da atividade do ORD.
O aumento da complexidade da rede tem-se refletido na necessidade de gerir um número crescente de equipamentos, sensores e recursos distribuídos, bem como todos os dados e informação associados. Efetivamente a gestão da rede digital tornou-se indissociável da efetiva gestão da rede de distribuição de eletricidade.
Face à evolução do paradigma de gestão da rede de distribuição, às crescentes interdependências entre a gestão da plataforma digital e da rede de distribuição e à necessidade de integração da monitorização em tempo real das diferentes operações no terreno, a definição de um *Digital Energy Center*, a construir na zona de Lisboa, permitirá obter ganhos em termos de performance da rede e de eficiência operacional.
Adicionalmente, atendendo ainda à criticidade das atividades desenvolvidas por um centro operacional, é fundamental uma efetiva integração entre as atividades que no seu conjunto garantem a segurança de abastecimento de energia, segurança física das instalações e cibersegurança da plataforma digital, em especial em situações de crise tais como tempestades, pandemias, terramotos.

Alternativa Selecionada

A definição do *Digital Energy Center* tem como principais objetivos garantir:
1) Monitorização e operação das infraestruturas críticas da rede de distribuição (física e digital);
2) Coordenação de operações no terreno;
3) Suporte continuo na vertente IT/OT a todas as aplicações criticas ao desempenho da gestão da rede e operações;
4) Integração de informação critica das diferentes vertentes da atividade;
5) Resiliência e segurança das atividades criticas, garantindo maior capacidade de resposta em condições extremas

A concretização destes objetivos terá em consideração os diferentes modelos e opções ao nível tecnológico, organizacional e de infraestruturas, alinhando sempre com o que têm sido as opções estratégicas da empresa nas diferentes vertentes.
A alternativa poderia passar por ter de desenvolver vários centros, que exigiria maior esforço de coordenação, menor eficiencia operacional e maior afetação de recursos (humanos e de capital).

Descrição dos Benefícios

Benefício associados ao Digital Energy Center são:
1) Agilidade (coordenação, integração de processos, acesso a informação)
2) Qualidade de serviço técnico (redução do tempo de deteção de incidentes, capacidade resposta em condições extremas: pandemias, tempestas e eventos extremos)
3) Qualidade de serviço comercial (redução do tempo de resposta a reclamações de QS)
4) Redução perdas comerciais (garantia de receita e detação de fraude)
5) Segurança (física e cibersegurança)

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2022	2023	2024	2025	Após 2025
Rede AT	-	-		533	2 132
Rede MT	-	-		1 120	4 479
Rede BT	-	-		1 347	5 389
TOTAL	**-**	**-**	**-**	**3 000**	**12 000**

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 6.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	A projeção do Digital Energy Center é fulcral dada a sua importância no contexto da transição energética. Face à proposta final do PDIRD-E 2020 verificaram-se evoluções ao nível da localização da infraestrutura que poderão implicar uma redução no investimento, mas também um adiamento na sua operacionalização em função das opções a serem tomadas ao nível tecnológico, organizacional e de infraestruturas.

ANEXO E – RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS

Anexo E.1 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização

Anexo E.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Anexo E.3 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2020 (2023-2025) e não incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Anexo E.4 – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2020 (2023-2025) e não incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização

Página em branco

ANEXO E.1 – LISTA DOS PROJETOS QUE DEPENDEM DO OPERADOR DA RNT PARA A SUA CONCRETIZAÇÃO

Página em branco

Projetos	Ficha	Total	Total 2023-2025	< 2022	2023	2024	2025	> 2025	Ano entrada em exploração
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha N.º 26	2 739 084 €	426 646 €	2 312 438 €	426 646 €	- €	- €	- €	2023
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha N.º 35	1 800 742 €	898 742 €	902 000 €	898 742 €	- €	- €	- €	2023
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha N.º 30	556 850 €	230 856 €	325 994 €	230 856 €	- €	- €	- €	2023
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha N.º 28	2 734 200 €	1 757 882 €	976 318 €	746 657 €	1 011 225 €	- €	- €	2024
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Ficha N.º 93	3 322 786 €	1 787 433 €	1 535 353 €	1 186 701 €	600 732 €	- €	- €	2024
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Ficha N.º 44	3 776 710 €	300 000 €	- €	- €	- €	300 000 €	3 476 710 €	>2025
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha N.º 45	2 627 230 €	800 000 €	- €	- €	- €	800 000 €	1 827 230 €	> 2025
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha N.º 47	2 233 570 €	800 000 €	- €	- €	- €	800 000 €	1 827 230 €	> 2025
Total		**19 791 172 €**	**7 001 559 €**	**6 052 103 €**	**3 489 602 €**	**1 611 957 €**	**1 900 000 €**	**7 131 170 €**	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

ANEXO E.2 – LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO

Página em branco

Nome	N.º da Ficha	Valor total PDIRD-E 2020 Atualização[a]	<2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2023 - 2025	Valor total PDIRD-E 2020	Inv. em 2023-2025 PDIRD-E 2020	Inv. em 2021-2025 PDIRD-E 2020	Diferença programação atual para valor aprovado 2021-2025	
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	-	32 000 000 €	- €	- €	- €	12 000 000 €	10 000 000 €	10 000 000 €	- €	5 000 000 €	5 000 000 €	46 000 000 €	27 000 000 €	46 000 000 €		
Alimentação AT da SE Amarante	Ficha n.º 92	1 233 960 €	- €	- €	- €	- €	- €	678 021 €	555 939 €	452 760 €	0 €	781 200 €	721 080 €	781 200 €	-103 179 €	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	-	926 533 €	- €	- €	- €	326 533 €	300 000 €	300 000 €	- €	0 €	0 €	3 205 622 €	2 250 000 €	3 205 622 €		
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	14 352 650 €	- €	- €	- €	4 435 250 €	4 917 400 €	5 000 000 €	- €	185 060 €	185 060 €	23 618 090 €	14 167 590 €	23 618 090 €		
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 8	631 350 €	- €	- €	- €	210 450 €	210 450 €	210 450 €	- €	0 €	0 €	1 052 250 €	631 350 €	1 052 250 €		
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	-	3 461 538 €	- €	- €	- €	1 153 846 €	1 153 846 €	1 153 846 €	- €	0 €	0 €	5 615 385 €	3 461 538 €	5 615 385 €		
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Ficha n.º 63	2 450 000 €	- €	- €	10 000 €	918 172 €	1 521 828 €	- €	- €	499 700 €	499 700 €	1 950 300 €	975 150 €	1 950 300 €	499 700 €	
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 12	1 200 000 €	- €	- €	- €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	- €	0 €	0 €	2 000 000 €	1 200 000 €	2 000 000 €		
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	-	1 324 826 €	- €	- €	- €	434 233 €	490 594 €	400 000 €	- €	0 €	0 €	2 206 146 €	1 774 946 €	2 206 146 €		
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 19	2 486 348 €	- €	- €	- €	318 471 €	167 877 €	2 000 000 €	- €	0 €	0 €	8 504 835 €	6 738 885 €	8 504 835 €		
Estudo rede AT/MT SE SJulião e VilaRobim	Ficha n.º 113	1 488 392 €	- €	168 695 €	952 197 €	367 500 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	1 488 392 €	0 €	818 615 €	669 777 €	
Ev. Aplicacional da Plat.Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não desc. individual.)	Ficha n.º 14	600 000 €	- €	- €	- €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	- €	0 €	0 €	2 000 000 €	1 200 000 €	2 000 000 €		
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	1 200 000 €	- €	- €	- €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	- €	0 €	0 €	1 550 000 €	1 200 000 €	1 550 000 €		
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	579 100 €	- €	- €	- €	289 550 €	289 550 €	- €	- €	0 €	0 €	1 447 750 €	868 650 €	1 447 750 €		
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 148	21 843 000 €	- €	- €	- €	15 000 000 €	6 843 000 €	- €	- €	2 474 250 €	2 474 250 €	38 007 704 €	19 368 750 €	38 007 704 €		
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	2 000 000 €	- €	- €	- €	1 000 000 €	500 000 €	500 000 €	- €	0 €	0 €	5 000 000 €	3 000 000 €	5 000 000 €		
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	-	1 200 000 €	- €	- €	- €	100 000 €	100 000 €	1 000 000 €	- €	0 €	0 €	4 750 000 €	3 000 000 €	4 750 000 €		
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	63 885 207 €	- €	- €	- €	21 269 877 €	20 674 291 €	21 941 039 €	- €	10 633 538 €	10 633 538 €	88 579 556 €	53 251 668 €	88 579 556 €		
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	5 711 293 €	- €	- €	- €	1 864 886 €	1 892 600 €	1 953 806 €	- €	1 811 293 €	1 811 293 €	6 500 000 €	3 900 000 €	6 500 000 €		
Ligação ao PdE - V N Famalicão (Fase 1)	Ficha n.º 26	2 739 084 €	379 093 €	1 225 478 €	707 867 €	426 646 €	- €	- €	- €	75 000 €	75 000 €	2 664 084 €	0 €	1 000 000 €	1 359 991 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha n.º 28	2 734 200 €	389 013 €	414 930 €	172 375 €	746 657 €	1 011 225 €	- €	- €	0 €	0 €	2 734 200 €	0 €	1 981 359 €	363 828 €	
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha n.º 35	1 800 742 €	53 055 €	350 604 €	498 341 €	898 742 €	- €	- €	- €	65 242 €	65 242 €	1 735 500 €	0 €	1 207 450 €	540 237 €	
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	-	6 000 000 €	- €	- €	- €	2 000 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €	- €	0 €	0 €	10 000 000 €	6 000 000 €	10 000 000 €		
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Ficha n.º 93	3 322 786 €	23 157 €	568 840 €	943 356 €	1 186 701 €	600 732 €	- €	- €	458 753 €	458 753 €	2 864 033 €	0 €	2 161 960 €	1 137 669 €	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	-	378 000 €	- €	- €	- €	126 000 €	126 000 €	126 000 €	- €	0 €	0 €	2 293 221 €	1 200 000 €	2 293 221 €		
Melhoria redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 4	22 072 230 €	- €	- €	- €	6 515 499 €	6 734 174 €	8 822 558 €	- €	0 €	0 €	42 780 114 €	26 957 701 €	42 780 114 €		
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha n.º 53	647 170 €	- €	148 799 €	438 371 €	60 000 €	- €	- €	- €	223 670 €	60 000 €	423 500 €	0 €	381 150 €	266 020 €	
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha n.º 54	601 418 €	38 745 €	328 474 €	198 200 €	36 000 €	- €	- €	- €	30 688 €	30 688 €	570 730 €	0 €	335 962 €	226 712 €	
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Ficha n.º 27	2 590 069 €	- €	741 524 €	1 659 045 €	189 500 €	- €	- €	- €	255 285 €	189 500 €	2 334 784 €	1 234 784 €	2 334 784 €	255 285 €	
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Ficha n.º 59	4 004 400 €	- €	407 351 €	2 466 720 €	1 130 330 €	- €	- €	- €	1 212 187 €	1 130 330 €	2 792 213 €	0 €	2 039 679 €	1 964 721 €	
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	Ficha n.º 31	2 879 398 €	- €	- €	336 000 €	1 202 116 €	1 341 282 €	- €	- €	451 793 €	451 793 €	2 427 605 €	1 184 305 €	2 427 605 €	451 793 €	
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha n.º 33	4 390 577 €	- €	- €	- €	- €	700 000 €	1 600 000 €	2 090 577 €	800 714 €	0 €	3 589 863 €	3 589 863 €	3 589 863 € -	1 289 863 €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)	Ficha n.º 34	3 628 064 €	1 053 058 €	- €	0 €	- €	300 000 €	1 150 000 €	1 125 006 €	0 €	0 €	3 628 064 €	2 275 006 €	2 575 006 €	-1 125 006 €	
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	-	22 500 000 €	- €	- €	- €	7 500 000 €	7 500 000 €	7 500 000 €	- €	0 €	0 €	37 500 000 €	22 500 000 €	37 500 000 €		
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	-	3 900 000 €	- €	- €	- €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	- €	0 €	0 €	6 500 000 €	3 900 000 €	6 500 000 €		
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha n.º 104	3 954 266 €	152 778 €	1 546 695 €	1 739 865 €	514 927 €	- €	- €	- €	561 766 €	514 927 €	3 392 500 €	0 €	2 000 900 €	1 800 588 €	
Rede de Acesso Fase I	Ficha n.º 90	10 000 000 €	939 563 €	1 949 959 €	2 212 842 €	300 000 €	200 000 €	200 000 €	4 197 636 €	0 €	0 €	10 000 000 €	300 000 €	2 807 500 €	2 055 301 €	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	1 034 546 €	- €	- €	- €	313 299 €	399 268 €	321 979 €	- €	0 €	0 €	2 556 840 €	2 278 920 €	2 556 840 €		
Reforço da ligação ao PdE REN-Castelo Branco; linha Talagueira II	Ficha n.º 30	556 850 €	30 916 €	204 800 €	90 279 €	230 856 €	- €	- €	- €	50 000 €	50 000 €	0 €	0 €	0 €	525 934 €	b)
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Ficha n.º 56	733 079 €	379 428 €	4 218 €	299 434 €	50 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	733 079 €	0 €	500 569 €	-146 918 €	
Renov SPCC SE Felgueiras	Ficha n.º 72	559 000 €	- €	241 541 €	220 215 €	97 244 €	- €	- €	- €	55 000 €	55 000 €	504 000 €	0 €	453 600 €	105 400 €	
Renov SPCC SE Sobreda	Ficha n.º 78	500 000 €	- €	- €	- €	- €	200 000 €	300 000 €	- €	0 €	0 €	500 000 €	0 €	450 000 €	50 000 €	
Renov. Tecnológica hardware da Plat. de Visualização e Op. Remota da RND (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 17	1 200 000 €	- €	- €	- €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	- €	0 €	0 €	2 000 000 €	1 200 000 €	2 000 000 €		
Renov/ andar 60 kV e 15 kV-SE Albufeira	Ficha n.º 137	2 300 000 €	- €	- €	- €	- €	1 288 000 €	1 012 000 €	- €	1 012 000 €	1 012 000 €	1 288 000 €	1 288 000 €	1 288 000 €	1 012 000 €	
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Ficha n.º 94	1 400 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	280 000 €	1 120 000 €	38 000 €	0 €	1 362 000 €	1 362 000 €	1 362 000 €	-1 082 000 €	
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Ficha n.º 95	425 000 €	- €	- €	- €	238 000 €	187 000 €	- €	- €	0 €	0 €	700 000 €	490 000 €	490 000 €	-65 000 €	
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha n.º 138	660 000 €	- €	- €	- €	- €	66 000 €	198 000 €	396 000 €	0 €	0 €	660 000 €	264 000 €	264 000 €	0 €	
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 23	2 160 000 €	- €	- €	- €	620 000 €	620 000 €	920 000 €	- €	0 €	0 €	3 400 000 €	2 160 000 €	3 400 000 €		
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Ficha n.º 114	1 135 000 €	- €	- €	- €	635 600 €	499 400 €	- €	- €	0 €	0 €	1 300 000 €	455 000 €	1 300 000 €	-165 000 €	
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha n.º 127	1 345 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	269 000 €	1 076 000 €	645 000 €	0 €	700 000 €	700 000 €	700 000 €	-431 000 €	
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Ficha n.º 128	1 275 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	255 000 €	1 020 000 €	575 000 €	0 €	700 000 €	280 000 €	700 000 €	-445 000 €	
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha n.º 129	2 430 000 €	67 530 €	889 989 €	591 777 €	880 704 €	- €	- €	- €	130 000 €	130 000 €	2 300 000 €	0 €	1 265 000 €	1 097 470 €	
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha n.º 120	1 340 000 €	- €	- €	280 000 €	750 400 €	309 600 €	- €	- €	780 000 €	780 000 €	560 000 €	140 000 €	560 000 €	780 000 €	
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha n.º 115	2 500 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	500 000 €	2 000 000 €	1 910 000 €	0 €	590 000 €	295 000 €	590 000 €	-90 000 €	
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha n.º 108	305 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	61 000 €	244 000 €	0 €	0 €	550 000 €	165 000 €	550 000 €	-489 000 €	
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha n.º 118	1 250 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	250 000 €	1 000 000 €	660 000 €	0 €	590 000 €	295 000 €	590 000 €	-340 000 €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha n.º 96	2 460 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	492 000 €	1 968 000 €	446 000 €	0 €	2 014 000 €	906 300 €	2 014 000 €	-1 522 000 €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1	Ficha n.º 132	1 585 000 €	- €	- €	- €	- €	887 600 €	697 400 €	- €	860 000 €	860 000 €	725 000 €	0 €	435 000 €	1 150 000 €	
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha n.º 133	325 000 €	- €	- €	- €	- €	182 000 €	143 000 €	- €	0 €	0 €	497 605 €	0 €	497 605 €	-172 605 €	
Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso	Ficha n.º 97	725 000 €	- €	- €	625 000 €	100 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	725 000 €	0 €	315 345 €	409 655 €	
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Ficha n.º 109	1 480 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	296 000 €	1 184 000 €	5 000 €	0 €	1 475 000 €	1 475 000 €	1 475 000 €	-1 179 000 €	
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha n.º 134	1 130 000 €	10 400 €	263 683 €	392 932 €	462 985 €	- €	- €	- €	250 000 €	250 000 €	880 000 €	0 €	660 000 €	459 600 €	
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha n.º 74	586 000 €	212 457 €	74 890 €	269 883 €	28 771 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	586 000 €	0 €	369 793 €	3 750 €	
Renovação do SPCC do PC Fanhões	Ficha n.º 80	970 000 €	- €	365 356 €	335 644 €	269 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	970 000 €	0 €	970 000 €	0 €	
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha n.º 110	2 512 564 €	992 424 €	329 601 €	800 298 €	390 241 €	- €	- €	- €	260 364 €	260 364 €	2 252 200 €	0 €	1 238 710 €	281 430 €	
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	9 560 870 €	- €	- €	- €	2 160 988 €	3 504 450 €	3 895 432 €	- €	0 €	0 €	18 436 490 €	13 180 477 €	18 436 490 €		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	-	725 000 €	- €	- €	- €	100 000 €	275 000 €	350 000 €	- €	10 000 €	10 000 €	1 607 500 €	715 000 €	1 607 500 €		
Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 22	1 650 000 €	- €	- €	- €	550 000 €	550 000 €	550 000 €	- €	0 €	0 €	5 500 000 €	3 300 000 €	5 500 000 €		
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	801 000 €	- €	- €	- €	400 500 €	400 500 €	- €	- €	0 €	0 €	5 469 768 €	4 957 244 €	5 469 768 €		
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 24	1 275 000 €	- €	- €	- €	425 000 €	425 000 €	425 000 €	- €	850 000 €	850 000 €	1 275 000 €	425 000 €	1 275 000 €		
Investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização, previstos no PDIRD-E 2018		**305 610 511 €**	**4 721 616 €**	**10 225 424 €**	**16 240 641 €**	**93 925 473 €**	**82 068 667 €**	**80 451 530 €**	**17 977 158 €**	**33 728 063 €**	**27 837 438 €**	**445 895 123 €**	**250 183 207 €**	**426 788 226 €**	**8 821 290 €**	
ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos AT/MT)	Ficha n.º 87	6 835 000 €	- €	- €	575 000 €	2 400 000 €	2 025 000 €	1 835 000 €	- €	0 €	0 €	6 835 000 €	5 110 000 €	6 835 000 €	0 €	
Aumento de potência na SE Moura	Ficha n.º 42	1 633 500 €	- €	- €	- €	- €	490 050 €	490 050 €	653 400 €	333 500 €	0 €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	-319 900 €	
Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Ficha n.º 11	600 000 €	- €	- €	- €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	- €	0 €	0 €	1 000 000 €	600 000 €	1 000 000 €		
Evolução Aplicacional Cibersegurança	Ficha n.º 13	115 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	115 000 €	- €	0 €	0 €	600 000 €	600 000 €	600 000 €		
Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	Ficha n.º 16	1 500 000 €	- €	- €	- €	500 000 €	500 000 €	500 000 €	- €	0 €	0 €	2 750 000 €	1 500 000 €	2 750 000 €		
Instalação do SPCC na SE Norte	Ficha n.º 82	1 055 000 €	- €	- €	400 000 €	655 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	1 055 000 €	532 756 €	1 055 000 €	0 €	
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Ficha n.º 88	3 750 000 €	- €	- €	- €	300 000 €	300 000 €	300 000 €	2 850 000 €	0 €	0 €	3 750 000 €	900 000 €	900 000 €	0 €	
Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia	Ficha n.º 64	1 031 738 €	- €	- €	- €	34 602 €	855 179 €	141 956 €	- €	128 638 €	128 638 €	903 100 €	903 100 €	903 100 €	128 638 €	
Modif LN60 Carriche-Arroja-Qt Caldeira	Ficha n.º 70	4 424 900 €	- €	- €	90 000 €	866 980 €	866 980 €	866 980 €	1 733 960 €	0 €	0 €	4 424 900 €	3 148 065 €	4 424 900 €	-1 733 960 €	
Modif LN60 Coina-Ct Barreiro e Barreiro	Ficha n.º 71	2 616 660 €	- €	- €	- €	40 000 €	644 165 €	644 165 €	1 288 330 €	292 960 €	0 €	2 323 700 €	2 323 700 €	2 323 700 €	-995 370 €	
Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II	Ficha n.º 65	3 072 950 €	- €	- €	- €	40 000 €	766 860 €	749 615 €	1 516 475 €	444 250 €	0 €	2 628 700 €	2 628 700 €	2 628 700 €	-1 072 225 €	
Modif LN60 Vermoim-Custoias-Amieira	Ficha n.º 66	5 443 541 €	- €	- €	- €	50 000 €	1 130 822 €	1 140 476 €	3 122 243 €	973 201 €	0 €	4 470 340 €	3 148 628 €	3 148 628 €	-827 330 €	
Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena	Ficha n.º 67	7 595 456 €	- €	- €	- €	- €	130 000 €	1 010 000 €	6 455 456 €	1 705 026 €	0 €	5 890 430 €	1 995 952 €	1 995 952 €	-855 952 €	
Modif LN60 Vermoim-Maia I e II	Ficha n.º 68	3 472 800 €	- €	- €	- €	- €	60 000 €	853 200 €	2 559 600 €	472 500 €	0 €	3 000 300 €	1 200 120 €	1 200 120 €	-286 920 €	
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	Ficha n.º 69	1 458 578 €	- €	- €	- €	30 000 €	1 190 482 €	238 096 €	- €	183 678 €	183 678 €	1 274 900 €	1 274 900 €	1 274 900 €	183 678 €	
Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches	Ficha n.º 43	5 500 300 €	- €	- €	- €	235 727 €	2 230 989 €	3 033 584 €	- €	530 300 €	530 300 €	4 970 000 €	4 970 000 €	4 970 000 €	530 300 €	
Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	Ficha n.º 55	509 900 €	- €	- €	- €	- €	49 190 €	245 950 €	214 760 €	0 €	0 €	509 900 €	509 900 €	509 900 €	-214 760 €	
Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel	Ficha n.º 57	602 030 €	- €	- €	- €	- €	60 203 €	179 649 €	362 178 €	0 €	0 €	606 630 €	372 978 €	606 630 €	-366 778 €	
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Ficha n.º 32	4 649 466 €	- €	- €	- €	- €	- €	300 000 €	4 349 466 €	39 560 €	0 €	4 609 906 €	648 514 €	648 514 €	-348 514 €	
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Ficha n.º 29	2 024 018 €	- €	- €	- €	- €	- €	300 000 €	1 724 018 €	0 €	0 €	2 024 018 €	2 024 018 €	2 024 018 €	-1 724 018 €	

Nome	N.º da Ficha	Valor total PDIRD-E 2020 Atualização[a]	<2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2023 - 2025	Valor total PDIRD-E 2020	Inv. em 2023-2025 PDIRD-E 2020	Inv. em 2021-2025 PDIRD-E 2020	Diferença programação atual para valor aprovado 2021-2025
Nova SE 60/15 kV Portelas	Ficha n.º 58	2 983 000 €	- €	- €	- €	- €	291 402 €	1 165 608 €	1 525 990 €	0 €	0 €	3 127 471 €	2 527 471 €	3 127 471 €	-1 670 461 €
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha n.º 45	2 627 230 €	- €	- €	- €	- €	- €	800 000 €	1 827 230 €	116 230 €	0 €	2 511 000 €	929 900 €	929 900 €	-129 900 €
Nova SE 60/30 kV em Lousal	Ficha n.º 46	1 906 000 €	- €	- €	200 000 €	1 706 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	1 906 000 €	1 406 000 €	1 906 000 €	0 €
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha n.º 47	2 233 570 €	- €	- €	- €	- €	- €	800 000 €	1 433 570 €	158 570 €	0 €	2 075 000 €	650 000 €	650 000 €	150 000 €
Nova SE 60/30 kV em Portel	Ficha n.º 48	833 000 €	- €	- €	- €	150 000 €	683 000 €	- €	- €	0 €	0 €	1 924 000 €	1 424 000 €	1 924 000 €	-1 091 000 €
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Ficha n.º 39	4 445 400 €	- €	- €	900 000 €	679 630 €	2 091 515 €	774 255 €	- €	319 400 €	319 400 €	4 126 000 €	4 126 000 €	4 126 000 €	319 400 €
Nova SE 60/30 kV em Sines	Ficha n.º 49	1 372 114 €	- €	157 893 €	538 964 €	675 257 €	- €	- €	- €	172 114 €	172 114 €	1 200 000 €	0 €	1 200 000 €	172 114 €
Nova SE 60/30 kV em Sousel	Ficha n.º 40	3 436 600 €	- €	- €	- €	244 000 €	981 914 €	2 210 686 €	- €	309 600 €	309 600 €	3 127 000 €	3 127 000 €	3 127 000 €	309 600 €
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Ficha n.º 37	2 270 700 €	- €	- €	- €	- €	631 936 €	797 905 €	840 859 €	370 700 €	0 €	1 900 000 €	1 900 000 €	1 900 000 €	-470 159 €
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Ficha n.º 41	2 394 000 €	- €	- €	- €	- €	1 340 640 €	1 053 360 €	- €	94 000 €	94 000 €	2 300 000 €	2 300 000 €	2 300 000 €	94 000 €
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Ficha n.º 44	3 776 710 €	- €	- €	- €	- €	- €	300 000 €	3 476 710 €	770 610 €	0 €	3 006 100 €	3 006 100 €	3 006 100 €	-2 706 100 €
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	Ficha n.º 38	4 828 720 €	- €	- €	- €	- €	947 627 €	1 100 000 €	2 781 093 €	156 120 €	0 €	4 672 600 €	572 600 €	572 600 €	1 475 027 €
Nova SE Manteigas e LAT Sabugueiro-Dest	Ficha n.º 143	2 633 060 €	- €	- €	634 408 €	640 529 €	1 358 123 €	- €	- €	202 895 €	202 895 €	2 430 165 €	1 561 116 €	2 430 165 €	202 895 €
Plataforma IoT	Ficha n.º 91	2 000 000 €	- €	50 000 €	200 000 €	200 000 €	350 000 €	350 000 €	850 000 €	0 €	0 €	2 000 000 €	1 225 000 €	2 000 000 €	-850 000 €
Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT	Ficha n.º 89	1 000 000 €	- €	- €	250 000 €	100 000 €	250 000 €	250 000 €	150 000 €	0 €	0 €	1 000 000 €	750 000 €	1 000 000 €	-150 000 €
Reforço Eixo LN60 F.Alentejo (REN)-Beja	Ficha n.º 50	6 979 580 €	- €	- €	- €	- €	667 857 €	2 747 926 €	3 563 797 €	81 580 €	0 €	6 898 000 €	3 942 200 €	6 898 000 €	-3 482 217 €
Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos	Ficha n.º 51	567 400 €	- €	- €	170 219 €	397 181 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	567 400 €	0 €	567 400 €	0 €
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Ficha n.º 52	2 795 864 €	- €	63 112 €	842 341 €	859 254 €	1 031 157 €	- €	- €	475 864 €	475 864 €	2 320 000 €	646 200 €	2 320 000 €	475 864 €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Ficha n.º 36	1 365 580 €	- €	- €	- €	- €	268 500 €	450 000 €	647 080 €	76 354 €	0 €	1 289 226 €	1 289 226 €	1 289 226 €	-570 726 €
Renov SPCC SE Almeirim	Ficha n.º 77	870 000 €	- €	25 127 €	376 514 €	468 359 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	870 000 €	0 €	812 351 €	57 649 €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Ficha n.º 105	1 687 500 €	- €	- €	- €	- €	- €	337 500 €	1 350 000 €	681 000 €	0 €	1 006 500 €	603 900 €	603 900 €	-266 400 €
Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo	Ficha n.º 144	1 185 000 €	- €	- €	- €	711 000 €	474 000 €	- €	- €	0 €	0 €	1 185 000 €	0 €	1 185 000 €	0 €
Renovação de disjuntores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 20	750 000 €	- €	- €	- €	250 000 €	250 000 €	250 000 €	- €	0 €	0 €	1 450 000 €	1 250 000 €	1 450 000 €	
Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 21	6 450 000 €	- €	- €	- €	900 000 €	1 500 000 €	4 050 000 €	- €	0 €	0 €	11 700 000 €	11 700 000 €	11 700 000 €	
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Ficha n.º 126	1 595 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	319 000 €	1 276 000 €	340 000 €	0 €	1 255 000 €	815 750 €	1 255 000 €	-936 000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Ficha n.º 136	1 100 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	220 000 €	880 000 €	290 000 €	0 €	810 000 €	810 000 €	810 000 €	-590 000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Mosteiró	Ficha n.º 106	1 750 000 €	- €	- €	- €	980 000 €	770 000 €	- €	- €	363 000 €	363 000 €	1 387 000 €	1 387 000 €	1 387 000 €	363 000 €
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande	Ficha n.º 119	2 660 000 €	- €	- €	- €	- €	425 569 €	2 234 431 €	- €	1 460 000 €	1 460 000 €	1 200 000 €	840 000 €	1 200 000 €	1 460 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Quimiparque	Ficha n.º 130	400 000 €	- €	- €	- €	- €	224 000 €	176 000 €	- €	0 €	0 €	545 000 €	381 500 €	545 000 €	-145 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Ficha n.º 121	1 350 000 €	- €	- €	- €	- €	756 000 €	594 000 €	- €	550 000 €	550 000 €	800 000 €	440 000 €	800 000 €	550 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Ficha n.º 107	250 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	50 000 €	200 000 €	0 €	0 €	700 000 €	385 000 €	700 000 €	-650 000 €
Renovação do andar 60 kV do PC Piedade	Ficha n.º 131	1 700 000 €	- €	- €	- €	952 000 €	748 000 €	- €	- €	0 €	0 €	1 700 000 €	1 120 000 €	1 700 000 €	0 €
Renovação do SPCC da SE Brasil	Ficha n.º 79	646 000 €	- €	- €	- €	- €	323 000 €	323 000 €	- €	0 €	0 €	646 000 €	646 000 €	646 000 €	0 €
Renovação do SPCC da SE Porto de Lagos	Ficha n.º 85	950 000 €	- €	- €	- €	489 093 €	460 907 €	- €	- €	355 000 €	355 000 €	595 000 €	595 000 €	595 000 €	355 000 €
Renovação do SPCC da SE Tavira	Ficha n.º 86	660 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	330 000 €	330 000 €	0 €	0 €	660 000 €	330 000 €	660 000 €	-330 000 €
Renovação do SPCC do PC Trajouce	Ficha n.º 81	1 700 000 €	- €	- €	- €	- €	58 273 €	1 317 420 €	324 307 €	615 000 €	290 693 €	1 085 000 €	1 085 000 €	1 085 000 €	290 693 €
Renovação LN30kV BGC, Macedo	Ficha n.º 98	571 364 €	- €	- €	- €	172 098 €	399 266 €	- €	- €	0 €	0 €	592 900 €	355 740 €	592 900 €	-21 536 €
Renovação LN30kV MCD, Bragança	Ficha n.º 99	587 798 €	- €	- €	- €	- €	- €	176 340 €	411 458 €	0 €	0 €	666 550 €	666 550 €	666 550 €	-490 210 €
Renovação LN30kV MCD, Moncorvo	Ficha n.º 100	556 200 €	- €	- €	- €	- €	- €	166 860 €	389 340 €	0 €	0 €	616 120 €	431 284 €	616 120 €	-449 260 €
Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi	Ficha n.º 122	1 234 100 €	- €	- €	780 554 €	224 164 €	229 382 €	- €	- €	0 €	0 €	1 234 100 €	- €	1 234 100 €	0 €
Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho	Ficha n.º 135	1 567 520 €	- €	4 045 €	1 017 021 €	275 836 €	270 618 €	- €	- €	0 €	0 €	1 567 520 €	- €	1 567 520 €	0 €
Renovação LN60kV 1228 Avanca-Bamiso	Ficha n.º 142	580 000 €	- €	- €	250 000 €	330 000 €	- €	- €	- €	0 €	0 €	580 000 €	- €	580 000 €	0 €
Reposição da Capacidade de Receção da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	148 500 €	- €	- €	- €	148 500 €	- €	- €	- €	148 500 €	148 500 €	1 203 000 €	- €	1 203 000 €	
Reserva Operacional de Transformadores AT/MT e MT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	2 550 000 €	- €	- €	- €	450 000 €	900 000 €	1 200 000 €	- €	0 €	0 €	4 050 000 €	3 150 000 €	4 050 000 €	
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Ficha n.º 18	4 700 000 €	- €	- €	- €	1 200 000 €	1 200 000 €	2 300 000 €	- €	3 500 000 €	3 500 000 €	2 000 000 €	1 200 000 €	2 000 000 €	
Investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização, previstos no PDIRD-E 2020 Proposta Final e não previstos no PDIRD-E 2018		**146 538 347 €**	**0 €**	**300 177 €**	**7 225 021 €**	**18 555 211 €**	**31 382 606 €**	**39 988 012 €**	**49 087 320 €**	**16 710 150 €**	**9 083 683 €**	**143 411 476 €**	**95 266 868 €**	**122 017 365 €**	**-16 626 838 €**
Conversão 30 kV Terena-A Marmelos-Fase 2	Ficha n.º 61	662 025 €	- €	- €	- €	- €	66 203 €	193 958 €	401 865 €	662 025 €	260 160 €	- €	- €	- €	260 160 €
Nova saida 30 kV Montemor-Vale Figueira	Ficha n.º 60	650 440 €	- €	- €	- €	- €	- €	32 332 €	618 108 €	650 440 €	32 332 €	- €	- €	- €	32 332 €
Nova saida 30 kV VN Milfontes-Cercal	Ficha n.º 62	694 420 €	- €	- €	- €	- €	- €	33 946 €	660 474 €	694 420 €	33 946 €	- €	- €	- €	33 946 €
Renov andar 60 kV-SE S. João da Madeira	Ficha n.º 111	850 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	170 000 €	680 000 €	850 000 €	170 000 €	- €	- €	- €	170 000 €
Renov andar 60kV e 15kV SE M. Canaveses	Ficha n.º 103	1 325 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	265 000 €	1 060 000 €	1 325 000 €	265 000 €	- €	- €	- €	265 000 €
Renovação andar 60 kV e 15 kV SE Lagos	Ficha n.º 140	1 745 000 €	- €	- €	- €	977 200 €	767 800 €	- €	- €	1 745 000 €	1 745 000 €	- €	- €	- €	1 745 000 €
Renovação andar 60 kV e 15 kV-SE Tavira	Ficha n.º 141	840 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	168 000 €	672 000 €	840 000 €	168 000 €	- €	- €	- €	168 000 €
Renovação andar AT da SE Aveiro	Ficha n.º 112	1 100 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	220 000 €	880 000 €	1 100 000 €	220 000 €	- €	- €	- €	220 000 €
Renovação andar AT e MT da SE Candosa	Ficha n.º 116	970 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	194 000 €	776 000 €	970 000 €	194 000 €	- €	- €	- €	194 000 €
Renovação andar AT e SPCC da SE Pevidém	Ficha n.º 102	1 890 000 €	- €	- €	- €	- €	1 058 400 €	831 600 €	- €	1 890 000 €	1 890 000 €	- €	- €	- €	1 890 000 €
Renovação de Ativos Alvo de Incêndios (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 25	4 359 431 €	- €	- €	- €	1 722 951 €	1 409 120 €	1 227 360 €	- €	4 359 431 €	4 359 431 €	- €	- €	- €	
Renovação do andar 15 kV da SE Alfarelos	Ficha n.º 117	853 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	170 600 €	682 400 €	853 000 €	170 600 €	- €	- €	- €	170 600 €
Renovação do andar 15 kV-SE Troviscoso	Ficha n.º 101	610 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	122 000 €	488 000 €	610 000 €	122 000 €	- €	- €	- €	122 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE ANDRINOS	Ficha n.º 123	850 000 €	- €	- €	- €	476 000 €	374 000 €	- €	- €	850 000 €	850 000 €	- €	- €	- €	850 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Azóia	Ficha n.º 125	680 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	136 000 €	544 000 €	680 000 €	136 000 €	- €	- €	- €	136 000 €
Renovação do andar 60 kV da SE Carrascal	Ficha n.º 124	670 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	134 000 €	536 000 €	670 000 €	134 000 €	- €	- €	- €	134 000 €
Renovação do andar 60 kV do PC Mata	Ficha n.º 139	1 100 000 €	- €	- €	- €	238 032 €	861 968 €	- €	- €	1 100 000 €	1 100 000 €	- €	- €	- €	1 100 000 €
Renovação do SPCC da SE Lamações	Ficha n.º 73	760 000 €	- €	- €	- €	380 000 €	380 000 €	- €	- €	760 000 €	760 000 €	- €	- €	- €	760 000 €
Renovação do SPCC SE Campo 24 de Agosto	Ficha n.º 75	642 000 €	- €	- €	- €	- €	321 000 €	321 000 €	- €	642 000 €	642 000 €	- €	- €	- €	642 000 €
Renovação do SPCC SE Campo Alegre	Ficha n.º 76	1 094 400 €	- €	- €	- €	- €	328 320 €	766 080 €	- €	1 094 400 €	1 094 400 €	- €	- €	- €	1 094 400 €
Renovação do SPCC SE Zambujal	Ficha n.º 84	685 000 €	- €	- €	- €	- €	342 500 €	342 500 €	- €	685 000 €	685 000 €	- €	- €	- €	685 000 €
Renovação LN15kV CDS-O. Hospital I	Ficha n.º 145	605 834 €	- €	- €	- €	87 019 €	129 704 €	389 111 €	- €	605 834 €	605 834 €	- €	- €	- €	605 834 €
Renovação LN15kV CDS-O. Hospital II	Ficha n.º 146	888 910 €	- €	- €	- €	77 811 €	202 775 €	608 324 €	- €	888 910 €	888 910 €	- €	- €	- €	888 910 €
Renovação LN15kV CDS-V Pouca Beira	Ficha n.º 147	1 145 825 €	- €	- €	- €	112 219 €	258 401 €	775 204 €	- €	1 145 825 €	1 145 825 €	- €	- €	- €	1 145 825 €
Renovação SPCC PC Moscavide	Ficha n.º 83	1 771 000 €	- €	- €	- €	885 500 €	885 500 €	- €	- €	1 771 000 €	1 771 000 €	- €	- €	- €	1 771 000 €
Investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020 Atualização, não previstos no PDIRD-E 2020 Proposta Final e no PDIRD-E 2018		**27 442 285 €**	**- €**	**- €**	**- €**	**4 956 732 €**	**7 385 691 €**	**7 101 016 €**	**7 998 847 €**	**27 442 285 €**	**19 443 438 €**	**0 €**	**0 €**	**0 €**	**15 084 007 €**
Total		**479 591 143 €**	**4 721 616,32 €**	**10 525 601,08 €**	**23 465 662,63 €**	**117 437 416,19 €**	**120 836 963,41 €**	**127 540 557,84 €**	**75 063 325,48 €**	**77 880 498 €**	**56 364 558 €**	**589 306 599 €**	**345 450 075 €**	**548 805 591 €**	**7 278 459 €**

Notas:

- Os valores indicados referem-se a investimento específico a custos primários.

[a] O Valor Total refere-se ao valor total do projeto, no caso de projetos individuais, e ao investimento total no período desta atualização, no caso dos grupos de projetos não descritos individualmente

[b] Projeto aprovado no PDIRD-E 2018 pelo valor de 506 850€

ANEXO E.3 – LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2020 (2023-2025) E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO

Página em branco

Nome	Programa Investimento	Subprograma	Total	PDIRD-E 2018	PDIRD-E 2020	PDIRD-E 2020 Atualização	Nº Ficha	Justificação para não inclusão no PDIRD-E 2020
Aumento de potência na SE Valpaços	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	900 000 €	Não	Ficha n.º 36	Retirado	Ficha R1	Em fase de execução concluiu-se ser indispensável uma intervenção mais alargada do que o previsto (novo edifício para expansão do andar MT, compatibilização do SPCC, adaptação índice horário). Aumentando de forma relevante o custo orçamentado, o mérito deste projecto em termos de reposição da capacidade de recepção diminui, tornando-o menos interessante do que outros investimentos deste sub-programa.
Aumento de potência na SE Porteirinhos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	1 000 000 €	Não	Ficha n.º 44	Retirado	Ficha R2	Em fase de execução concluiu-se ser indispensável uma intervenção mais alargada do que o previsto (novo edifício para expansão do andar MT, substituição do SPCC). Aumentando de forma relevante o custo orçamentado, o mérito deste projecto em termos de reposição da capacidade de recepção diminui, tornando-o menos interessante do que outros investimentos deste sub-programa.
Renovação do SPCC da SE Alvelos	Automação de SE e Modernização de SPCC	Substituição de SPCC	534 000 €	Não	Ficha n.º 76	Retirado	Ficha R4	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do SPCC da SE Alpalhão	Automação de SE e Modernização de SPCC	Substituição de SPCC	500 000 €	Não	Ficha n.º 83	Retirado	Ficha R3	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do SPCC da SE Moura	Automação de SE e Modernização de SPCC	Substituição de SPCC	570 000 €	Não	Ficha n.º 94	Retirado	Ficha R5	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 15 kV SE Feitosa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 000 000 €	Não	Ficha n.º 104	Retirado	Ficha R6	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 234 825 €	Ficha n.º 36	Ficha n.º 105	Retirado	Ficha R7	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 542 000 €	Ficha n.º 40	Ficha n.º 108	Retirado	Ficha R8	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 000 000 €	Ficha n.º 39	Ficha n.º 109	Retirado	Ficha R9	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 400 000 €	Ficha n.º 38	Ficha n.º 113	Retirado	Ficha R10	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação LN30kV ACR, Carrezeda Ansiães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		577 500 €	Não	Ficha n.º 114	Retirado	Ficha R11	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 000 000 €	Ficha n.º 51	Ficha n.º 121	Retirado	Ficha R12	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Nome	Programa Investimento	Subprograma	Total	PDIRD-E 2018	PDIRD-E 2020	PDIRD-E 2020 Atualização	Nº Ficha	Justificação para não inclusão no PDIRD-E 2020
Remodelação Andar AT da SE Celorico	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 000 000 €	Não	Ficha n.º 130	Retirado	Ficha R13	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 700 000 €	Ficha n.º 73	Ficha n.º 133	Retirado	Ficha R14	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		620 000 €	Ficha n.º 72	Ficha n.º 134	Retirado	Ficha R15	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		700 000 €	Ficha n.º 76	Ficha n.º 135	Retirado	Ficha R16	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		700 000 €	Ficha n.º 75	Ficha n.º 138	Retirado	Ficha R17	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 785 000 €	Ficha n.º 93	Ficha n.º 142	Retirado	Ficha R18	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 000 000 €	Ficha n.º 94	Ficha n.º 144	Retirado	Ficha R19	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 887 000 €	Ficha n.º 110	Ficha n.º 157	Retirado	Ficha R20	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		1 106 000 €	Ficha n.º 109	Ficha n.º 159	Retirado	Ficha R21	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		500 000 €	Ficha n.º 111	Ficha n.º 160	Retirado	Ficha R22	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

ANEXO E.4 – FICHAS DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2020 (2023-2025) E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO

Página em branco

Ficha R1 - Projeto Aumento de potência na SE Valpaços

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Valpaços

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 36	Retirado

Justificação	
	Em fase de execução concluiu-se ser indispensável uma intervenção mais alargada do que o previsto (novo edifício para expansão do andar MT, compatibilização do SPCC, adaptação índice horário). Aumentando de forma relevante o custo orçamentado, o mérito deste projecto em termos de reposição da capacidade de recepção diminui, tornando-o menos interessante do que outros investimentos deste sub-programa.

Ficha R2 - Projeto Aumento de potência na SE Porteirinhos

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede
Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Almodôvar, Castro Verde, Odemira, Mértola

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 44	Retirado

Justificação	
	Em fase de execução concluiu-se ser indispensável uma intervenção mais alargada do que o previsto (novo edifício para expansão do andar MT, substituição do SPCC). Aumentando de forma relevante o custo orçamentado, o mérito deste projecto em termos de reposição da capacidade de recepção diminui, tornando-o menos interessante do que outros investimentos deste sub-programa.

Ficha R3 - Projeto Renovação do SPCC da SE Alvelos

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Barcelos

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 76	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R4 - Projeto Renovação do SPCC da SE Alpalhão

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Lisboa

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 93	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R5 - Projeto Renovação do SPCC da SE Moura

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC
Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Moura

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 94	Retirado

Justificação

A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R6 - Projeto Renovação andar 15 kV SE Feitosa

Tipo de investimento: Específico

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Ponte de Lima

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 104	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R7 - Projeto Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves

Tipo de investimento: Específico

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Chaves, Valpaços e Montalegre

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 36	Ficha n.º 105	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R8 - Projeto Renovação do andar 30 kV da SE Bragança

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Bragança

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 40	Ficha n.º 108	Retirado

Justificação

A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R9 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Barcelos, Esposende, Póvoa de Varzim

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 39	Ficha n.º 109	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R10 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Fafe

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Fafe, Guimarães

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 38	Ficha n.º 113	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R11 - Projeto Renovação LN30kV ACR, Carrezeda Ansiães

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Carrazeda de Ansiães

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 114	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R12 - Projeto Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Gaia

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 51	Ficha n.º 121	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R13 - Projeto Remodelação Andar AT da SE Celorico

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Celorico da Beira

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Não	Ficha n.º 130	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R14 - Projeto Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Mação

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 73	Ficha n.º 133	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R15 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE São Vicente

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Portalegre

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 72	Ficha n.º 134	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R16 - Projeto Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Cartaxo

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 76	Ficha n.º 135	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R17 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Avis

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 75	Ficha n.º 138	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R18 - Projeto Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Lisboa

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 93	Ficha n.º 142	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R19 - Projeto Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Lisboa

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 94	Ficha n.º 144	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R20 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Terena

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Alandroal

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 110	Ficha n.º 157	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R21 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Sines

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 109	Ficha n.º 159	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

Ficha R22 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio

Tipo de investimento: Específico
Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
Subprograma:

Concelhos: Alcácer do Sal

PDIRD-E	2018	2020	2020 Atual.
Incluído	Ficha n.º 111	Ficha n.º 160	Retirado

Justificação	
	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta final de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalendarização do projeto.

ANEXO F – RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS

Página em branco

No Anexo F são apresentados os investimentos não específicos incluídos nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020.

Projetos	Total	Total 2023-2025	<2022	2023	2024	2025	> 2025	Programa Investimento	Subprograma de Investimento	Ficha n.º
ADMS	964 103 €	688 645 €	275 458 €	275 458 €	275 458 €	137 729 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 13 (INE)
Analytics 4 Distribution (Projetos não descritos individualmente)	1 729 862 €	1 729 862 €	- €	492 785 €	572 790 €	664 288 €	- €	Sistemas Informáticos	Analytics 4 Distribution	Ficha n.º 1 (INE)
Aquisições Diretas (Projetos não descritos individualmente)	1 430 758 €	1 430 758 €	- €	476 919 €	476 919 €	476 919 €	- €	Sistemas Informáticos	Aquisições Diretas	Ficha n.º 2 (INE)
Assets (Projetos não descritos individualmente)	5 004 747 €	5 004 747 €	- €	1 522 512 €	1 773 116 €	1 709 119 €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 3 (INE)
B/OSS	413 187 €	303 004 €	110 183 €	192 821 €	55 092 €	55 092 €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 14 (INE)
ClearSky - Assets	765 774 €	165 275 €	600 499 €	165 275 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 15 (INE)
ClearSky - Network Operations	1 658 258 €	385 641 €	1 272 617 €	385 641 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 15 (INE)
Data Hub (Projetos não descritos individualmente)	1 086 837 €	1 086 837 €	- €	354 805 €	372 743 €	359 289 €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º 4 (INE)
Data Hub – Serviços a Ativos (Projetos não descritos individualmente)	4 792 971 €	4 792 971 €	- €	1 597 657 €	1 597 657 €	1 597 657 €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub – Serviços a Ativos	Ficha n.º 18 (INE)
DataCenter Automation & DR	385 641 €	110 183 €	275 458 €	82 637 €	27 546 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 16 (INE)
Digital Efficiency (Projetos não descritos individualmente)	558 513 €	558 513 €	- €	182 330 €	191 548 €	184 635 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Efficiency	Ficha n.º 5 (INE)
Digital Energy Center	8 263 744 €	1 652 749 €	- €	- €	- €	1 652 749 €	6 610 995 €	Edifícios e Outras Construções		Ficha n.º 19 (INE)
Digital Platforms (Projetos não descritos individualmente)	1 818 557 €	1 818 557 €	- €	566 702 €	595 353 €	656 502 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Platforms	Ficha n.º 6 (INE)
Edifícios e Outras Construções (Projetos não descritos individualmente)	4 627 697 €	4 627 697 €	- €	1 377 291 €	1 597 657 €	1 652 749 €	- €	Edifícios e Outras Construções		
Equipamentos de Transporte (Projetos não descritos individualmente)	4 650 847 €	4 650 847 €	- €	1 462 464 €	1 497 537 €	1 690 846 €	- €	Equipamentos de Transporte		
Evolução da Arquitetura	495 825 €	165 275 €	330 550 €	110 183 €	55 092 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 17 (INE)
Field Services (Projetos não descritos individualmente)	3 890 650 €	3 890 650 €	- €	1 000 353 €	1 464 114 €	1 426 183 €	- €	Sistemas Informáticos	Field Services	Ficha n.º 7 (INE)
Markets (Projetos não descritos individualmente)	5 932 317 €	5 932 317 €	- €	1 936 643 €	2 034 554 €	1 961 121 €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 8 (INE)
Network Operations (Projetos não descritos individualmente)	2 978 709 €	2 978 709 €	- €	662 027 €	1 114 561 €	1 202 121 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 9 (INE)
Outros (Projetos não descritos individualmente)	7 698 358 €	7 698 358 €	- €	2 508 570 €	2 766 029 €	2 423 759 €	- €	Outros		
Plataformas, Segurança e Risco (Projetos não descritos individualmente)	3 356 247 €	3 356 247 €	- €	1 107 496 €	1 138 911 €	1 109 840 €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 10 (INE)
Selfcare & Channels (Projetos não descritos individualmente)	3 026 539 €	3 026 539 €	- €	988 033 €	1 037 985 €	1 000 521 €	- €	Sistemas Informáticos	Selfcare & Channels	Ficha n.º 11 (INE)
Smartgrids (Projetos não descritos individualmente)	3 715 618 €	3 715 618 €	- €	1 195 002 €	1 282 964 €	1 237 652 €	- €	Sistemas Informáticos	Smartgrids	Ficha n.º 12 (INE)
Total	**69 245 760 €**	**59 770 000 €**	**2 864 765 €**	**18 643 605 €**	**19 927 625 €**	**21 198 771 €**	**6 610 995 €**			

NOTA: Valores de investimento não específico a custos primários

Página em branco

ANEXO G – ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO (SUMÁRIOS EXECUTIVOS)

Anexo G.1 – Reserva de Transformadores AT/MT e MT/MT

Página em branco

ANEXO G.1 – RESERVA DE TRANSFORMADORES AT/MT E MT/MT

Página em branco

DESENVOLVIMENTO DE ESTUDOS PARA FUNDAMENTAÇÃO DE PROPOSTAS DE INVESTIMENTO NO ÂMBITO DO PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO

Reserva de Transformadores AT/MT e MT/MT

Data: 08/06/2022

Índice

1. Introdução 1

2. Caracterização do Parque em Exploração 3

2.1. Subestações e Subestações Móveis 3

2.2. Transformadores 3

2.3. Grupos de Ligação 5

3. Caracterização do parque de TP 6

3.1. Tensão de alimentação do comando do comutador e tensão do motor do comando do comutador 10

4. Caracterização dos TP de reserva 11

5. Fiabilidade dos TP 15

5.1. TP em vigilância intensiva 16

5.2. Condição dos TP com base no PATH 18

5.3. Tempos de Reparação e de Substituição 19

6. Dimensionamento da Reserva Operacional 21

6.1. Modelo para o cálculo das necessidades de investimento nos períodos 2023-2027 e 2028-2032 21

7. Conclusões 25

1. Introdução

Os equipamentos das redes elétricas estão sujeitos a avarias que, numa parte significativa, podem ser consideradas inevitáveis. Por razões de qualidade de serviço, os sistemas elétricos devem ser projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. O planeamento adequado da rede de distribuição de energia elétrica deve prever uma reserva de transformadores de potência, visto que a falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores.

O número de transformadores numa subestação é habitualmente definido pelo critério N-1, em que dois ou mais equipamentos são operados em permanência, para que a subestação atenda à ponta de consumo, mesmo com a falha de um deles, ainda que em regime de sobrecarga admissível e deslastrando alguma carga para subestações vizinhas. É desejável que o equipamento avariado seja reparado, quando possível, ou substituído por um da reserva o mais brevemente possível.

No caso dos transformadores de potência distinguem-se falhas, ou avarias, que podem ser reparadas no local e avarias mais profundas, ou "catastróficas", que obrigam à substituição do equipamento. Segundo a literatura, 70% das falhas de um transformador não são detetáveis com antecedência e, destas, só 10% são "catastróficas", implicando a colocação do equipamento fora de serviço para reparação prolongada ou substituição por um novo.

As falhas em transformadores são um acontecimento raro, sendo expectável uma avaria genérica em toda a sua vida útil, enquanto uma avaria catastrófica afetará uma pequena parte (cerca de 10%) desses transformadores. Ao invés, o impacto financeiro é grande e o tempo de reposição do ativo demorado: a substituição de um transformador de potência AT/MT ou MT/MT pode demorar até uma semana e o tempo de reparação apos uma avaria profunda, 2 a 3 anos (ver secção 5.3).

A quantidade de transformadores afetos a reserva tem influência direta nos custos das empresas de eletricidade, visto que uma reserva excessiva representa quase sempre um investimento desnecessário, enquanto a falta de equipamentos de reserva pode comprometer a fiabilidade do sistema e, com isso, aumentar os custos de operação. O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações) é determinado pelo nível de fiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição, armazenamento e manutenção dos equipamentos de reserva, interrupção do fornecimento de energia, para além das indemnizações e penalizações previstas na regulação do sector.

Em julho de 2022 a E-REDES irá apresentar uma atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E), o qual será analisado pelos diversos agentes económicos.

A necessidade de justificar os investimentos que se apresentam no PDIRD-E tornou necessário o desenvolvimento de estudos para fundamentar as propostas de investimento. Para o efeito, foi nomeado o grupo de trabalho com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT e MT/MT, revendo o documento sobre o mesmo tema elaborado em 2020, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT e MT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT e MT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

Com recurso à informação de cadastro do parque de transformadores existentes e da sua condição técnica, probabilidade de falha e vida restante, à informação dos PDIRD-E anteriores, a consulta de artigos e outros documentos sobre as metodologias e praticas de constituição de reservas operacionais de transformadores, o trabalho realizado foi consubstanciado no presente relatório, estruturado nos seguintes pontos:

i. Caracterização do parque em exploração;

ii. Caracterização dos transformadores disponíveis (TP em serviço e em reserva operacional);

iii. Caracterização da fiabilidade dos TP;

iv. Dimensionamento da reserva operacional.

2. Caracterização do Parque em Exploração

O conhecimento das características do parque em exploração na E-Redes é o primeiro passo para a avaliação das necessidades de reserva.

Neste ponto é caracterizado o parque de transformadores em exploração com base no cadastro existente em SIT e JUMP em dezembro de 2020, utilizando a mesma fonte do RARI 2020:

- Relação de transformação;
- Grupo de ligação;
- Potência nominal.

2.1. Subestações e Subestações Móveis

A rede de distribuição de Portugal Continental é constituída por 394 subestações AT/MT e 28 SE MT/MT. As SE Móveis não foram consideradas nesta contabilização. A Figura 1 apresenta o número de subestações em serviço (Fonte: Caraterização da Rede Nacional de Distribuição em 31.12.2020, RARI 2020).

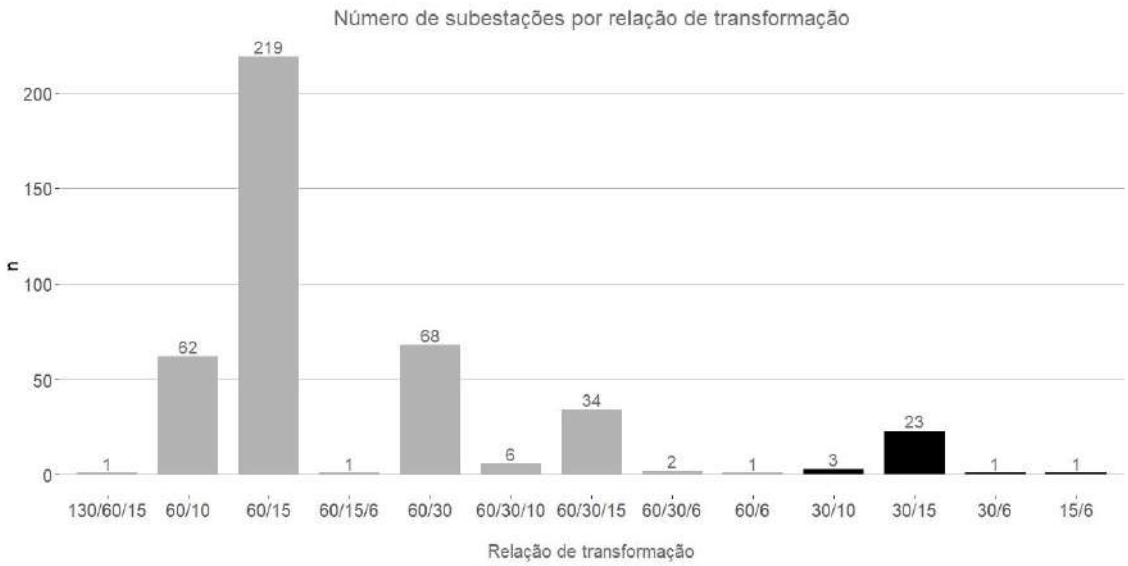


Figura 1 - Número de subestações por relação de transformação. (Fonte: RARI 2020)

Quanto a subestações móveis em exploração, existe apenas uma, cuja relação de transformação é de 60/30.

2.2. Transformadores

Relativamente ao número de transformadores em exploração, atualmente existem 721. Destes, 670 são transformadores MAT/MT ou AT/MT e 51 são transformadores MT/MT.

Na Figura 2 mostra-se o número de transformadores por ano de fabrico.

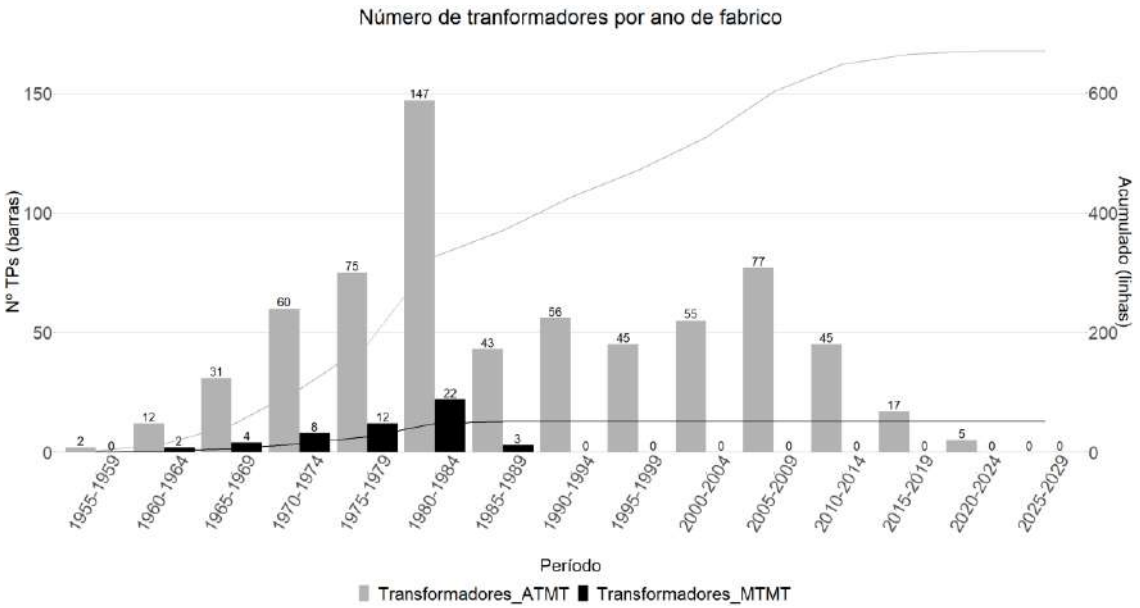


Figura 2 - Número de transformadores por ano de fabrico. (Fonte: RARI 2020)

A idade média dos TP AT/MT em exploração é de 31,9 anos. Subsistem 105 TP de construção anterior a 1975 (16% do total). Verificou-se, adicionalmente, uma expansão significativa entre 1980 e 1984, existindo 147 TP com ano de fabrico neste intervalo, o que corresponde a 22% do total de TP AT/MT. Estas máquinas atingirão os 40 anos entre os anos 2020 e 2024.

A idade média dos TP MT/MT em exploração é de 43,6 anos, subsistindo ainda 14 (27% do total) de construção anterior a 1974. A proporção de TP com ano de fabrico entre 1980 e 1984 é também elevada, sendo de 43% do total de TP MT/MT.

A vida útil de um transformador de potência de média dimensão considera-se entre os 40 e os 50 anos, podendo encontrar-se ativos com idades superiores, como 70 anos.

Na Figura 3 regista-se o número de transformadores por relação de transformação.

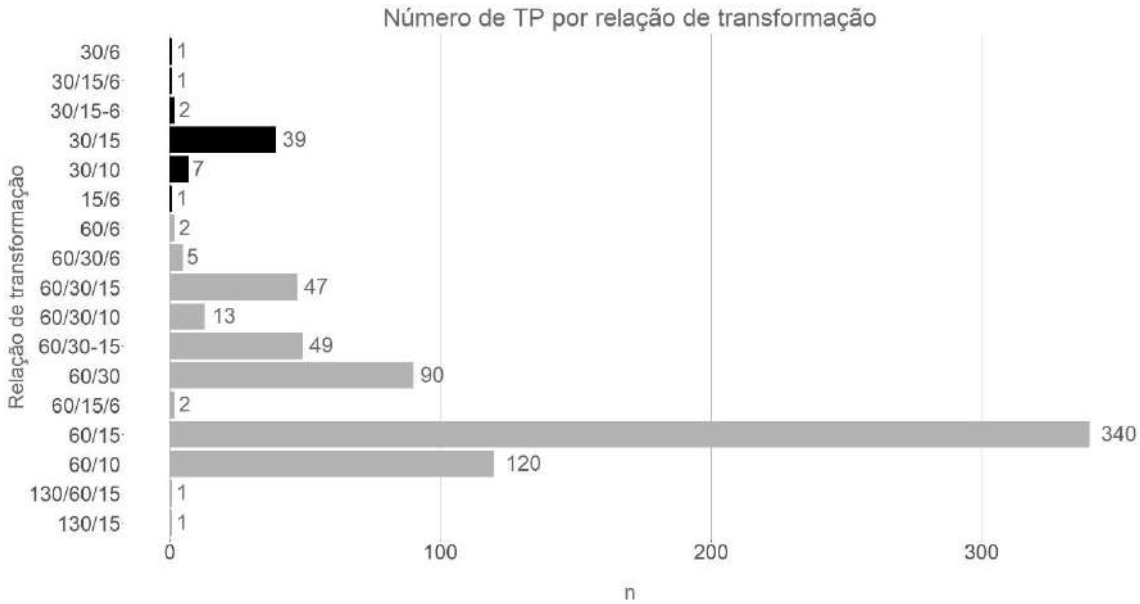


Figura 3 - Número de transformadores por relação de transformação

2.3. Grupos de Ligação

A rede elétrica nacional de média tensão é explorada em vários níveis de tensão, cada um com diferentes grupos de ligação dos transformadores (índices horários) dispersos por regiões. A figura seguinte apresenta o mapa global da rede MT da RND, com indicação dos níveis de tensão e índices horários associados.

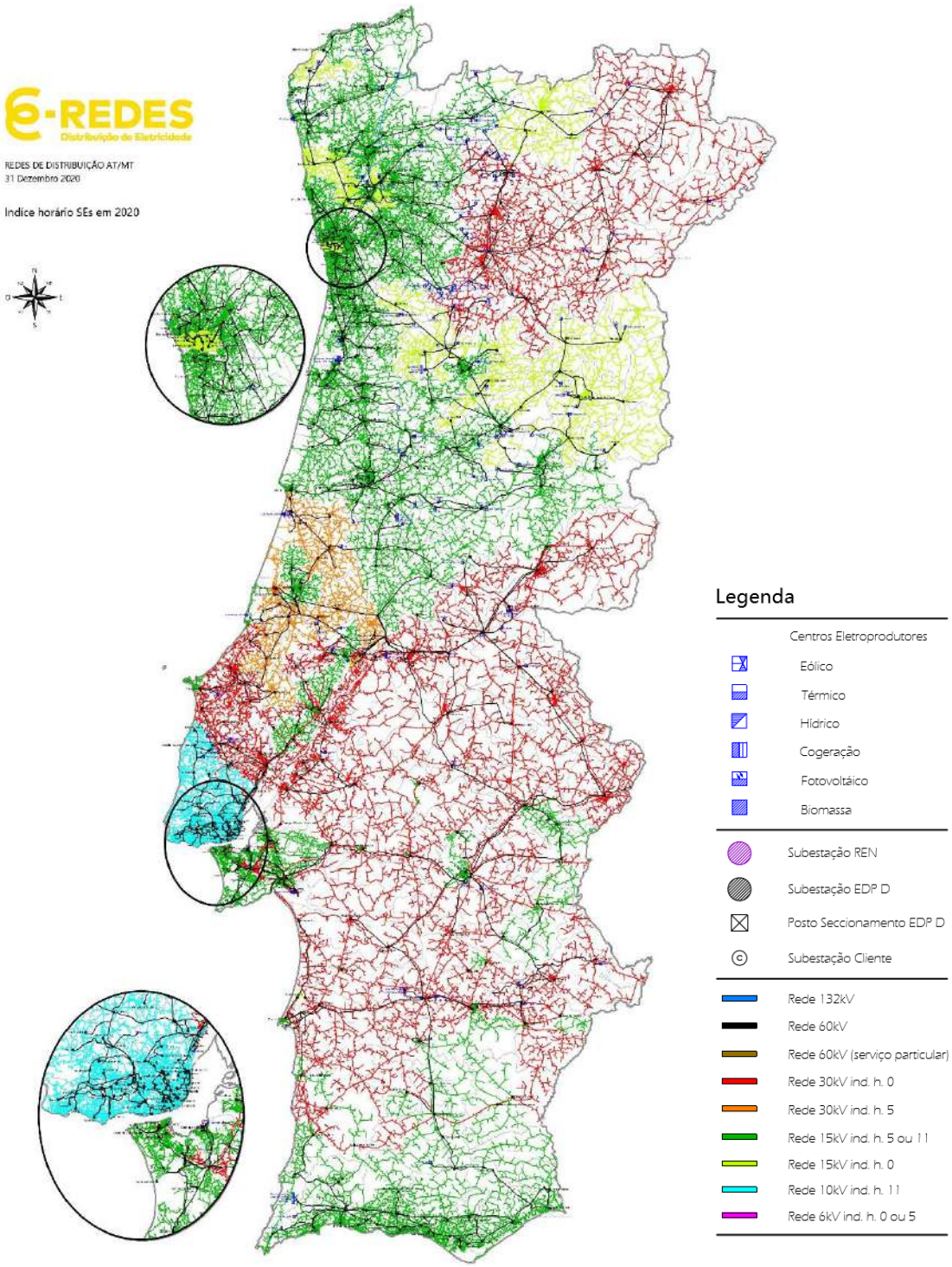


Figura 4 – Níveis de tensão e índice horário da RND MT

3. Caracterização do parque de TP

Tendo em conta o âmbito deste trabalho na preparação do PDIRD-E 2020 Atualização, as tabelas que se seguem registam o número de transformadores por relação de transformação, por potência nominal e grupo de ligação na situação atual (670 transformadores MAT/AT ou AT/MT e 51 transformadores MT/MT).

Os grupos de ligação e índices horários são representados partindo do pressuposto que o neutro dos enrolamentos em estrela é sempre acessível. Assim, por exemplo, a indicação YNyn0 inclui também as configurações YNy0, Yyn0 e Yy0.

- **Relação de transformação 130/60/15 e 130/15**: 2 transformadores

Tabela 1 – Número de TP 130/60/15 e 130/15 por potência nominal e grupo de ligação

Relação Transformação	Potência Nominal [MVA]	YNd5	YNyn0d5
130/15 kV	**31,5**	1	
130/60/15 kV	**60**		1
Total		**1**	**1**
Idade média		**42**	**18**

- **Relação de transformação 60/10**: 120 transformadores

Tabela 2 – Número de TP 60/10 por potência nominal e grupo de ligação

60/10 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNd11**
10	8
20	70
31,5	6
40	36
Total	**120**
Idade média	**30**

- **Relação de transformação 60/15**: 340 transformadores

Tabela 3 – Número de TP 60/15 por potência nominal e grupo de ligação

60/15kV	Grupo de Ligação					
Potência Nominal [MVA]	**Dyn11**	**Dyn5**	**YNd11**	**YNd5**	**YNyn0**	**YNyn0d11**
5			1			
10			3	1	10	
15					4	
20		2	47	50	12	
21				5		
25					6	
30	1			2	14	
31,5			40	115	11	1
40			7	6	2	
Total	**1**	**2**	**98**	**179**	**59**	**1**
Idade média	**41**	**37**	**28**	**29**	**45**	**1**

- **Relação de transformação 60/15/6**: 2 transformadores

Tabela 4 – Número de TP 60/15/6 por potência nominal e grupo de ligação

60/15/6 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0d5**
30	2
Total	**2**
Idade média	**60**

- **Relação de transformação 60/30**: 90 transformadores

Tabela 5 – Número de TP 60/30 por potência nominal e grupo de ligação

60/30 kV	Grupo de Ligação		
Potência Nominal [MVA]	**YNd11**	**YNd5**	**YNyn0**
6,5			1
10			6
15			1
20	1	7	40
25			
31,5		6	20
40		2	6
Total	**1**	**15**	**74**
Idade média	**39**	**30**	**28**

- **Relação de transformação 60/30/10**: 13 transformadores

Tabela 6 – Número de TP 60/30/10 por potência nominal e grupo de ligação

60/30/10 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0d11**
20	1
30	1
31,5	11
Total	**13**
Idade média	**23**

- **Relação de transformação 60/30/15**: 47 transformadores

Tabela 7 – Número de TP 60/30/15 por potência nominal e grupo de ligação

60/30/15 kV	Grupo de ligações		
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0d11**	**YNyn0d5**	**YNyn0yn0**
5		1	
15		4	
20	23	1	1
24	2		
31,5	12	3	
Total	**37**	**9**	**1**
Idade média	**36**	**38**	**50**

- **Relação de transformação 60/30-15**: 49 transformadores

Tabela 8 – Número de TP 60/30-15 por potência nominal e grupo de ligação

60/30-15 kV	Grupo de ligações			
Potência Nominal [MVA]	YNd11	YNd5	YNyn0	YNyn0d11
10	1	6	1	
12,5		2		
15			4	
20	7	19	2	
31,5	1	2		1
40	3			
Total	**12**	**29**	**7**	**1**
Idade média	**31**	**42**	**42**	**1**

- **Relação de transformação 60/30/6**: 5 transformadores

Tabela 9 – Número de TP 60/30/6 por potência nominal e grupo de ligação

60/30/6 kV	Grupo de ligações	
Potência Nominal [MVA]	YNyn0d11	YNyn0d5
10	3	
16		1
25		1
Total	**3**	**2**
Idade média	**53**	**50**

- **Relação de transformação 60/6**: 2 transformadores

Tabela 10 – Número de TP 60/6 por potência nominal e grupo de ligação

60/6 kV	Grupo de ligações
Potência Nominal [MVA]	Dyn5
30	2
Total	**2**
Idade média	**46**

- **Relação de transformação 30/10**: 7 transformadores

Tabela 11 – Número de TP 30/10 por potência nominal e grupo de ligação

30/10 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	YNd11
5	2
10	3
20	2
Total	**7**
Idade média	**45**

- **Relação de transformação 30/15**: 39 transformadores

Tabela 12 – Número de TP 30/15 por potência nominal e grupo de ligação

30/15kV	Grupo de Ligação				
Potência Nominal [MVA]	**Dyn11**	**Dyn5**	**YNd11**	**YNd5**	**YNyn0**
1	1				
2	3		2		
2,5	1				
3,5	1				
5	8	1	2		1
7,5	4				
9,5	1				
10	4			1	6
12,5	1				
20			1		
30	1				
Total	**25**	**1**	**5**	**1**	**7**
Idade média	**41**	**50**	**48**	**61**	**42**

- **Relação de transformação 30/15/6**: 1 transformador

Tabela 13 – Número de TP 30/15/6 por potência nominal e grupo de ligação

30/15/6 kV	Grupo de ligações
Potência Nominal [MVA]	**YNd11d2**
5	1
Total	**1**
Idade média	**52**

- **Relação de transformação 30/15-6**: 2 transformadores

Tabela 14 – Número de TP 30/15-6 por potência nominal e grupo de ligação

30/15-6 kV	Grupo de Ligação	
Potência Nominal [MVA]	**Dyn11**	**YNd11**
7,5		1
10	1	
Total	**1**	**1**
Idade média	**46**	**43**

- **Relação de transformação 30/6**: 1 transformador

Tabela 15 – Número de TP 30/6 por potência nominal e grupo de ligação

30/6 kV	Grupo de ligações
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0**
5	1
Total	**1**
Idade média	**40**

- **Relação de transformação 15/6**: 1 transformador

Tabela 16 – Número de TP 15/6 por potência nominal e grupo de ligação

15/6 kV	Grupo de ligações
Potência Nominal [MVA]	**Dyn5**
1	1
Total	**1**
Idade média	**35**

3.1. Tensão de alimentação do comando do comutador e tensão do motor do comando do comutador

A tensão de alimentação do comando do comutador e do motor do comando são características que também podem afetar a utilização dos transformadores para reserva. Nomeadamente, a coexistência de comutadores de diferentes características na mesma instalação pode constranger a operação em paralelo dos transformadores.

Na rede de distribuição existem diferentes tipos de alimentação do comutador e do seu comando, sendo as mais utilizadas em corrente alternada (230/400V) ou em corrente continua (110V, 125V, 220V). Atualmente os tipos de alimentação normalizada são 110Vcc para o comando do comutador e 230/400 Vca para o motor. Os novos transformadores são adquiridos com estas características normalizadas.

Os dados registados em SIT para estas características não são fiáveis. Por outro lado, a variedade existente não justifica criar uma reserva para cada tipo, considerando-se possível a utilização de conversores para adaptar cada tipo de alimentação ao TP que estiver de reserva.

4. Caracterização dos TP de reserva

Para a caracterização do parque dos TP disponíveis faz-se uma análise aos TP aparcados em Reserva operacional.

Tabela 17 – TP AT/MT aparcados em RO

SAP ID	Fabricante	Nº Série	Ano fabrico	P [MVA]	U [kV]	Gr. ligação	Instalação
234430525	ABB	1LIT755802.02	2020	31,5	60/15	Yy0d11	INE-OLHO BOI
280182324	EFACEC	13101C	1975	10	60/10	Yd11	INE-SÃO SEBASTIÃO
280187563	EFACEC	7664 S	1966	30	130/60/15	Yy0d5	INE-RUIVÃES
280216341	EFACEC	19254 C	1981	20	60/30/15	YNyn0d11	INE-SÃO SEBASTIÃO
280228832	EFACEC	7317 S	1965	20	60/10	YNd11	INE-SÃO SEBASTIÃO
280579355	EFACEC	C 12469	1992	10	60/10	YNd11	INE-SÃO SEBASTIÃO
280651887	EFACEC	C-0389A	2009	31,5	60/30	YNyn0	INE-RUIVÃES
280839438	EFACEC	6083	1963	10	60/30	YNd5	INE-RUIVÃES
280882846	IMEFY	124365	2015	40	60/10	YNd11	INE-SÃO SEBASTIÃO
280902342	ABB	1LIT755283-02	2016	31,5	60/30/15	YNyn0d11	INE-SÃO SEBASTIÃO
Sem SAP ID 8	EFACEC	C-1255A	2019	31,5	60/30/10	YNyn0d11	INE-OLHO BOI
Sem SAP ID 10	IMEFY	130628	2016	31,5	60/15	YNd5	INE-SÃO SEBASTIÃO

Tabela 18 – TP MT/MT aparcados em RO

SAP ID	Fabricante	Nº Série	Ano fabrico	P [MVA]	U [kV]	Gr. ligação	Instalação	Observações
280181899	MOTRA (SIEMENS)	LEL25239	1984	5	30/6	Dyn11	INE-OLHO BOI	Sem cálculo do RUL expectável em 2020
280181903	EFACEC	19286-C	1978	20	30/10	Yd11	INE-SÃO SEBASTIÃO	Sem cálculo do RUL expectável em 2020
280182114	EFACEC	13054 C	1973	10	30/15	Yy0	INE-OLHO BOI	
280182120	MOTRA (SIEMENS)	LEL4768	1969	10	30/15	Yy0	INE-OLHO BOI	
280190645	EFACEC	13008 C	1971	5	30/15	Dy11	INE-OLHO BOI	Fim de ciclo de vida previsto para 2020
280192271	MOTRA (SIEMENS)	LEL13797	1978	6,5	30/15	Dy11	INE-SÃO SEBASTIÃO	
280192277	EFACEC	7130	1964	7,5	30/15	Dyn11	INE-OLHO BOI	Fim de ciclo de vida previsto para 2021
280192290	MOTRA (SIEMENS)	LEL20998	1982	5	30/15	Dyn11	INE-OLHO BOI	
280211764	EFACEC (BOOSTER)	5651	1962	7,5	15/15	Yy0	INE-RUIVÃES	Sem cálculo do RUL expectável em 2020
280216342	PAUWELS	73.27065	1973	5	30/15	Dyn5	INE-SÃO SEBASTIÃO	Sem cálculo do RUL expectável em 2020
280627228	STROMBERG	50910005	1974	2,5	30/15	Yy0	INE-OLHO BOI	Sem cálculo do RUL expectável em 2020
280627230	SIEMENS	LEL13319	1979	10	30/15	YNd5	INE-OLHO BOI	
280882847	SIEMENS	LEL8874	1974	20	30/10	YNd11	INE-OLHO BOI	TP irá substituir o TP3 da SE Cabeda
Sem SAP ID 13	EFACEC	12926 C	1972	2	30/15	YNd11	INE-SÃO SEBASTIÃO	Sem cálculo do RUL expectável em 2020

Para além destes, existem ainda 9 TP de subestações móveis AT/MT aparcados em reserva. Na Tabela 19 apresenta-se um maior detalhe acerca das características de cada um destes TP.

Tabela 19 – TP das SE Móveis em RO

SAP ID	Fabricante	Nº Série	Ano fabrico	P [MVA]	U [kV]	Gr. ligação	Instalação
280211763	EFACEC	C 12366	1991	25	60/30-15	YNd5	SE MÓVEL 2
280226429	EFACEC	C 12060	1990	15	60/30-15	YNd5	SE MÓVEL 14
280228829	EFACEC	LEL 86728	2001	20	60/15-10	Yd11	SE MÓVEL 6
280610161	EFACEC	C 23698	1999	20	60/30-15	YNd5	SE MÓVEL 8
280610162	SIEMENS	LEL 97647	2004	20	60/30-15	Yd11	SE MÓVEL 9
280610606	EFACEC	C 23738	1999	20	60/30-15	YNd5	SE MÓVEL 1
280612824	MOTRA (SIEMENS)	15458	1980	10	60/30-15	YNd11	SE MÓVEL 10
280624474	EFACEC	C 12061	1990	15	60/30-15	YNd5	SE MÓVEL 3
280647531	SIEMENS	LEL 88739	2001	20	60/15-10	Yd11	SE MÓVEL 7

Dos TP considerados nas tabelas anteriores, foram excluídos os que não têm cálculo do RUL (Remaining Useful Life) expectável em 2020, os que têm fim de ciclo previsto para antes de 2022 e os que se prevê que sejam utilizados para substituir TP atualmente em exploração. Nas tabelas seguintes apresentam-se o conjunto de transformadores disponíveis no que diz respeito à relação de transformação (kV), grupos de ligação e potências (MVA).

Assim, existem 12 TP AT/MT, 5 TP MT/MT e 9 TP AT/MT de subestações móveis em INE, ou seja, um total de 26 TP disponíveis para reserva.

Tabela 20 – Número de TP 130/60/15 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

130/60/15 kV	**Grupo de Ligação**
Potência Nominal [MVA]	YNyn0d5
30	1
Total	**1**

Tabela 21 – Número de TP 60/10 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/10 kV	**Grupo de Ligação**
Potência Nominal [MVA]	**YNd11**
10	2
20	1
40	1
Total	**4**

Tabela 22 – Número de TP 60/15 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/15 kV	**Grupo de Ligação**	
Potência Nominal [MVA]	**YNd5**	**YNyn0d11**
31,5	1	1
Total	**1**	**1**

Tabela 23 – Número de TP 60/15-10 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/15-10 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNd22**
20	2
Total	**2**

Tabela 24 – Número de TP 60/30 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/30 kV	Grupo de Ligação	
Potência Nominal [MVA]	**YNd5**	**YNyn0**
10	1	
31,5		1
Total	**1**	**1**

Tabela 25 – Número de TP 60/30/10 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/30/10 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0d11**
31,5	1
Total	**1**

Tabela 26 – Número de TP 60/30/15 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/30/15 kV	Grupo de Ligação
Potência Nominal [MVA]	**YNyn0d11**
20	1
31,5	1
Total	**2**

Tabela 27 – Número de TP 60/30-15 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

60/30-15 kV	Grupo de Ligação	
Potência Nominal [MVA]	**YNd11**	**YNd5**
10	1	
15		2
20	1	2
25		1
Total	**2**	**5**

Tabela 28 – Número de TP 30/15 aparcados por potência nominal e grupo de ligação

30/15 kV	Grupo de Ligação		
Potência Nominal [MVA]	**Dyn11**	**YNd5**	**YNyn0**
5	1		
6,5	1		
10		1	2
Total	**2**	**1**	**2**

5. Fiabilidade dos TP

Foi realizada uma análise das avarias graves (avarias nos enrolamentos ou núcleo magnético), bem como das avarias no comutador em carga ocorridas nos TP AT/MT e MT/MT no período 2003-2020. Nesse período ocorreram 40 avarias graves (média de 2,3 avarias por ano).

A Figura 5 apresenta o número de avarias graves ocorridas em TP AT/MT em cada ano, bem como o intervalo de idades dos transformadores avariados em cada ano.

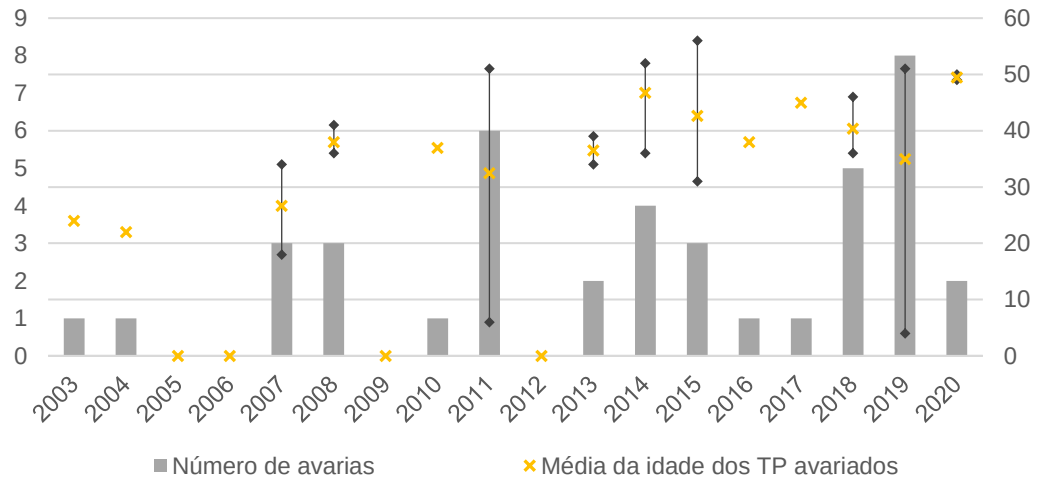


Figura 5 – Nº de Avarias Graves em TP AT/MT (a cinzento no eixo primário) e idade dos TP avariados (a laranja e preto no eixo secundário)

Os TP AT/MT com avarias graves apresentaram uma idade média, à data da avaria, de 36,7 anos.

A única avaria ocorrida em TP MT/MT aconteceu em 2018 e o TP tinha à data 59 anos de idade.

Um maior envelhecimento do parque de transformadores AT/MT e MT/MT da E-REDES poderá, eventualmente, conduzir a um maior número de avarias graves ocorridos em cada ano.

Adicionalmente, ocorreram no período 46 avarias no comutador em carga (média de 2,6 avarias por ano) em TP AT/MT. A Figura 6 apresenta o número de avarias no comutador em carga ocorridas em cada ano, bem como a idade média, mínima e máxima dos transformadores avariados em cada ano.

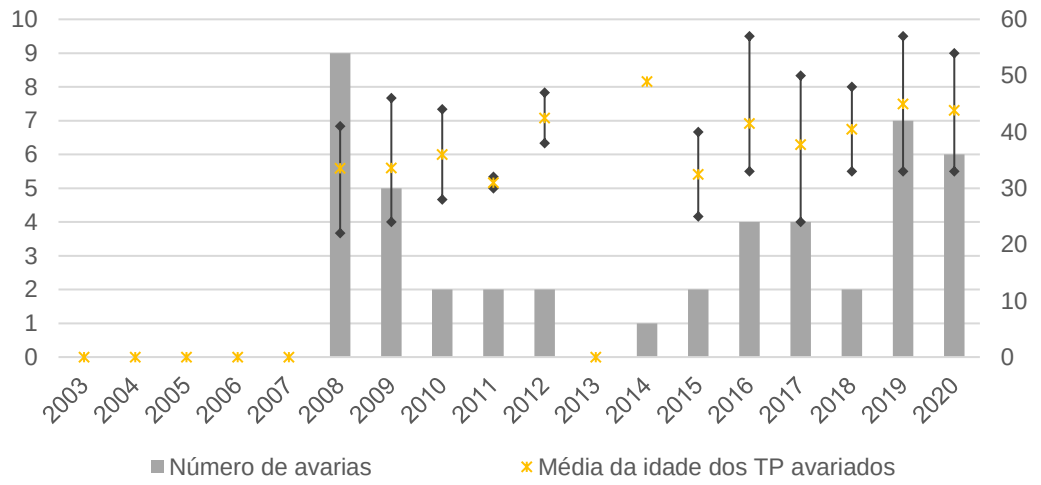


Figura 6 – Nº de Avarias no Comutador em Carga em TP AT/MT (a cinzento no eixo primário) e idade dos TP avariados (a laranja e preto no eixo secundário)

Os TP com avarias no comutador em carga apresentaram uma idade média, à data da avaria, de 38,9 anos.

Não há registo de nenhuma avaria no comutador de carga de TP MT/MT, até à data.

Um maior envelhecimento do parque de transformadores AT/MT e MT/MT da E-REDES poderá, eventualmente, conduzir a um maior número de avarias no comutador em carga ocorridas em cada ano.

A verba recomendada para renovação destes ativos permite fazer face a este tipo de contingências (avarias graves na parte ativa), as quais têm uma probabilidade de ocorrência reduzida (taxa anual de avarias de 0,0074 unidades/ano para as avarias graves, considerando os valores registados entre 2014 e 2020).

A realização de exames de polimerização ao isolamento dos enrolamentos (DPV) de transformadores que tenham sofrido avarias graves permite avaliar, com grande rigor, o estado do isolamento dos enrolamentos à data da avaria. Este estado é estimado, durante a vida útil, por intermédio de análises ao óleo. Logo, o cruzamento dos resultados do exame DPV com os dos exames ao óleo permite afinar o rigor destes últimos na análise da condição do transformador, eventualmente proporcionando um instrumento passível de antecipar com maior rigor os transformadores que se encontram perto do fim da sua vida útil.

5.1. TP em vigilância intensiva

Para complementar a informação do número de falhas por ano, foi efetuada uma análise ao parque de transformadores tendo em consideração duas vertentes que indiciam uma maior necessidade de vigilância sobre a condição dos mesmos: presença de defeitos internos, como descargas parciais ou defeitos térmicos de elevada temperatura, e nível de degradação do papel isolante.

Em resultado dos ensaios efetuados, encontram-se em vigilância 43 transformadores AT/MT e MT/MT, cuja média de idades é de 37,1 anos. A distribuição por idades encontra-se na Figura 7, notando-se maior frequência de ocorrências nos transformadores entre os 11 e os 20 anos,

sendo que 19 TP estão com defeito térmico de baixa temperatura e 1 com defeito térmico de alta temperatura.

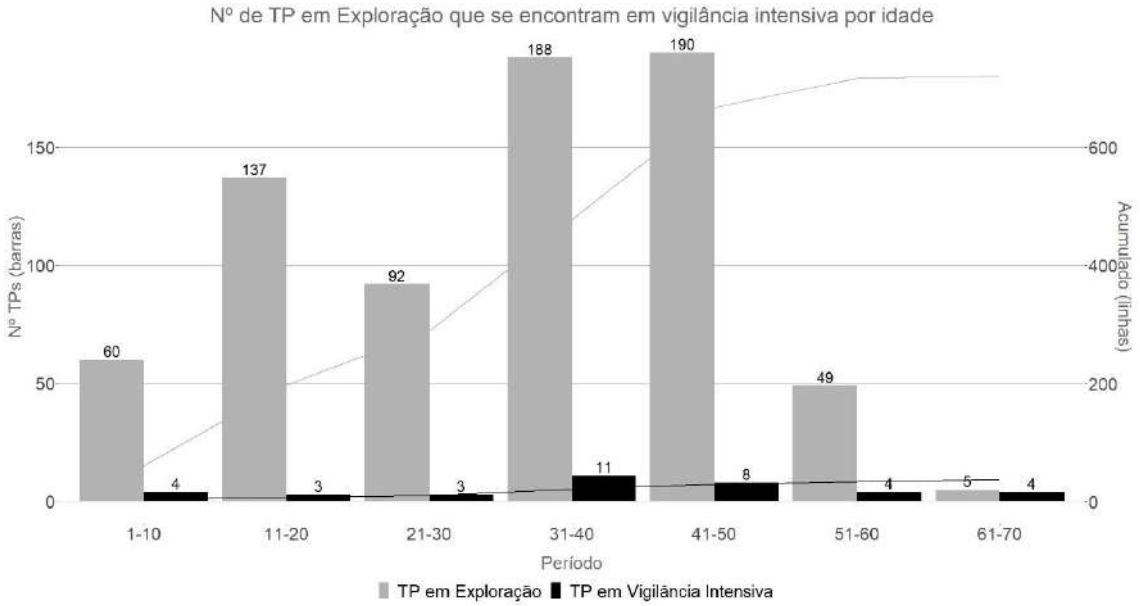


Figura 7 – Nº de TP em exploração por idade que se encontram em vigilância

Na Tabela 29 apresenta-se o número de TP AT/MT e MT/MT que se encontram em vigilância intensiva por relação de transformação, potência nominal e grupo de ligação.

Tabela 29 – TP em vigilância intensiva por Relação de transformação, potência nominal e grupo de ligação

Tensão [kV]	Potência Nominal [MVA]	Dyn11	YNd11	YNd5	YNyn0	YNyn0d11	YNyn0d5
30/10	10		1				
30/15	5	1					
60/10	20		7				
	40		1				
60/15	15				2		
	20			4			
	31,5		1	5			
60/15/6	30						1
60/30	15				1		
	20				5		
60/30-15	10			1			
	20		2	1			
	31,5			1			
60/30/10	31,5					1	
60/30/15	5						1
60/30/6	10					1	
Total		**1**	**12**	**12**	**8**	**2**	**2**

Para os 37 transformadores que se encontram em vigilância intensiva apresenta-se, na Tabela 30, os defeitos previstos com base na análise dos gases dissolvidos no óleo por cromatografia nas colheitas da Labelec realizadas em 2020.

Tabela 30 – Defeitos previstos com base na análise dos gases das colheitas Labelec

Diag AC	Nº TP
Defeito térmico de baixa temperatura	6
Defeito térmico de elevada temperatura	9
Descargas elétricas de baixa energia	1
Descargas parciais	6
Descargas parciais associadas a defeito térmico de baixa temperatura.	1
Estado Normal	14
Total	**37**

5.2. Condição dos TP com base no PATH

Com o INESCTEC a E-REDES desenvolveu um sistema que analisa a condição do transformador tendo como principais objetivos o diagnóstico da condição do transformador no curto prazo, a previsão da condição do transformador a longo prazo e o cálculo da probabilidade de falha dos transformadores.

Este projeto denominou-se PATH – Predicting Transformer Health, e teve como objetivo a conceção de indicadores de saúde que integrassem os TP AT/MT e MT/MT.

Os modelos desenvolvidos permitem, além de automatizar e sistematizar o processo de análise de condição do transformador, sinalizar os transformadores com suspeitas de potenciais avarias ou com necessidade de substituição num horizonte próximo. No entanto, neste projeto apenas foi possível avaliar as falhas internas do TP, sendo que as avarias no comutador estão fora do âmbito deste estudo.

Um dos modelos desenvolvidos, de curto prazo, permite aferir a condição do equipamento, numa escala de 0-10, sendo 0 o pior resultado, tendo por base a análise DGA e o seu histórico. Realizou-se uma análise aos TP em exploração que apresentam pior nota DGA (inferior a 5), cujo detalhe se pode encontrar na tabela abaixo.

Tabela 31 – TP em exploração com nota inferior a 5

SAP ID	Nome da Subestação	Idade	P [MVA]	U [kV]	Gr. ligações	DGA 2018
280185856	ALFARELOS	28	20	60/30-15	YNd11	3,82
280187489	ERMAL	44	20	60/15	YNd5	3,83
280190651	MOURA	61	10	60/30/6	Yy0d11	4,12
280187525	ANTAS	59	30	60/15/6	YNyn0d5	4,12
280182153	PORTEL	37	5	30/15	Dyn11	4,65
280182404	ARCO CARVALHÃO	35	20	60/10	YNd11	4,82
280181527	REBOLEIRA	31	20	60/10	YNd11	4,84

Para o longo prazo foi desenvolvido um modelo que antevê quando é que o TP vai terminar o seu ciclo de vida (RUL – Remaining Useful Life), contabilizando vários fatores estudados.

A vida restante tem como base a degradação do papel de isolamento do transformador e outros fatores que o algoritmo deu como relevantes, nomeadamente a qualidade do óleo e a carga a que o TP está sujeito.

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 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.

O modelo vai ajustando dinamicamente a curva de base teórica, de forma a avaliar e prever a condição do transformador, à medida que os dados vão sendo recolhidos e introduzidos na base de dados.

Na Figura 8 apresenta-se o RUL expectável para as últimas colheitas, sendo que o algoritmo também nos apresenta o RUL mais conservador e RUL mais favorável com dois desvios padrão.

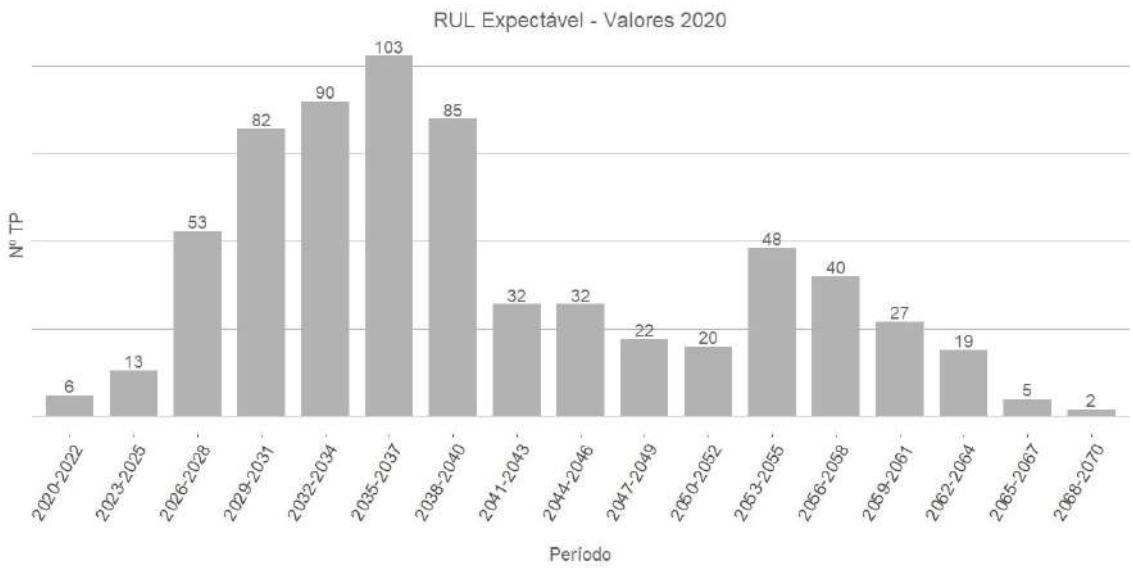


Figura 8 – RUL expectável para as últimas colheitas

Verifica-se que é expectável que se tenha um conjunto significativo de TP a atingirem um estado que se considera como o final de vida útil no horizonte de 5 a 10 anos.

5.3. Tempos de Reparação e de Substituição

O conhecimento do tempo médio necessário para reparar ou substituir um transformador que avaria é de extrema importância, sendo uma das informações base para o dimensionamento da reserva estratégica. Para o cálculo destes valores é necessário ter em conta o tempo que decorre desde a avaria até à tomada de decisão, que pode ser de abater ou reabilitar, e também o período entre a encomenda de um novo TP e a sua entrega, ou entre o pedido de reabilitação e a sua devolução, no caso de TP ser abatido ou reabilitado, respetivamente.

O apuramento do intervalo de tempo desde a avaria até à decisão foi realizado com base no histórico recente de ocorrências de avaria e corresponde a 3 meses, no caso do TP ser reabilitado, e 5 meses, se a decisão for o abate.

Relativamente aos tempos de resposta por parte dos fornecedores, a estimativa feita teve em conta informação recolhida junto de um dos fornecedores (Efacec) e também em informação decorrente da experiência recente de ocorrências. Os resultados apurados foram de 6 e 24 meses, consoante se trata de reabilitação ou abate, respetivamente.

Desta forma, os tempos totais médios estimados que decorrem desde a avaria até à entrega do TP funcional, isto é, o período que será necessário recorrer à reserva estratégica, são de 9 meses para a reabilitação e de 30 meses para o abate.

Esses tempos deverão ser revistos periodicamente (eventualmente bienalmente), uma vez que o dimensionamento da reserva operacional é bastante sensível a esta informação. O corolário desta afirmação é o de que poderemos obter poupanças significativas se for possível agilizar o processo de decisão na aquisição de novos TP AT/MT – algo que poderá ser analisado, inclusive, com a ERSE.

6. Dimensionamento da Reserva Operacional

O correto dimensionamento da reserva operacional é de extrema importância, já que estes equipamentos permitem a substituição de elementos avariados, cuja ausência provocaria interrupção de fornecimento, ou desencadearia situações de exploração com risco acrescido de interrupção.

Neste contexto, foram desenvolvidas duas análises complementares, ambas com base no RUL, que visam a avaliação da dimensão da atual reserva de transformadores AT/MT e MT/MT, propondo, caso se entenda necessário, a aquisição de novos equipamentos. Estes novos equipamentos visam apenas reforçar o parque de TP disponível para reserva operacional, estando excluídas desta análise as necessidades de investimento corrente urgente.

6.1. Modelo para o cálculo das necessidades de investimento nos períodos 2023-2027 e 2028-2032

A primeira abordagem de dimensionamento da reserva operacional foi realizada tendo por base RUL expectável calculado em dezembro de 2020. Esta informação permite-nos ter uma previsão do número de avarias catastróficas, ou seja, que implicam o abate dos TP, em cada ano do intervalo em estudo, por relação de transformação e potência nominal do TP.

Por forma a avaliar se o número de TP AT/MT e MT/MT que compõem a reserva operacional atualmente é suficiente, foi necessário sortear os momentos em que as falhas catastróficas ocorrerão (para o mesmo ano de falha, pode acontecer avariarem em meses distantes ou próximos).

Para isso, foram realizados, por tipo de relação de transformação, 2000 sorteios dos momentos de falha (1000 para cada período de 5 anos), assumindo-se uma distribuição uniforme dos mesmos no tempo.

Com estas informações, e tendo presente o tempo médio de substituição mencionado na secção 5.3, foi então possível simular o processo de falha, e cruzar, a cada momento, esses dados com os da reserva operacional. Esta análise teve como objetivo a realização de uma gestão dinâmica da reserva, garantindo, assim, que o número de TP AT/MT e MT/MT que se propõe que seja adquirido é o mínimo indispensável.

São descritos, de seguida, os pressupostos que foram tidos em conta no apuramento das necessidades de investimento, dos TP AT/MT, e que tiveram como objetivo essencial otimizar o uso dos TP em reserva.

Em caso de falha catastrófica de um TP com S <= 20 MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir em reserva nenhum com estas características de potência, mas existir com S > 20 MVA, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Em caso de falha catastrófica de um TP com S > 20 MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Utilizando por base o histórico de aquisições de TP AT/MT, considerou-se que a potência dos novos TP AT/MT a adquirir deverá respeitar a seguinte distribuição:

- 50% com S > 20 MVA
- 50% com S = 20 MVA

De forma análoga, são descritos, de seguida, os pressupostos que foram tidos em conta no apuramento das necessidades de investimento, dos TP MT/MT, e que tiveram como objetivo essencial otimizar o uso dos TP em reserva.

Em caso de falha catastrófica de um TP com S <= 5 MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir em reserva nenhum com estas características de potência, mas existir com S > 5 MVA, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Em caso de falha catastrófica de um TP com S > 5 MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Utilizando por base o parque de TP MT/MT, considerou-se que a potência dos novos TP MT/MT a adquirir deverá respeitar a seguinte distribuição:

- 38% com S > 5 MVA
- 62% com S = 5 MVA

Foram gerados resultados para dois cenários: considerando as SE Móveis em situação de "Desligado/Reserva" como Reserva Operacional, e não o fazendo. No caso em que as características dos TP destas SE permitem mais do que uma configuração (ex. TP 60/30-15 pode ser explorado como 60/30 ou 60/15), foi considerada a que apresenta maior número de falhas catastróficas previstas para o período em causa.

Os resultados apresentados têm subjacente uma grande aversão ao risco, que corresponde ao cenário indicado pelo percentil 95, das 1000 simulações realizadas, para cada tipo de relação de transformação e período de 5 anos.

Importa sublinhar que, no cálculo do número de TP que se propõe que sejam adquiridos para o período 2028-2032, assumiu-se que as necessidades de investimento para o período 2023-2027 foram satisfeitas.

Tendo em conta as condições detalhas acima, os resultados do modelo, para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, encontra-se sintetizados nas tabelas abaixo. A Tabela 32 e a Tabela 33 dizem respeito aos TP AT/MT e expressam o cenário com SE móveis e sem, respetivamente. Já a Tabela 34, diz respeito aos TP MT/MT. É também apresentado, para cada uma das categorias, o número de TP que se encontram em reserva atualmente, o número de falhas catastróficas previstas e o número total de TP que é necessário ter no início do período (valor calculado com base no número de TP que se propõe adquirir e no número de TP que se encontram atualmente em reserva).

Tabela 32 – Reserva atual, falhas previstas e necessidades de investimento em TP AT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação (Cenário com SE móveis)

Tipo de TP AT/MT	Dez 2020	Período 2023-2027			Período 2028-2032		
	Nº TP em reserva	Nº Prevista Falhas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período
60/15	11	13	3	14	56	21	35
60/10	4	6	1	5	22	11	16
60/30	2	3	1	3	19	9	12
60/30/10	1	0	0	1	0	0	1
60/30/15	2	0	0	2	13	9	11
Total	**20**	**22**	**5**	**25**	**110**	**50**	**75**

Tabela 33 – Reserva atual, falhas previstas e necessidades de investimento em TP AT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação (Cenário sem SE móveis)

Tipo de TP AT/MT	Dez 2020	Período 2023-2027			Período 2028-2032		
	Nº TP em reserva	Nº Prevista Falhas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período
60/15	2	13	10	12	56	23	35
60/10	4	6	1	5	22	11	16
60/30	2	3	1	3	19	9	12
60/30/10	1	0	0	1	0	0	1
60/30/15	2	0	0	2	13	9	11
Total	**11**	**22**	**12**	**23**	**110**	**52**	**75**

Tabela 34 - Reserva atual, falhas previstas e necessidades de investimento em TP MT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação

Tipo de TP MT/MT	Dez 2020	Período 2023-2027			Período 2028-2032		
	Nº TP em reserva	Nº Prevista Falhas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição	Nº TP em RO necessários no início do período
30/15	5	13	5	10	14	3	13
30/10	0	2	2	2	1	0	2
Total	**5**	**15**	**7**	**12**	**15**	**3**	**15**

Para além da informação quantitativa relativa aos TP que devem ser adquiridos, é também necessário identificar o grupo de ligação associado a cada um. Nesse contexto, e tendo em conta os grupos de ligação normalizados para cada tipo de relação de transformação, a proporção de cada grupo de ligação no parque existente, e também o facto dos índices horários 5 e 11 serem convertíveis, as necessidades de investimento para TP AT/MT (cenários com e sem SE móveis) e MT/MT encontram-se sumariadas nas tabelas abaixo.

Tabela 35 – Necessidades de investimento em TP AT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação e grupo de ligação (Cenário com SE móveis)

Tipo de TP AT/MT	Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2023-2027			Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2028-2032		
	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5
60/15	3	0	0	21	0	0
60/10	1	0	0	11	0	0
60/30	0	1	0	0	9	0
60/30/15	0	0	0	0	0	9
60/30/10	0	0	0	0	0	0
Total	**4**	**1**	**0**	**32**	**9**	**9**

Tabela 36 – Necessidades de investimento em TP AT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação e grupo de ligação (Cenário sem SE móveis)

Tipo de TP AT/MT	Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2023-2027			Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2028-2032		
	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5
60/15	10	0	0	23	0	0
60/10	1	0	0	11	0	0
60/30	0	1	0	0	9	0
60/30/15	0	0	0	0	0	9
60/30/10	0	0	0	0	0	0
Total	**11**	**1**	**0**	**34**	**9**	**9**

Tabela 37 – Necessidades de investimento em TP MT/MT para os períodos 2023-2027 e 2028-2032, por relação de transformação e grupo de ligação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2023-2027			Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2028-2032		
	Dyn11/5	YNd11/5	YNyn0	Dyn11/5	YNd11/5	YNyn0
30/15	3	1	1	2	0	1
30/10	0	2	0	0	0	0
Total	**3**	**3**	**1**	**2**	**0**	**1**

7. Conclusões

A caracterização do parque de TP em exploração torna evidente que este é bastante envelhecido, sendo a idade média dos TP AT/MT em exploração de 31,9 anos e dos TP MT/MT de 43,6 anos. A proporção de TP com idade igual ou superior a 47 anos é significativa, sendo de 16% nos TP AT/MT e 27% nos TP MT/MT. Verificou-se, adicionalmente, uma expansão significativa entre 1980 e 1984, sendo 22% dos TP AT/MT com ano de fabrico neste intervalo. Já para os TP MT/MT essa percentagem sobe para os 43%.

Do estudo de apuramento das necessidades de investimento em TP AT/MT e MT/MT para reforço da reserva operacional, chegou-se à conclusão de que, no período 2023-2027, para o cenário em que as subestações móveis em "Desligado/Reserva" são consideradas como reserva operacional, será necessário adquirir 5 TP AT/MT. Já no cenário destas subestações não serem consideradas como reserva operacional, as necessidades são naturalmente um pouco mais elevadas, propondo-se a aquisição de 12 TP AT/MT. No que diz respeito aos TP MT/MT, o estudo evidencia a necessidade de aquisição de 7 TP para reforço da reserva operacional.

Relativamente ao período 2028-2032, e tendo como pressuposto que as necessidades para o período 2023-2027 foram satisfeitas, estima-se que será necessário adquirir 50 TP AT/MT, no caso de serem consideradas as SE móveis, e 52 caso contrário. Importa destacar ainda que, durante estes 5 anos, se estima que 110 TP AT/MT terminem o seu ciclo de vida. No que diz respeito aos TP MT/MT, o estudo evidencia a necessidade de aquisição de 3 TP para reforço da reserva operacional neste período.

As análises desenvolvidas no projeto PATH, destacando-se o modelo para o longo prazo que prevê a data de fim de ciclo de vida de cada TP, permitem concluir que o número esperado de falhas catastróficas anuais de TP aumentará substancialmente na próxima década, devido ao envelhecimento dos transformadores. Essa conclusão recomenda a definição de uma estratégia de gestão deste ativo a longo prazo, a qual poderá passar pela substituição antecipada de transformadores em fim de vida.

Página em branco

ANEXO H – BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS DO PDIRD-E 2020

Página em branco

Balanço intercalar da execução de investimentos do PDIRD-E 2020

Junho de 2022

Índice

1. Introdução 3
2. Vetores 4
   2.1. Descrição 4
   2.2. Metodologia de cálculo do investimento por Vetor 4
   2.3. Investimento por vetor 4
3. Balanço por Vetor de Investimento 6
   3.1. Análise por Vetor 6
4. Balanço do subprograma “Reposição da capacidade de receção na RND” 12

1. Introdução

No seguimento da realização do Balanço Intercalar ao Investimento - apresentado no PDIRD-E 2020, também para a presente atualização deste Plano se elaborou um balanço da execução. Dado que se trata de um documento de atualização, o balanço realizado é referente ao período do Plano correspondente (2021-2025), sendo que apenas tem um ano concluído (2021).

Tendo em consideração que o Plano assenta numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, para o investimento específico, a análise incidiu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, são constituídos por projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Efetuou-se, assim, a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos.

Adicionalmente, seguindo a recomendação da ERSE ao PDIRD-2020, foi efectuado um balanço da concretização dos projetos incluídos no subprograma "Reposição da capacidade de receção na RND", bem como das receitas decorrentes das comparticipações por reforço da rede decorrentes da ligação à RND de novos produtores, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, tendo em conta que o financiamento deste subprograma é assegurado através das comparticipações devidas pelos produtores.

2. Vetores

2.1. Descrição

Os vetores estratégicos de investimento considerados são:

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

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.

2.2. Metodologia de cálculo do investimento por Vetor

O investimento atribuído a cada vetor é calculado com base numa matriz que afeta uma percentagem do investimento de cada programa ao respetivo vetor.

	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
Programas 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%		
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%	

Tabela 2.1- Matriz dos investimentos por vetor

2.3. Investimento por vetor

No ponto 3. analisar-se-ão os valores para cada um dos vetores. Essa análise detalha e complementa a visão global que abaixo se apresenta para o desempenho do ano de 2021.

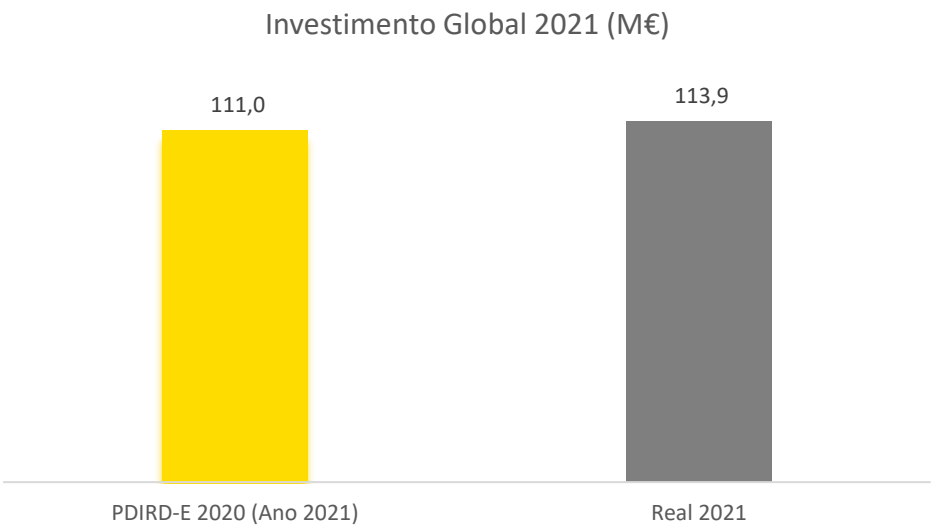


Figura 2.1: Investimento Global Anual 2021 (M€)

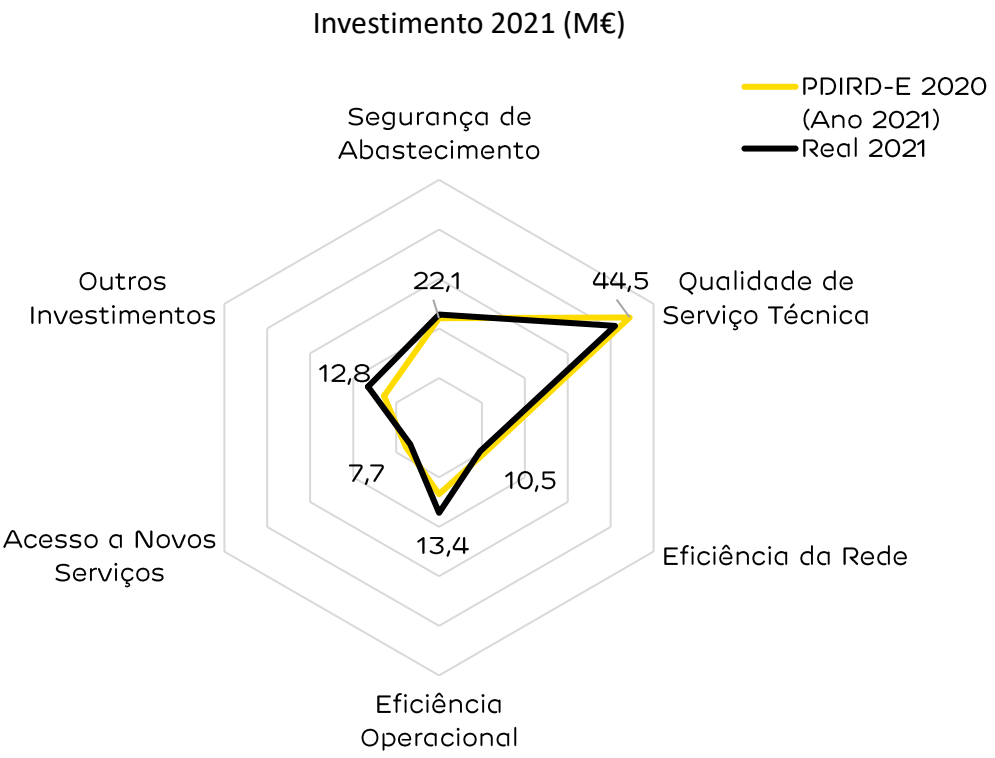


Figura 2.2: Investimento 2021 (M€)

3. Balanço por Vetor de Investimento

3.1. Análise por Vetor

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor de Segurança de Abastecimento apresenta valores de realização de investimento em linha com o valor proposto no PDIRD.

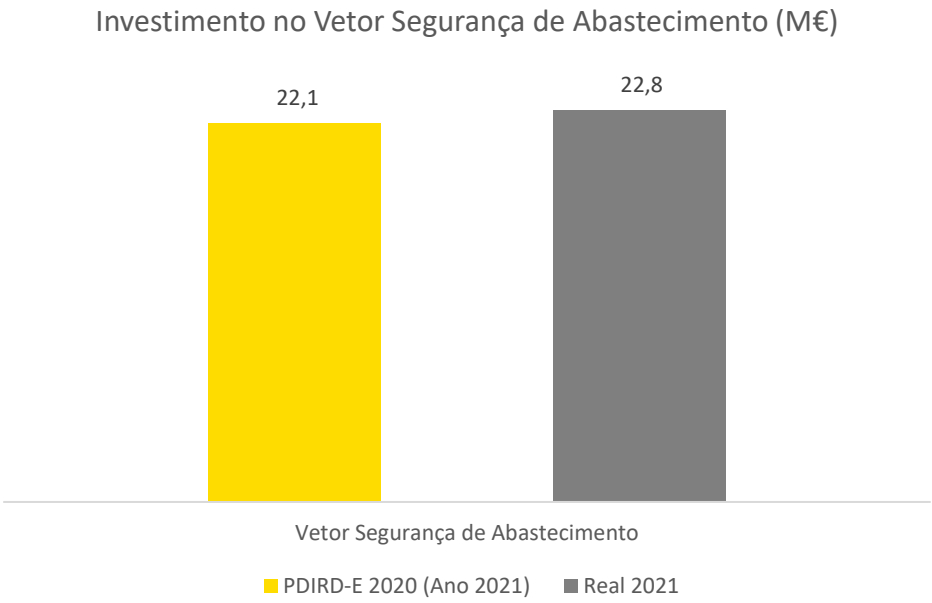


Figura 3.1: Vetor Segurança de Abastecimento (M€)

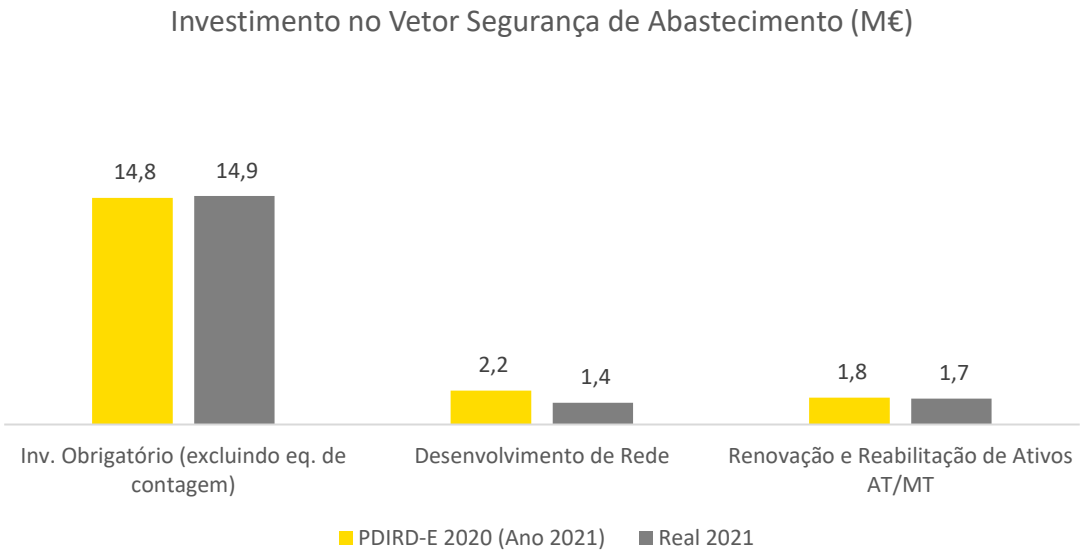


Figura 3.2: Programas do Vetor Segurança de Abastecimento (M€)

O Investimento Obrigatório é o programa que contribui com mais peso para este vetor verificando-se um alinhamento com os valores previstos.

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O vetor de Qualidade de Serviço apresentou um ligeiro desvio (-8%) face ao plano, não comprometendo os objetivos da proposta final do PDIRD-E 2020.

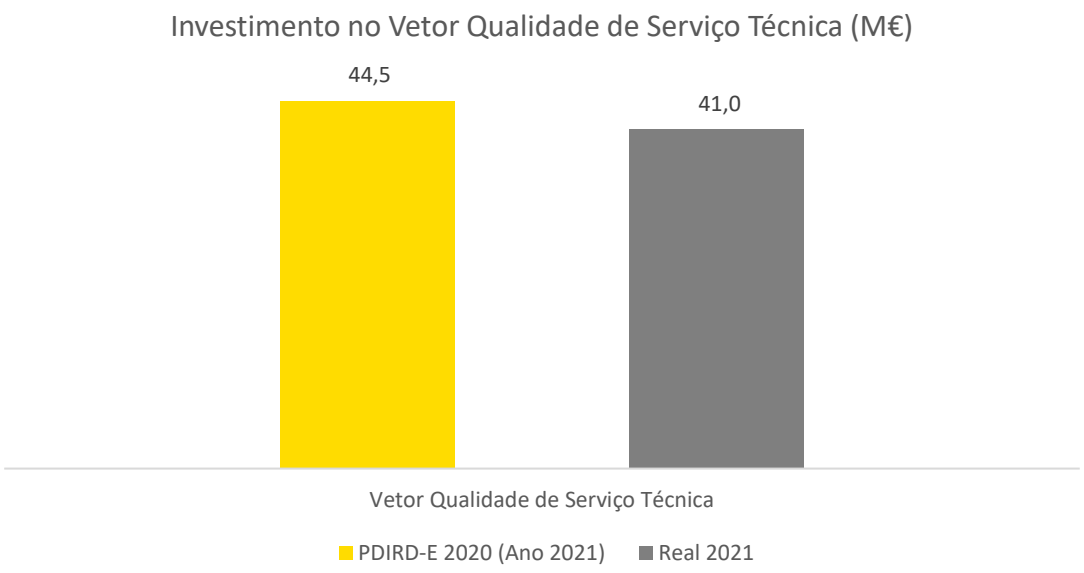


Figura 3.3: Qualidade de Serviço (M€)

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

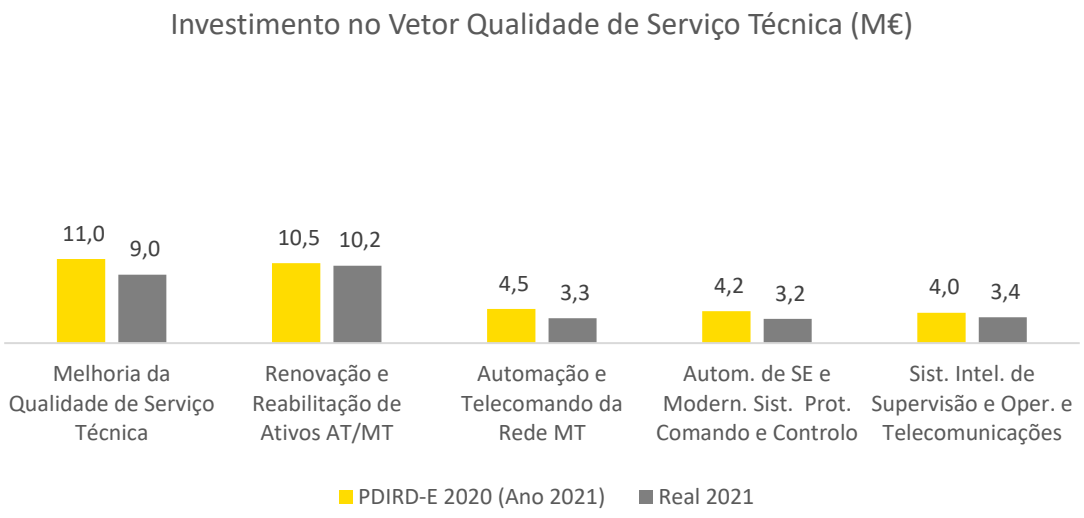


Figura 3.4: Programas do Vetor Qualidade de Serviço (M€)

EFICIÊNCIA DA REDE

O vetor eficiência de rede apresenta um ligeiro desvio negativo de 9% face ao plano. Este desvio regista-se em programas de investimento de iniciativa da empresa, cujo contributo para este vetor é significativo (Desenvolvimento de Rede e Redução de Perdas AT/MT).

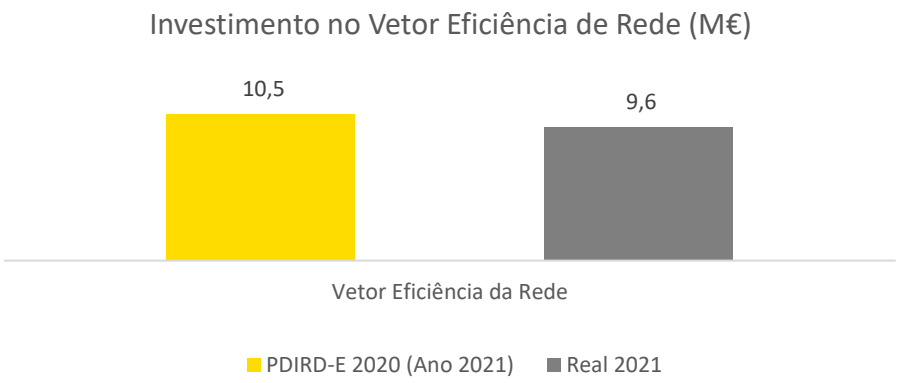


Figura 3.5: Eficiência da Rede (M€)

No gráfico seguinte apresenta-se a contribuição desses programas para o investimento no vetor Eficiência da Rede:

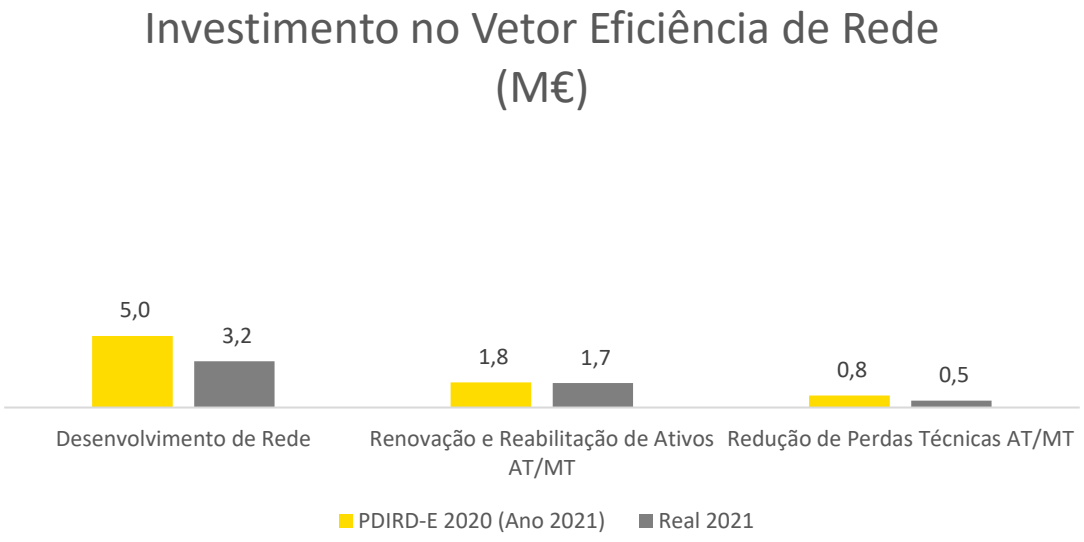


Figura 3.6: Programas do Vetor Eficiência da Rede (M€)

EFICIÊNCIA OPERACIONAL

O vetor Eficiência Operacional superou a verba prevista no PDIRD-E em 28%. A elevada contribuição para este vetor do investimento Corrente Urgente, que tratando-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 , em 2021 registou valores acima do previsto, justifica a ultrapassagem da realização deste vetor.

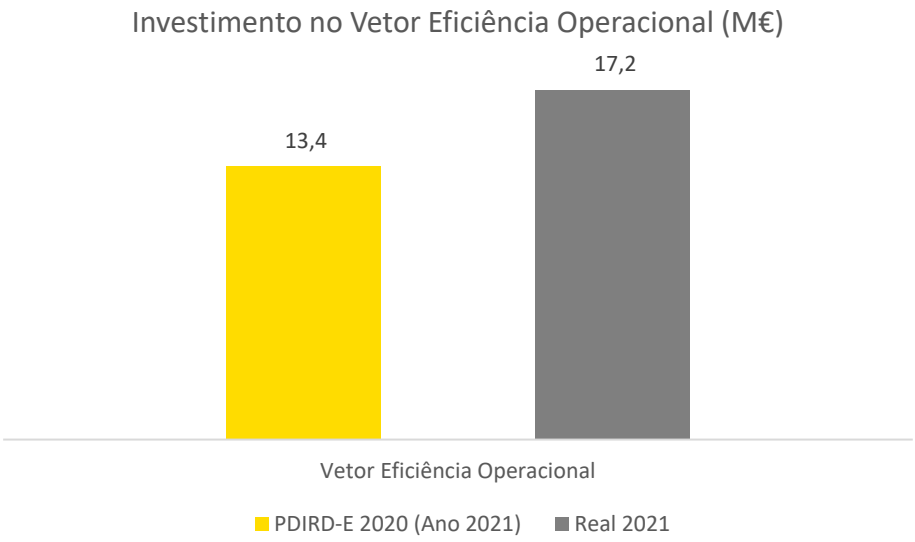


Figura 3.7: Eficiência Operacional (M€)

No gráfico em baixo apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

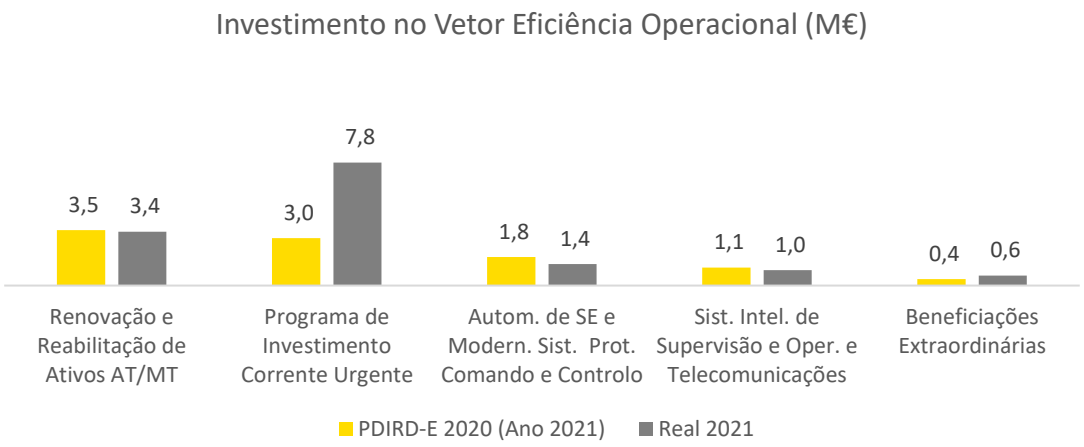


Figura 3.8: Programas do Vetor Eficiência Operacional (M€)

ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

O vetor Acesso a Novos Serviços apresenta um desvio de -13% face ao plano.

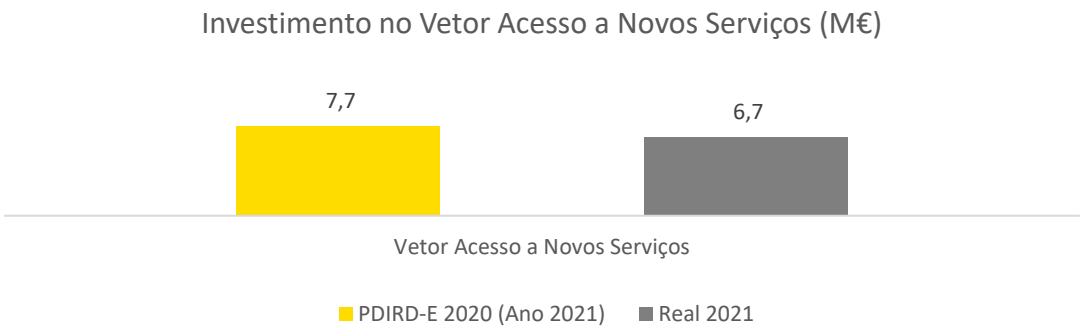


Figura 3.9: Acesso a Novos Serviços (M€)

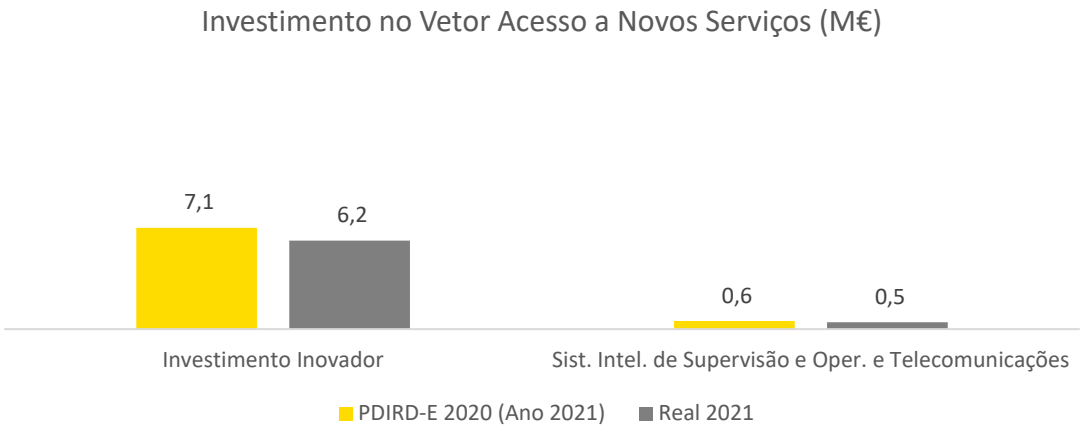


Figura 3.10: Programas do Vetor Acesso a Novos Serviços (M€)

O desvio no programa Investimento Inovador em 2021 está relacionado com a revisão em baixa do custo dos DTC's. O custo médio estimado utilizado para a previsão do investimento foi de 1.200€ por unidade, enquanto que o valor real alcançado em 2021 não ultrapassou os 1.000€ por unidade.

OUTROS INVESTIMENTOS

O vetor Outros Investimentos superou a verba prevista no PDIRD-E em 29%. A elevada contribuição para este vetor do investimento Corrente Urgente, bem como do investimento na abertura e restabelecimento da RSFGC que teve que acompanhar as alterações ocorridas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI), registou valores acima do previsto.

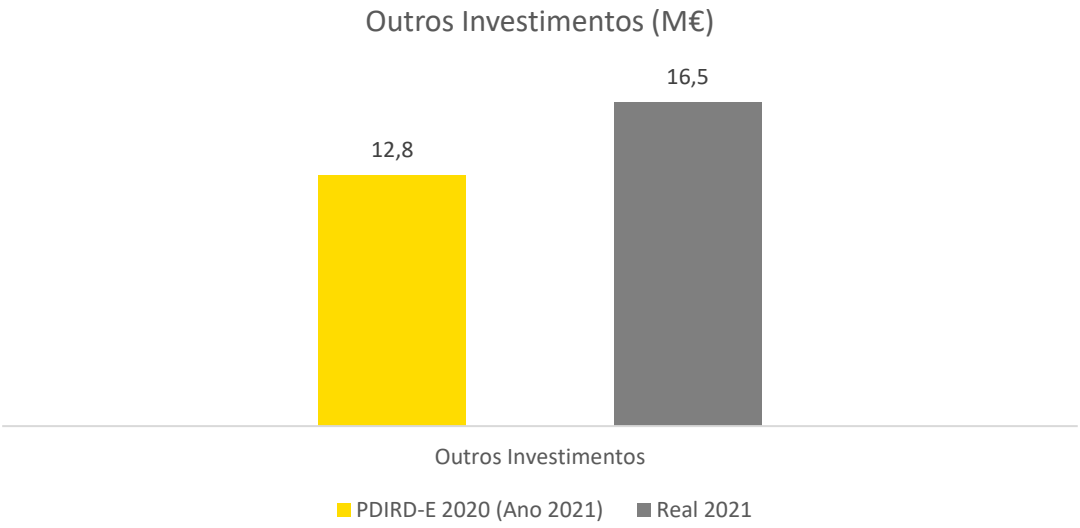


Figura 3.11: Outros Investimentos (M€)

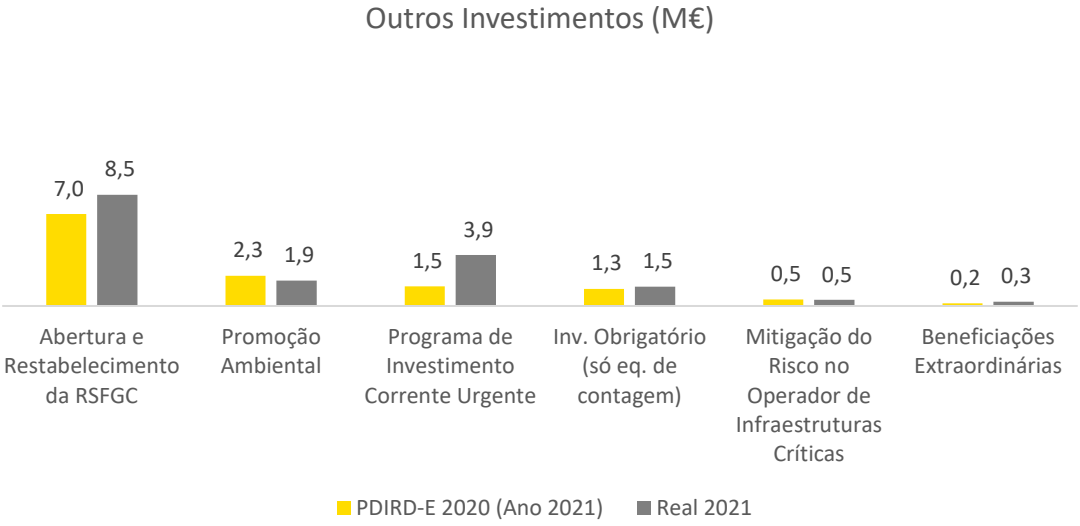


Figura 3.12: Programas do Vetor Outros Investimentos (M€)

4. Balanço do subprograma “Reposição da capacidade de receção na RND”

Foi incluído no PDIRD-E 2020 um novo subprograma, no programa de investimento Desenvolvimento de Rede, para implementação de um plano específico de reposição da capacidade de receção de nova produção na RND tomada pelos projetos de instalação de centros eletroprodutrores em curso. O propósito do subprograma é de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das comparticipações devidas pelos produtores.

Apresenta-se no gráfico seguinte os valores anuais relativos às comparticipações nas redes ocorridos até final de 2021. Às comparticipações de potência recebidas dos produtores, ao abrigo do Art.º 161.º Encargos relativos a comparticipações nas redes do RRC (versão 2020), que começaram a ser recebidas após a publicação da Directiva N.º 10, em 22/04/2019, foi deduzido o valor do investimento obrigatório em infraestruturas de ligação, não comparticipado pelo promotor.

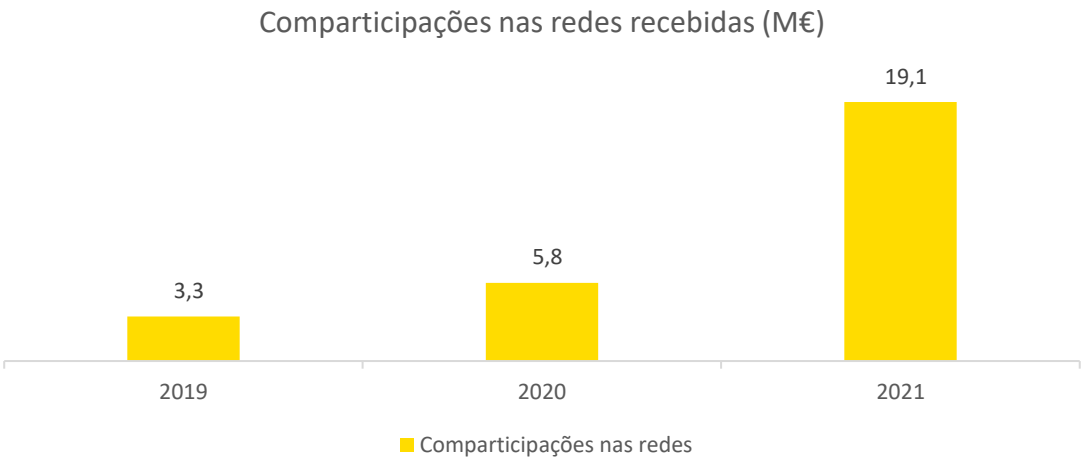


Figura 4.1: Comparticipações nas redes recebidas (M€)

Por seu lado, o valor de investimento correspondente realizado em 2021 no referido subprograma foi de 1,4M€.

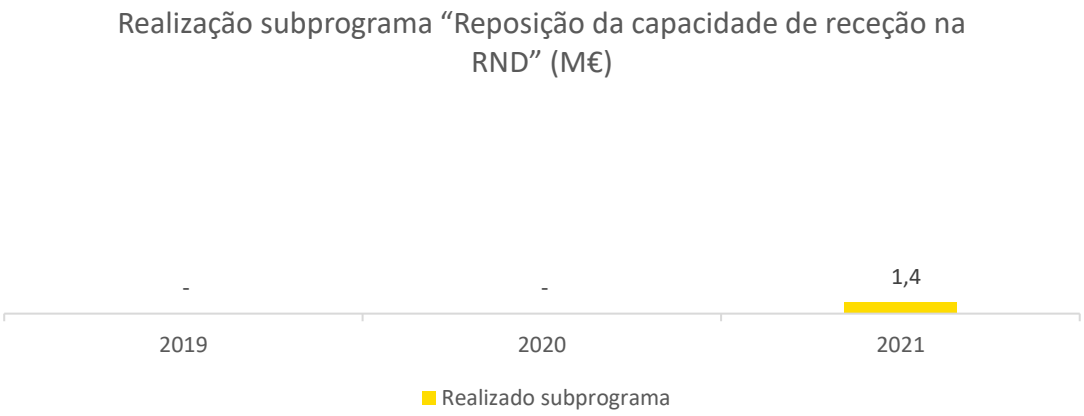


Figura 4.2: Subprograma Reposição da capacidade de receção na RND (M€)

Regista-se, assim, o arranque em 2021 do subprograma "Reposição da capacidade de receção na RND", de acordo com o plano específico desenvolvido para o PDIRD-E 2020.

Entretanto, o valor realizado situou-se abaixo do previsto, que era de 5M€, tendo em conta nomeadamente o condicionamento introduzido pela entrega da proposta final do PDIRD-E 2020 já no ano de 2021 (24 de fevereiro), bem como a necessidade de envio de cartas formais para fundamentação do início dos projetos considerando que o PDIRD-E 2020 ainda não se encontra aprovado e uma vez que se trata de um novo subprograma não contemplado em PDIRD-E aprovados anteriormente.

De realçar, ainda, o desfasamento naturalmente existente entre a receção das comparticipações e a sua aplicação em projetos de investimento, pelo que não será de efetuar uma comparação direta dos valores em cada ano mas sim um balanço acumulado no final do período previsto para este plano específico de reposição da capacidade.

Página em branco

ANEXO I – NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO REALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA E RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA

Anexo I.1 – Quadro Resumo das contribuições recebidas no âmbito da consulta às ERAE sobre a Nota Técnica de não sujeição a AAE da presente edição do PDIRD-E 2020 Atualização e das entidades relevantes para o setor

Anexo I.2 – Pareceres recebidos no âmbito da Nota Técnica justificativa da não realização da AAE

Página em branco

Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia

PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025

Proposta final

Sumário executivo

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares. Com base na recente legislação, que introduziu alterações substantivas ao processo de elaboração do PDIRD-E, o presente documento enquadra-se no âmbito das questões de Avaliação Ambiental referentes à atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025 (doravante designado "PDIRD-E 2020 Atualização").

Até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros investimentos complementares que, não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Tendo sido definidos em ciclos de planeamento anteriores, estes vetores ainda representam a visão estratégica que se pode considerar atual, ou seja, permitem enquadrar as opções e prioridades do plano de investimentos da rede de distribuição e integrar os sucessivos ajustamentos, face às necessidades internas e de atualização do contexto externo, com destaque para a publicação de referenciais nacionais e internacionais relacionados com o setor. Exemplo deste último aspeto, diz respeito ao PDIRD-E 2020 que, mantendo a estratégia, foi ajustado à evolução das novas dinâmicas da rede, consumada em três fatores-chave (Transição Energética e Expansão da Rede, Controlo de Rede e Novos Serviços e Resiliência da Rede – com Renovação de Ativos que reforçam a aposta na Qualidade de Serviço) de suporte aos vetores estratégicos, dando resposta aos desafios da crescente eletrificação da economia/ consumo.

As alterações agora efetuadas no PDIRD-E 2020 Atualização visam, novamente, o alinhamento com o previsto na legislação e com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos, cuja realização se revela neste momento mais crítica, permitindo assegurar a continuidade da execução do PDIRD-E 2020, em conformidade com as necessidades atuais e mantendo a perspetiva de continuidade estratégica do plano e o mesmo horizonte de planeamento.

Para elaboração desta proposta de atualização foi tido como base o PDIRD-E 2020, entregue em fevereiro de 2021, tendo em consideração os pareceres recebidos da DGEG, ERSE e operador da RNT no seguimento da Consulta Pública realizada, e aprovado em junho de 2022 por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia. Foi igualmente considerado, no que relevante e aplicável, o PDIRD-E 2018 aprovado por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em maio de 2021.

Globalmente, a estrutura do PDIRD-E é composta por um nível mais estratégico, onde se enquadram os referidos vetores estratégicos e, dentro destes, a sistematização dos programas alvo, que se mantém também atual, e por um nível mais operacional, que se segmenta e caracteriza à escala de projetos e obras de investimento. Decorridos 2 anos sobre a entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificados, ao nível operacional apenas, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, mas que foram incluídos nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

Assim, o PDIRD-E 2020 Atualização tem por objeto, a reanálise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional, visando o ajustamento da carteira de projetos de investimento e a introdução de alterações ou correções, apenas a este nível, possuindo, deste modo, uma natureza fundamentalmente programática. Neste sentido, a atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no plano relativamente ao ciclo anterior, mantendo-se os mesmos vetores estratégicos e os programas de investimento.

Assim, e sendo certo que o PDIRD-E se encontra sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal, face à manutenção dos vetores e programas

estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas, face à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020 (que podem ser consultados em https://www.e-redes.pt/pt-pt/sobre-setor-energia), e face ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer, *propõe-se a não sujeição da presente edição de atualização do Plano a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E*.

Tendo em consideração a manutenção dos princípios e da estrutura do PDIRD-E (Figura 1), dos dois ciclos de planeamento anteriores, para o presente ciclo de planeamento, que visa dar resposta a uma mera atualização do PDIRD-E 2020 para o triénio 2023-2025, a E-REDES elaborou no domínio da avaliação ambiental:

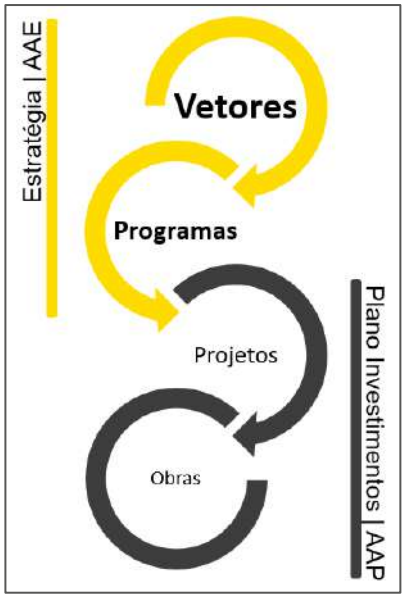


Figura 1 – Estrutura PDIRD-E e âmbitos da Avaliação Ambiental

- uma *Nota Técnica justificativa de não realização da AAE*. Apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico, constata-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes, assegurando os compromissos de Descarbonização através da Transição Energética com a integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital. Nota-se que esta mesma estratégia de investimento foi seguida e ajustada no PDIRD-E 2020, alvo de uma Nota Técnica justificativa de não realização da AAE. No âmbito da presente edição do Plano, considerando que não existe qualquer alteração à estratégia de investimento anteriormente definida, entende-se que a AAE inicial, no seu âmbito de aplicação, se mantém válida;
- um *Relatório de Avaliação Ambiental Prévia* (AAP) de projetos. Consiste num procedimento ambiental complementar, de âmbito operacional, que constitui uma dimensão mais dinâmica do PDIRD-E, aplicável materialmente ao plano de investimentos (projetos e obras), no âmbito do qual são expectáveis alterações entre ciclos de planeamento. Em relação à AAP de projetos, entende-se que:
  - o procedimento da AAP implementado em anteriores edições do Plano, mantém-se válido e aplica-se à carteira de investimentos da atualização do PDIRD-E 2020. Concretiza-se em projetos já incluídos nos PDIRD-E 2018 e do PDIRD-E 2020, bem como em novos projetos incluídos no presente documento de atualização do PDIRD-E 2020, devidamente justificados, verificando-se que o preenchimento das fichas de AAP foi efetuado de forma sistemática no âmbito da carteira de projetos da presente atualização (conforme descrito no ponto 3);
  - o procedimento da AAP foi alvo de diversas ações de melhoria, a nível da fiabilidade e a eficácia da avaliação ambiental de novos investimentos da RND em Áreas Classificadas, tendo sido:
    - promovidas, em 2021, reuniões de envolvimento e interação das áreas operacionais da E-REDES (ligação de clientes à rede, investimento e manutenção) com as áreas regionais do Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF);
    - publicados na plataforma de gestão do conhecimento da E-REDES:
      - os contactos das áreas regionais do ICNF afetas aos pedidos de parecer prévio;
      - a recomendação técnica de submissão à análise do ICNF do estudo prévio dos traçados preliminares de linhas AT/MT georreferenciados e a descrição das medidas de minimização propostas. Um procedimento que permite a compatibilização do projeto com os valores de conservação da natureza existentes no local, no âmbito do qual são recebidas, analisadas e, sempre que possível, integradas as recomendações desta entidade.
    - solicitado o apoio da Comissão Técnica de Acompanhamento das Linhas Elétricas e Aves (CTALEA), no âmbito dos Protocolos Avifauna, para adequar a aplicação das medidas de minimização, nomeadamente nas situações mais problemáticas.
  - a AAP tem ainda potencial para integrar novas oportunidades de melhoria, das quais se salientam:

- a atualização regular da informação de base, ou evidência de consulta às plataformas oficiais disponíveis referentes à informação geográfica de suporte aos critérios ambientais alvo da AAP;
- o reforço da formação dos técnicos que aplicam a AAP e dos que desenvolvem os projetos no sentido de serem considerados os principais aspetos ambientais nestas fases;
- a realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental;
- a consolidação, à escala do projeto, em fase de planeamento e/ou estudo prévio, do envolvimento ativo e antecipado das diversas entidades e intervenientes que influenciam ou podem ser influenciados pelo plano.

Esta Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia foi submetida à consulta das ERAE com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano. Conclui-se que a maior parte das entidades que se pronunciaram no âmbito da consulta específica da AAE e da consulta pública do Plano concordam com o entendimento da E-REDES sobre a não realização da AAE na atual proposta de PDIRD, embora manifestem que esse exercício de avaliação ambiental deverá ocorrer na próxima edição do mesmo e deverá atender às recomendações incluídas nos respetivos pareceres, tanto no que respeita ao conteúdo da AAE, como à metodologia da AAP de projetos cuja revisão está em curso.

1. Introdução

O presente documento constitui a *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)* da atualização do PDIRD-E 2020, para o período 2023 – 2025, e o correspondente *Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP)* dos projetos com expressão territorial nele incluídos.

O PDIRD-E é um plano no qual se definem as estratégias de evolução e modernização da rede de distribuição de eletricidade, identificando-se as infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os investimentos necessários, assim como a respetiva calendarização, monitorização e seguimento. A sua conceção procura responder à necessidade de garantir a articulação entre o Transporte e a Distribuição de eletricidade no território nacional e no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e faz-se no quadro das orientações o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, e das recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela ERSE, sobre versões anteriores do Plano.

Globalmente, a estrutura do PDIRD-E é composta por um nível mais estratégico, onde se enquadram os vetores estratégicos e, dentro destes, a sistematização dos programas alvo que, no entendimento da E-REDES, se mantém atual, e por um nível mais operacional do plano de investimentos, que se segmenta e caracteriza à escala de projetos e obras de investimento. Decorridos 2 anos sobre a entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificados, apenas ao nível operacional, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, que constam nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

O PDIRD-E 2020 Atualização tem, assim, por objeto a reanálise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional, visando o ajustamento da carteira de projetos de investimento e a introdução de alterações ou correções à mesma, possuindo uma natureza fundamentalmente programática. Neste sentido, a atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no plano relativamente ao ciclo anterior (PDIRD-E 2018), mantendo-se os mesmos vetores estratégicos e os programas de investimento.

Assim, e sendo certo que o PDIRD-E se encontra sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal, face à manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas, face à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020, e face ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer, propõe-se a não sujeição da presente edição de atualização do Plano a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

Não se deixa de reconhecer que a AAE tem de ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e estar associada à dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E. Considera-se que este instrumento de avaliação ambiental deve ser aplicado sempre que exista justificação estratégica, ou seja, quando se verifica uma alteração da orientação estratégica dos investimentos e do quadro de referência estratégico que os enquadra.

Como se poderá constatar nos exercícios de avaliação anteriores, na AAE do PDIRD-E 2018 foi implementado um alinhamento da estrutura do PDIRD-E com a estrutura da própria avaliação ambiental, no qual se distinguem duas componentes e âmbitos de avaliação ambiental complementares:

- a *Estratégica*, cujo objeto de avaliação é a estratégia de investimento definida no plano, que se pode manter ao longo de vários ciclos de planeamento. Para a presente Nota Técnica e considerando o enquadramento previsto pelo recente diploma legal do SEN, a opção de atualização do PDIRD-E 2020 (2023 – 2025), seguiu a estratégia mantida nos dois últimos planos, não tendo sido objeto de alteração (vetores estratégicos e respetivos programas);
- a *Operacional*, cujo objeto de avaliação é o portfolio de projetos e obras de investimento, constituindo uma dimensão mais dinâmica, onde se verificam alterações entre ciclos do PDIRD-E. No presente documento é

incluído um Relatório de Avaliação Ambiental Prévia sobre os projetos que transitam dos PDIRD-E 2018 e PDIRD-E 2020, e sobre os novos projetos introduzidos no PDIRD-E 2020 Atualização.

Assim, a presente atualização do PDIRD-E envolve apenas uma alteração da carteira de projetos de investimento, permanecendo atual a aplicação de um mecanismo de avaliação ambiental prévia de projetos de investimento já existente na E-REDES. Esta prática é, aliás, coerente com o previsto no nº 2, art.º 6º da legislação em vigor sobre avaliação ambiental de planos e programas, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos.

Releva-se que a AAE e a AAP não só acompanharam a preparação dos PDIRD-E dos dois ciclos de planeamento anteriores (Figura 1), PDIRD-E 2018 (2019-2023) e PDIRD-E 2020 (2021-2025), como foram desenvolvidas em articulação permanente com os mesmos, constituindo o procedimento seguido para a atualização do PDIRD-E 2020.

2. Justificação da não necessidade de AAE na atualização do PDIRD-E 2020

Até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos **cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços**, aos quais se juntam Outros investimentos complementares que, não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Tendo sido definidos em ciclos de planeamento anteriores, estes vetores ainda representam uma visão estratégica que se pode considerar atual, ou seja, permitem enquadrar as opções e prioridades do plano de investimentos da rede de distribuição e integrar os sucessivos ajustamentos, face às necessidades internas e de atualização do contexto externo, com destaque para a publicação de referenciais nacionais e internacionais relacionados com o setor.

Reconhece-se, assim, que ao longo dos últimos anos, foram aprovados diversos instrumentos legais nacionais e internacionais que enquadram as ações, projetos e atividades incluídas nos planos. Salientam-se em particular as respeitantes à política climática e às políticas do setor energético:

- Quadro legal do Sistema Elétrico Nacional (SEN)
- Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050)
- Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)
- Lei de Bases do Clima
- Programa de Ação para Adaptação às Alterações Climáticas (P3AC)
- Estratégia Nacional para o Mar
- Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)

Apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional, constata-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, está alinhada com as intenções neles incluídas e que a presente atualização do PDIRD-E 2020 pretende reforçar e demonstrar o alinhamento com os projetos de investimento, cujos vetores e programas continuam a dar resposta aos desafios das novas dinâmicas da rede.

É importante salientar que o PDIRD-E 2020, mantendo a estratégia, foi ajustado à evolução das novas dinâmicas da rede, consumada em três fatores-chave de suporte aos vetores estratégicos, dando resposta aos desafios da crescente eletrificação da economia/ consumo:

- *Transição Energética e Expansão da Rede*:
  - Garantindo o alinhamento com os objetivos da Política Energética Nacional (PNEC 2030 e RNC 2050) e as Diretrizes Europeias (*Clean Energy Package*; *Fit For 55 Package*);
  - Preparação da RND para acolher a Geração Distribuída suportada em Tecnologia Renovável, com capacidade de receção em 2025.

- *Controlo de Rede e Novos Serviços*:

  - Rede cada vez mais Inteligente e Flexível, com incorporação de novos serviços relacionados com a gestão da procura e promoção da eficiência do consumo, proporcionando a participação ativa dos clientes;
  - Maior grau de Digitalização e Automação de forma gerir com eficiência uma rede cada vez mais complexa;
  - Processamento e Análise de Grandes Volumes de Dados e Analítica Avançada, que incrementem a capacidade de monitorizar e gerir a rede e os seus ativos.

- *Resiliência da Rede, com Renovação de Ativos que reforçam a aposta na Qualidade de Serviço*:
  - Proteção da infraestrutura física face aos fenómenos climatéricos extremos;
  - Proteção contra ataques ciber-físicos;
  - Redundâncias dos Sistemas e das Comunicações.

O primeiro argumento a sustentar esta pretensão por parte da E-REDES, enquanto entidade responsável pela elaboração do plano, refere-se à definição de "estratégia do PDIRD-E", que tem subjacente a coerência dos objetivos do plano, dos vetores estratégicos e fatores-chave que os suportam e das opções estratégicas de desenvolvimento e prossecução dos investimentos. Assentando a presente edição do Plano essencialmente na alteração de prioridades de investimento, potencialmente motivadas por alterações de indicadores de projetos e necessidades de recalendarização, não se afigura vantajosa a elaboração de uma AAE.

Adicionalmente, no relatório ambiental elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada *acompanhará os futuros ciclos de planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E), com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E* (pg. 9 da versão final do relatório). Situação que ainda se verifica para a presente atualização do PDIRD-E 2020.

A AAE do PDIRD-E 2018 foi metodologicamente desenvolvida com uma natureza contínua para assegurar a coerência e ciclicidade do PDIRD-E, por forma a dar cumprimento aos requisitos para avaliação ambiental de planos e programas nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, na redação atual. A preocupação subjacente à AAE de produzir informação focada, substantiva e útil, do ponto de vista da sustentabilidade ambiental do plano, confirmou-se como um pilar fundamental no processo de decisão e reforçou a efetiva viabilidade da operacionalização da fase de monitorização do mesmo, nomeadamente através da definição de indicadores adequados. De facto, a AAE contribuiu para a definição de prioridades ambientais e de sustentabilidade, e para avaliar um conjunto de opções estratégicas no PDIRD-E, em termos de oportunidades e riscos, que decorrem da concretização do plano, avaliando os aspetos potencialmente valorizadores do ambiente, bem como os aspetos que deverão ser acautelados pelo seu potencial de impactos penalizadores do contexto ambiental. Esta avaliação incidiu, não só nas ações de implementação do plano, como em posteriores ciclos de planeamento e nas ações de gestão e monitorização do plano.

O segundo argumento, em sintonia com o anteriormente referido, diz respeito à existência de anteriores edições do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, correspondendo a investimentos previsto para períodos temporais sobreponíveis, ou seja, o PDIRD-E 2018 (2019-2023) coexiste com o PDIRD-E 2020 (2021-2025) que, por sua vez, partilha parte do período a que respeita, com o PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2023), assegurando a manutenção do fio condutor desses investimentos e a oportunidade da sua implementação no horizonte definido.

A referida sobreposição do período de investimentos decorre da necessidade de adequação do Plano às alterações das disposições legais do SEN, apresentando-se este ano uma atualização do Plano simplificada e mais curta em termos de alcance.

Consequentemente, a atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores, revelando-se uma continuidade da estratégia entre ciclos de planeamento, isto é, mantém-se os objetivos estratégicos do plano bem como os vetores estratégicos e fatores-chave que os suportam e as opções estratégicas.

2.1 As alterações do PDIRD-E 2020 Atualização

As alterações agora efetuadas no PDIRD-E 2020 Atualização visam o alinhamento com o previsto na legislação e com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos, cuja realização se revela neste momento mais crítica, permitindo assegurar a continuidade da execução do PDIRD-E 2020, em conformidade com as necessidades atuais e mantendo a perspetiva de continuidade estratégica do plano e o mesmo horizonte de planeamento.

Foram identificados, ao nível do plano de investimentos, os projetos decorrentes de *alterações regulamentares e de novas necessidades*, não previstos no PDIRD-E 2020, mas que foram enquadrados e incluídos nesta atualização, nos Vetores e Programas de Investimento da estratégia anteriormente definida, dada a necessidade de se realizarem até 2025, dos quais se destacam:

- + 3,5 M€ para reforço do subprograma Segurança Integrada Ciber-física da RND no Programa de Investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação. Reconhecendo que as subestações da RND são um potencial alvo de ameaças à segurança ciber-física, torna-se necessário estender este subprograma a um número mais alargado de instalações. Esta preocupação está alinhada com o previsto no Decreto-lei n.º 20/2022, de 28 de janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias;
- + 2,5 M€ para reforço do projeto Instalação de *Distribution Transformer Controller (*DTC) em Postos de Transformação, do Programa de Investimento Inovador, decorrente do abandono da solução *Gateway* e da necessidade de capturar medidas e alarmística em Postos de Transformação de Distribuição (PTD) não previstos no PDIRD-E 2020. Este alargamento do projeto está alinhado com a necessidade crescente de supervisão e controlo das redes, essenciais para a transição energética;
- + 7,0 M€ no subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios, do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos, para recuperar as redes afetadas pelos incêndios de 2017, que necessitam de intervenção para repor a boa condição que tinham antes destes eventos;
- + 5,0 M€ no Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária das Faixas de Gestão de Combustível, motivado pela inclusão de novos espaços, nomeadamente espaços agrícolas, conforme Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro;
- + 7,1 M€ no Investimento Não Específico, devido à necessidade de reforço de investimento no programa de sistemas informáticos. Neste programa foi considerado um novo subprograma "*Data Hub* – Serviços a Ativo" relativo a atividades de levantamento e atualização de cadastro, e houve necessidade de reforço significativo de verbas associadas à evolução da arquitetura de sistemas críticos e ajuste na capacidade das equipas de produto.
- + 12,4 M€ no Programa de Investimento Obrigatório, dos quais 1,8M€ são na componente Equipamentos de Contagem AT/MT. Foram atualizados os modelos referentes ao Investimento Obrigatório e às Comparticipações Financeiras AT/MT, considerando o mais recente histórico e os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores. Os valores indicados para as Comparticipações Financeiras AT/MT podem vir a sofrer alterações devido ao novo mecanismo criado e ainda em desenvolvimento, de atribuição de capacidade com flexibilidade. O Investimento Obrigatório foi ainda reforçado para dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares. Estas situações têm sido identificadas no decurso das inspeções a linhas de média e alta tensão.

De forma a incorporar estas alterações nesta proposta de PDIRD-E 2020 Atualização, e a manter os valores de investimento anuais do PDIRD-E 2020, foram efetuados os necessários ajustes aos programas e projetos de investimento, através da recalendarização de alguns investimentos, dos quais se destaca:

- - 2,2 M€ no Programa de Investimento Desenvolvimento de Rede, através da recalendarização dos projetos e redução de verba disponível para novas necessidades, tendo em consideração que o período revisto nesta atualização é de apenas 3 anos. Garante-se que se mantêm no período do PDIRD-E 2020 Atualização (i.e. até 2025) todos os projetos que resolvem potenciais restrições relativas a potência não garantida em regime normal;
- - 4,0 M€ no Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica. Este ajuste no programa não tem impacto significativo no vetor Qualidade de Serviço, verificando-se uma ligeira variação da verba

no vetor no período 2023-2025, que permite manter estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço;

- - 5,3 M€ no subprograma Integração Paisagística, no Programa de Investimento Promoção Ambiental, essencialmente no ano de 2025. Garante-se o início de todos os projetos de integração paisagística AT dentro do período do PDIRD-E 2020, mas com um período de realização mais ajustado às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos;
- - 1,8 M€ no Programa de Investimento Inovador para pequenos projetos AT/MT, não descritos individualmente, nos anos de 2023 e 2024, mais pressionados com a instalação acrescida de DTC;
- - 5,3 M€ no subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos, devido à atualização dos resultados do RUL (*Remaining Useful Life*);
- - 2,3 M€ no subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos, mantendo-se no período 2023 – 2025 uma verba que permite resolver todas as situações de rede AT e disjuntores AT e MT identificadas no período do PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025). Estão em análise soluções de otimização de parametrização de sistemas de proteção que terão impacto na revisão destas necessidades;
- - 1,7 M€ no subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos. Prevê-se uma melhor previsão da probabilidade de falha no médio prazo, através dos modelos de avaliação da condição a desenvolver;
- - 4,0 M€ no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, através da recalendarização de alguns projetos considerados menos prioritários.

O PDIRD-E 2020 Atualização apresenta, assim, um investimento total a custos totais de 550 M€ no período 2023 – 2025, igual ao valor previsto para o mesmo período no PDIRD-E 2020. As variações nos valores dos vetores de investimento, que dão cobertura aos vetores e objetivos estratégicos definidos até final do período do Plano (2025), são, contudo muito pequenas (inferiores a 10%), tal como se pode verificar na Figura 2.

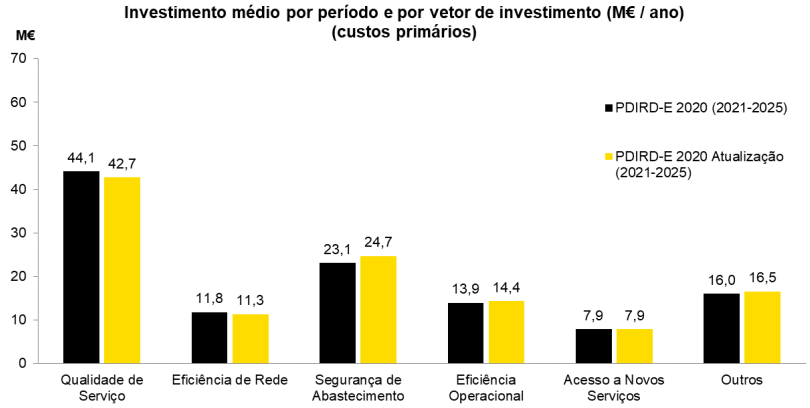


Figura 2 – Investimento médio por vetor estratégico de investimento no período 2021-2025

Como habitualmente, também para esta versão de atualização do Plano, foram revistos os valores dos projetos, constando desta atualização do Plano os melhores valores conhecidos à data da elaboração da proposta inicial. Associada à revisão dos valores, para além de alterações naturais que decorrem da adaptação técnica ou da execução do projeto no terreno, estão também potenciais alterações relacionadas com variações nos custos da mão-de-obra e dos materiais, face ao atual contexto socioeconómico.

Em resumo, esta atualização do PDIRD-E 2020 mantém o valor total de investimento a custos totais, bem como a estratégia definida nos ciclos anteriores. Por este motivo, neste documento apenas são apresentadas as alterações realizadas no período 2023 - 2025 e reprogramados os projetos em conformidade nestes anos, não se fazendo uma revisão da estratégia.

2.2 Ligação de Produção Distribuída

Apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico, constata-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes, assegurando os compromissos de Descarbonização através da Transição Energética, de integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital. **Nota-se que esta mesma estratégia de investimento foi seguida e ajustada no PDIRD-E 2020, alvo de uma Nota Técnica justificativa de não realização da AAE**. No âmbito da presente edição do Plano, considerando que não existe qualquer alteração à estratégia de investimento anteriormente definida, entende-se que a AAE inicial, no seu âmbito de aplicação, se mantém válida.

2.2.1 Situação em dezembro de 2021

Em 31 de Dezembro de 2021, a RND tinha ligada aproximadamente 5.515 MVA (5.329 MW) de produção distribuída, potência dividida entre 4.941 MVA (4.774 MW) relativa a 687 instalações de Produção em Regime Especial (PRE) e 574 MVA (452 MW) de potência relativa a 14 instalações de Produção em Regime Ordinário (PRO).

No período entre 31 de dezembro 2019 e 31 de dezembro de 2021, o aumento da potência ligada na RND foi de 327 MVA. O valor do aumento foi devido à ligação de 20 novos produtores, à alteração de potência de ligação de alguns produtores e à desativação de outros.

A fonte eólica mantém a maior contribuição para o *mix* de geração distribuída, representando 52% da potência ligada na RND. Verifica-se novamente que a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica, com um crescimento de 70% (273 MVA) entre 2019 e 2021, passando a representar cerca de 13% da potência ligada em PRE na RND. No valor da contribuição eólica, inclui-se a Central Eólica *Offshore Windfloat Atlantic*, com a consequente injeção de 25 MVA na subestação da RND, Monserrate.

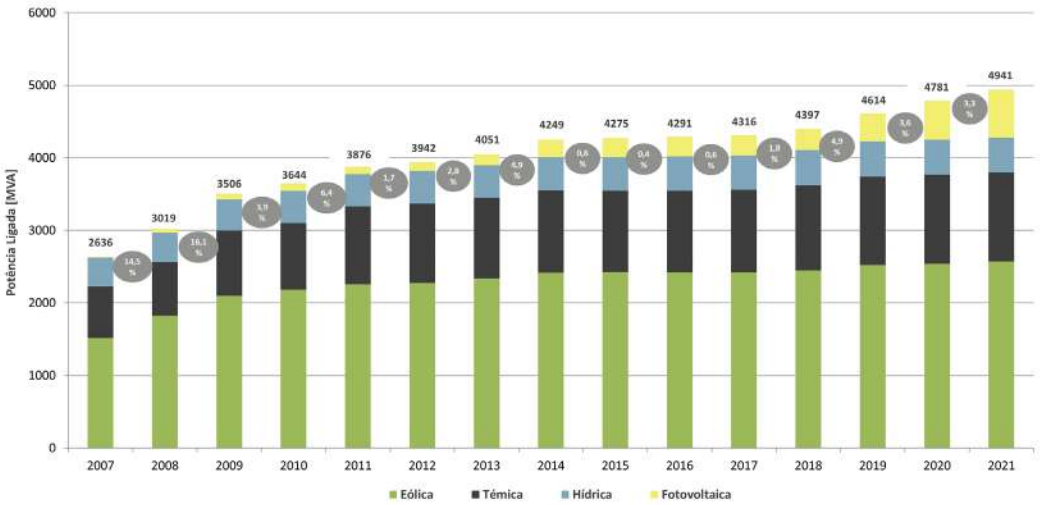


Figura 3 – Evolução da PRE ligada na RND

2.2.2 Processos em curso e comprometidos

Sobre a potência ligada na RND, em 31 de dezembro 2021, acrescem 838 MVA de potência de ligação relativa a 10 instalações (142 MVA) que se ligaram no decorrer de 2022, até à data de elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, e mais 50 instalações (696 MVA) previstas ligar até ao final de 2022. A esmagadora maioria da potência de centrais com ligação em curso é devida por centrais de fonte solar, 96% da potência, aproximadamente 808 MVA, ocupando as restantes tecnologias cerca de 4%. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.779 MVA (coluna 2022(*) no gráfico da Figura 4).

Adicionalmente, sobre os processos em curso à data da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, estavam ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.422 MVA de potência. Este valor dividia-se entre 3.076 MVA de produtores com Licenças de Produção, Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) válidos (decorrentes de procedimentos concorrenciais ou de modalidade de acesso geral) e certificados de exploração para Unidades de Pequena Produção (UPP).

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro electroprodutor 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.

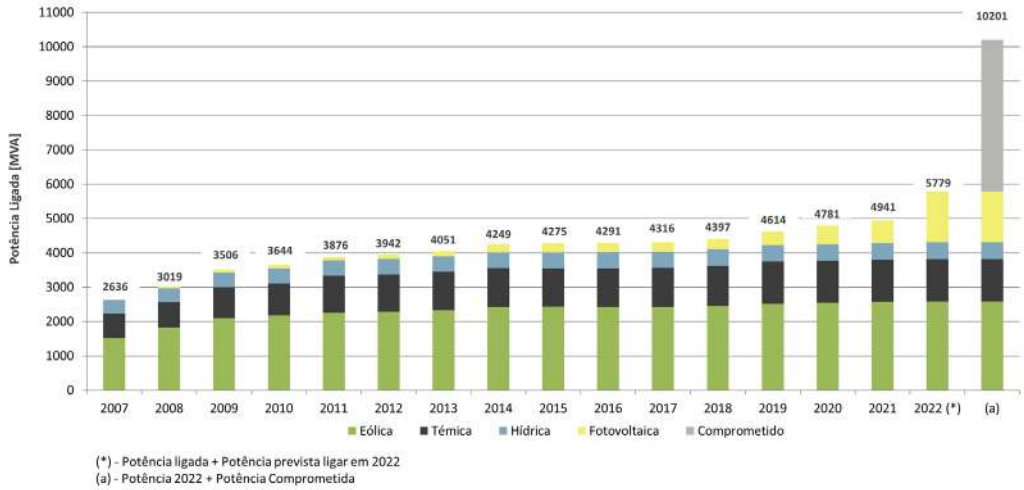


Figura 4 – Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida.

Sobre os 10.201 MVA de potência ligada e comprometida na RND avaliou-se à data da elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, que em 2022, a RND disponha de 6.191 MVA de capacidade de receção para outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção.

No final de 2025 a capacidade de receção da RND aumentará para 6.899 MVA, na sequência dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

2.2.3 Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local

Desde a elaboração do PDIRD-E 2020, os portais para pedidos de Reserva de Capacidade no Regime Geral e para pedidos de Unidades de Pequena Produção encontram-se fechados, não tendo sido comprometida nova capacidade nestes enquadramentos.

Entre a data de elaboração do PDIRD-E 2020 e a redação da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, foram comprometidos na RND cerca de 560 MVA relativa aos títulos de reserva de capacidade decorrentes do procedimento concorrencial em 2021 para produção de eletricidade a partir de energia solar por centros electroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras (com 113.6 MVA), a Unidades de Autoconsumo e outros compromissos com a DGEG.

Relativamente ao autoconsumo, houve um crescimento acentuado de pedidos desde o 3º trimestre de 2020. Desde esta data foram recebidos mais de 72.000 pedidos de autoconsumo, dos quais cerca de 2400 careceram de parecer do Operador da Rede de Distribuição (ORD), totalizando cerca de 430 MVA. Destes pedidos, 93% foram satisfeitos com a potência de ligação solicitada, e apenas 7% dos pedidos tiveram limitação da potência de ligação.

Estão a ser estudadas as soluções de ligação, no âmbito da atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de Acordo, para os primeiros 15 pedidos, com aproximadamente 360 MVA de potência de ligação.

2.3 Fatores de influência em futuros ciclos de planeamento

Com relevância para futuros ciclos de planeamento e no que respeita ao setor energético, tanto em termos nacionais como internacionais, estão previstas algumas alterações com expectável reflexo na definição de estratégias e objetivos nacionais que se passam a expor:

- *Ao nível do setor*, a evolução deste exercício de avaliação ambiental no âmbito do recente quadro legal referente ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), a aplicar na revisão do PDIRD-E 2024. Significa que, na próxima edição, o Plano assumirá a figura de programa setorial, consubstanciando potenciais impactos nas orientações a seguir, de acordo com as disposições previstas no Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT);
- *Ao nível nacional*, refere-se por exemplo, a atualização anunciada, no presente ano, do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) para 2030, antecipando para 2026 algumas metas de potência renovável, por forma a acomodar novos projetos de descarbonização. Está ainda prevista a aprovação de uma nova Estratégia de Biodiversidade 2030, que irá definir uma nova agenda para a conservação em contexto de alterações climáticas, e do Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 (RNA 2100);
- *Ao nível internacional*, a prioridade em criar alternativas, para suprimir a dependência energética do fornecimento de gás da Rússia, com a negociação no âmbito do Pacote Objetivo 55 sobre novas metas mais ambiciosas para as energias renováveis e a eficiência energética.

Considera-se que a realização de um novo exercício de avaliação ambiental, para a presente edição do Plano que se apresenta como o fim de um ciclo com uma estratégia de atuação que atravessa vários ciclos de planeamento, será extemporânea, além de não permitir que se incorporem, com eficácia, as necessárias reflexões associadas ao presente e futuro Quadro de Referência Estratégica.

Em linha com o anteriormente exposto, existirá justificação estratégica em relação aos futuros enquadramentos nacional e internacional com relevância para o setor da energia, à necessidade de definição do programa setorial para o PDIRD-E, no âmbito do RJIGT, e aos resultados dos projetos entretanto realizados, pelo que deverá considerar-se a necessidade de nova AAE na edição do PDIRD-E 2024.

3. Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD-E 2020 Atualização

A aplicação da AAP à carteira de projetos do PDIRD-E tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias.

3.1 Metodologia

A metodologia adotada pela E-REDES para a Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos baseia-se no pressuposto de que os projetos suscetíveis de poderem ter impactes ambientais negativos significativos se limitam aos incluídos nas seguintes tipologias de infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição:

- Subestações;
- Linhas elétricas aéreas, de alta tensão (AT), a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, a 15 kV e a 10 kV;
- Linhas subterrâneas (cabos), nos mesmos níveis de tensão.

O procedimento complementar de AAP inicia-se, na fase de planeamento, com o preenchimento de uma ficha para todos os projetos. O conteúdo desta ficha de AAP divide-se em três fases:

- Fase A: Verificação de critérios relacionados com as características dos projetos;
- Fase B: Verificação de critérios relacionados com a localização dos projetos;
- Fase C: Conclusões, incidindo sobre a necessidade de consulta às entidades competentes.

No Quadro 1 indicam-se os critérios relacionados com as características dos projetos que são objeto de verificação na Fase A. A verificação destes critérios permite concluir se o projeto tem ou não características que justifiquem um procedimento de avaliação ambiental mais aprofundado.

Quadro 1 – Critérios da Fase A relacionados com as características dos projetos	
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.

Para os projetos que passam à Fase B, ou seja, para os projetos que não se encontram nas condições descritas nos critérios da Fase A, são verificados os critérios de localização constantes do Quadro 2.

Quadro 2 – Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos	
B1	O projeto localiza-se em Zonas de Proteção Especial (ZPE) (Rede Natura 2000).
B2	O projeto localiza-se em Sítios de Importância Comunitária (SIC) ou Zonas Especiais de Conservação (ZEC)* (Rede Natura 2000).
B3	O projeto localiza-se em áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas
B4	O projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação
B5	O projeto localiza-se em áreas consideradas como Geomonumentos
B6	O projeto localiza-se em Reserva Ecológica Nacional (REN)
B7	O projeto localiza-se em Reserva Agrícola Nacional (RAN)

* O Decreto Regulamentar n.º 1/2020, de 16 de março, classificou os SIC do território nacional como ZEC

A verificação dos critérios da Fase B baseia-se na sobreposição, em Sistema de Informação Geográfica, dos projetos e da cartografia dos vários tipos de áreas referidas no Quadro 2. A E-REDES dispõe de parte da informação disponível ao público pelas entidades responsáveis pela informação cartográfica oficial, referida nesse quadro. Considerando o desenvolvimento tecnológico de plataformas de informação geográfica por parte de algumas entidades, constitui recurso útil e válido para a verificação de critérios, o acesso a informação mais atualizada para efeitos de sobreposição e análise de condicionantes.

Com base nos resultados da verificação dos critérios das Fases A e B são elaboradas conclusões que podem revestir as seguintes formas:

- Não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Devem analisar-se, nas fases de estudo prévio/ projeto, soluções que evitem ou minimizem a travessia ou ocupação das áreas referidas no Quadro 2;
- Devem ser contactadas, nas fases de estudo prévio/ projeto, as entidades competentes pela gestão das áreas referidas no Quadro 2.

Este procedimento de AAP foi desenhado de modo a poder ser realizado pelos técnicos da área do planeamento de rede.

Decorrente da AAP, os projetos identificados nos critérios B referidos no Quadro 2, são alvo de uma consulta prévia às entidades cujo parecer é incorporado na elaboração dos respetivos projetos de execução. Todos os projetos de execução da E-REDES, nos quais estes estão incluídos, são sujeitos no âmbito do processo de licenciamento ao abrigo do Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de julho, e cujo resultado de aprovação é o suporte para a execução da respetiva obra no terreno.

3.2 Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento

No Relatório Ambiental realizado para a proposta inicial de PDIRD-E 2020 é referido que a AAP foi aplicada a 137 projetos. No entanto, para a proposta final foram retirados do plano de investimentos 2 projetos, pelo que se verificaram os seguintes resultados da aplicação da AAP aos restantes 135 projetos:

- 86 projetos (64%) encontravam-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (Quadro 1), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- 10 projetos (7%) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 2, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- 39 projetos (29%) localizam-se nas seguintes áreas:

AAP	Nº Projetos
(Com potencial alteração de traçado)	**49**
Sem condicionantes	10
Só condicionante RAN	1
Só condicionante REN	21
Condicionantes REN+RAN	10
Condicionantes REN+RNAP	1
Condicionantes SIC+REN	2
3 ou mais condicionantes	4
(Sem alteração traçado)	**86**
NA	86
Total	**135**

No Quadro 3 apresenta-se o ponto de situação destes 39 projetos à data da elaboração da proposta inicil de PDIRD-E 2020 Atualização.

Quadro 3 – Ponto de situação dos projetos do PDIRD-E 2020 abrangidos pelos critérios da Fase B		
Designação do Projeto	**Critérios da Fase B**	**Ponto de Situação**
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	SIC+REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi	REN+RAN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Nova saída MT da subestação de Candosa	REN+RAN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Ligação ao PdE REN - Divor	SIC+REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Nova SE 60/30 kV em Grândola	REN	Contactadas entidades, resposta não recebida
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	REN+RAN	Fase inicial do projeto
Nova SE 60/30 kV em Lousal	REN	Fase inicial do projeto
Reforço LN60 Sines (REN)-Santiago	REN	Fase inicial do projeto
Nova SE 60/30 kV em Portel	REN+RAN	Fase inicial do projeto
Modif LN60 Carriche-Arroja-Qt. Caldeira	REN+RAN	Fase inicial do projeto
Nova SE Manteigas e LAT Sabugueiro-Dest	SIC+RNAP+REN+RAN	Fase inicial do projeto
Renovação LN60kV 1228 Avanca-Bamiso	REN	Fase inicial do projeto
Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho	REN+RAN	Fase inicial do projeto
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	REN	Fase inicial do projeto
Alimentação AT da SE Amarante	REN	Projeto não iniciado
Reforço Eixo LN60 F.Alentejo (REN)-Beja	REN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	REN	Projeto não iniciado
Nova LN60 Estremoz (REN)-Arronches	REN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	REN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	REN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	RAN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/10 kV em Caxias	REN	Projeto não iniciado
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	ZPE+RNAP+REN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/15 kV Portelas	ZPE+SIC+REN	Projeto não iniciado
Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel	REN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Coina-Ct Barreiro e Barreiro	REN+RAN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	REN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II	REN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Vermoim-Custoias-Amieira	REN+RAN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Vermoim-Maia I e II	REN+RAN	Projeto não iniciado
Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena	SIC+REN+RAN	Projeto não iniciado

Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	REN+RAN	Projeto não iniciado
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	REN+RNAP	Projeto não iniciado

O Relatório Ambiental do PDIRD-E 2020 apresentava as seguintes oportunidades para a melhoria da AAP:

i. Atualização da informação geográfica de suporte dos critérios referidos no Quadro 2:
O recurso à consulta de informação disponibilizada nas plataformas de informação geográfica das entidades responsáveis direta ou indiretamente responsáveis pelas condicionantes, tem permitido realizar a identificação e a análise dos projetos no âmbito da AAP, tendo por base informação oficial válida e atual;

ii. Formação dos técnicos que aplicam a AAP relativamente aos aspetos ambientais envolvidos, contribuindo para evitar ou minimizar potenciais impactes ambientais negativos:
Para a aplicação da AAP dos projetos de investimento na rede de distribuição descritos no PDIRD-E, refere-se o âmbito da formação de Projeto de Redes, que aborda a avaliação ambiental: em 2020 foram realizadas 2 sessões de 4 dias cada, tendo contado com a participação de 18 técnicos gestores de projeto. Em 2021, foram realizadas 4 sessões, que abrangeu 33 colaboradores, e em 2022, já se realizaram 2 sessões para 21 participantes, estando previstas mais 2 sessões que representarão mais 22 ou 24 formandos (em definição). Estas ações foram realizadas presencialmente e foram preparadas pela Universidade EDP, entidade formadora certificada. No futuro próximo, a E-REDES pretende aprofundar o módulo de avaliação ambiental a integrar no refrescamento da formação de Projeto de Redes.

iii. Realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental:
Verificou-se que esta oportunidade não foi concretizada, mantendo-se atual em próximo ciclo de planeamento.

Adicionalmente, o procedimento da AAP foi alvo de diversas ações de melhoria, ao nível da fiabilidade e eficácia da avaliação ambiental de novos investimentos da RND em Áreas Classificadas, tendo sido:

- promovidas, em 2021, reuniões de envolvimento e interação das áreas operacionais da E-REDES (ligação de clientes à rede, investimento e manutenção) com as áreas regionais do Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF);
- publicados na plataforma de gestão do conhecimento da E-REDES, acessível a todos os colaboradores:
  - os contactos das áreas regionais do ICNF afetas aos pedidos de parecer prévio, previstos legalmente;
  - a recomendação técnica de submissão à análise do ICNF do estudo prévio dos traçados preliminares de linhas AT/MT georreferenciados e a descrição das medidas de minimização propostas. Um procedimento que permite a compatibilização do projeto com os valores de conservação da natureza existentes no local, no âmbito do qual são recebidas, analisadas e, sempre que possível, integradas as recomendações desta entidade.
- solicitado o apoio da Comissão Técnica de Acompanhamento das Linhas Elétricas e Aves (CTALEA), no âmbito dos Protocolos Avifauna, para adequar a aplicação das medidas de minimização, nomeadamente nas situações mais problemáticas.

3.3 Projetos do PDIRD-E 2020 Atualização

O PDIRD-E 2020 Atualização é constituído por uma carteira de 117 projetos com implantação territorial.

O procedimento de AAP foi aplicado a estes 117 projetos à data de elaboração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização, tendo-se verificado o seguinte:

- 68 projetos (58%) encontram-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (Quadro 1), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- 11 projetos (9% do total) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 2, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;

- 38 projetos (33% do total) localizam-se numa ou mais das seguintes áreas: ZPE, SIC/ZEC, Área Protegida, RAN, REN. No Quadro 4 apresenta-se a distribuição destes projetos por fase de desenvolvimento e por tipo de área.

Quadro 4 – Projetos localizados em áreas com estatuto de proteção ambiental

Situação dos projetos	Não iniciado	Iniciado, pareceres solicitados às entidades	Iniciado, pareceres ainda não solicitados	TOTAL
RAN	1			1
REN	10	5	4	19
REN+RAN	5	2	4	11
SIC+REN		2		2
REN+RNAP	1			1
SIC+REN+RAN	1			1
ZPE+RNAP+REN	1			1
ZPE+SIC+REN	1			1
SIC+RNAP+REN+RAN			1	1

Relativamente aos projetos já iniciados é importante referir que apenas os projetos com um valor de investimento superior a 500 mil euros são descritos individualmente no PDIRD-E. Há situações de projetos já iniciados e não descritos no PDIRD-E por terem um valor de investimento inferior e que, devido a alterações, o valor orçamentado ultrapassou o limiar dos 500 mil euros pelo que passaram a ser descritos individualmente.

Deste conjunto de 38 projetos, os únicos que poderão vir a ser objeto de avaliação ambiental, caso o ICNF assim o entenda, são os localizados em Rede Natura 2000.

3.4 Propostas de melhoria da AAP

A realização das seguintes ações permitirá melhorar a AAP e os seus objetivos de assegurar a consideração dos principais aspetos ambientais no planeamento e no projeto de novos investimentos da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade:

- a atualização contínua e regular da informação de base, ou evidência de consulta às plataformas oficiais disponíveis referentes à informação geográfica de suporte aos critérios ambientais alvo da AAP;
- continuidade do reforço da formação dos técnicos que realizam a AAP e dos que a aplicam ao desenvolvimento dos projetos, no sentido de serem considerados e aprofundados os principais aspetos ambientais nestas fases;
- a realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental;
- a consolidação, à escala do projeto, em fase de planeamento e/ou estudo prévio, do envolvimento ativo e antecipado das diversas entidades e intervenientes que influenciam ou podem ser influenciados pelo plano.

Está ainda prevista a análise do procedimento da AAP no âmbito do trabalho de adaptação do PDIRD-E à figura de programa setorial e em concreto, a revisão do correspondente exercício de avaliação ambiental, contando com o apoio de consultoria especializada, já contratada, nas áreas de ordenamento do território e ambiente.

4. Consulta às entidades com responsabilidades ambientais específicas

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, e seguindo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente, o Relatório de Não sujeição a AAE do PDIRD-E 2020 Atualização foi submetido à consulta das ERAE, com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano, que se passam a elencar:

- Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.
- Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas, I.P.

- Direção-Geral do Património Cultural
- Direção-Geral do Território
- Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural
- Entidade Regional da Reserva Agrícola: DRAP Norte; DRAP Centro; DRAP Lisboa e Vale do Tejo; DRAP Alentejo; DRAP Algarve
- Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR): CCDR Norte, CCDR Centro, CCDR LVT, CCDR Alentejo, CCDR Algarve
- Associação Nacional de Municípios Portugueses
- Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil

A seleção das ERAE fez-se com base num critério de adequabilidade face aos FCD adotados e aos efeitos ambientais identificados como relevantes.

Foi realizada uma sessão de divulgação com as ERAE, na qual se procurou explicar o conteúdo do Plano e o contexto em que está a ser elaborado, focando em particular o facto de se estar num momento de atualização e implementação do plano, por oposição a outras alturas em que efetivamente se reequaciona a estratégia de atuação da E-REDES no que concerne às suas áreas de atuação.

Da consulta efetuada às ERAE foram recebidos pareceres de doze entidades: ANECP, CCDR-Algarve, CCDR-Centro, CCDR-LVT, CCDR-Norte, DGADR, DGPC, DRAP Alentejo, DRAP Algarve, DRAO LVT, ICNF e APA.

Analisando as contribuições recebidas constata-se que, com exceção da CCDR-Norte e da CCDR-LVT, as outras entidades concordam com o entendimento da E-REDES e consideram que os motivos invocados para a não sujeição a AAE da presente edição do Plano (PDIRD-E 2020 Atualização) são atendíveis uma vez que, à data de elaboração do Plano e da correspondente Nota Técnica, se verifica, sem alterações significativas:

- a permanência da estratégia em causa face ao Plano anterior, já submetido a AAE;
- a permanência do Quadro Estratégico, do Quadro de Referência Estratégico, do Quadro de Governação e das Questões Ambientais e de Sustentabilidade.

Para além desta nota quase consensual, se vistos isoladamente, ressaltam dos pareceres das entidades atrás referidas alguns aspetos que a seguir se elencam:

- A *Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural (DGADR)* refere a necessidade de assegurar, em futuros exercícios, a integração da potencial afetação de infraestruturas existentes e potenciais no âmbito do PN.Regadios. Igualmente considera relevante a integração desta componente na AAP, com a introdução de um critério de localização em aproveitamento hidroagrícola e/ou de implicações com as suas infraestruturas e faixas de proteção respetivas. Por esse motivo, na melhoria desse procedimento, será equacionada a melhor forma de incluir esta recomendação. No que respeita ao Seguimento e Monitorização da AA e da AAP, recomendam a síntese da avaliação das implicações dos projetos com a condicionante AH, tendo em vista o cumprimento do regime jurídico específico. No caso do seguimento da AAE anterior, esta proposta de melhoria será equacionada na próxima edição do PDIRD-E e na correspondente DA; no caso da AAP, essa implementação será considerada no âmbito da revisão (em curso) dessa metodologia;
- A *Direção Geral do Património Cultural (DGCP)* salienta que consideram relevante, no âmbito da AAP e do «Quadro 2 - Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos» que se passe a incluir a menção aos bens arqueológicos, que se encontram protegidos, nomeadamente pelo disposto no artigo 75.º, da mencionada Lei n.º 107 /2001, de 8 de setembro;
- A *Direção Regional de Agricultura e Pescas de Lisboa e Vale do Tejo (DRAP LVT)* menciona um conjunto de recomendações destinadas a garantir a proteção das áreas agrícolas que serão eficazes em futuras AAE do PDIRD-E e no âmbito da AAP, cuja metodologia se encontra atualmente em revisão
- A *Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo (CCDR LVT)*, considera que a realização de uma AAE da atual edição do PDIRD-E Atualização teria sido uma mais-valia e um contributo para a operacionalização e a implementação dos projetos de investimento. Recomenda, sobre a metodologia da AAP de projetos, que a abordagem a realizar na fase B da AAP deveria ter também em consideração e em especial, as orientações territoriais emanadas pelos documentos estratégicos mais relevantes em matéria de OT, como sejam o PNPOT, os PROT e também os PMOT, fundamentais na definição/implementação dos projetos de investimento e na articulação com as questões ambientais

envolvidas. Estando em curso uma atualização da referida metodologia, estas orientações constituem uma oportunidade de melhoria relevante que, certamente será equacionada, e oportunamente integrada, nas vertentes associadas ao OT.

- A *Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte (CCDR Norte)* não concorda com a nota de não sujeição a AAE, entendendo que a presente edição do Plano deveria ter sido objeto de AAE. No seu entender, considera que sem haver alterações significativas, antevê alterações para um futuro próximo ao nível do Quadro de Referência Estratégica (QRE), eventualmente do Quadro de Governação (QG), das Questões Estratégicas (QE) e das Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) face ao anterior PDIRD que determinam uma eventual desadequação dos exercícios anteriores de AA. Também entendem que teria sido oportuna a necessidade de articulação deste plano com o PDIRT, PNPOT, entre outros planos e programas a integrar o QRE e a sequente avaliação. Por outro lado, referem que não foi possível identificar a existência, com rigor, de ações passiveis de poder impactar significativamente sobre o Bem Alto Douro Vinhateiro (ADV), cujos instrumentos de regulação deveriam fazer parte do QRE, assim como a avaliação de eventuais intervenções neste território que deveria seguir a metodologia estabelecida no Guia ICOMOS2011. Recomendam, ainda, uma articulação próxima entre a E-REDES e a CCDR-Norte à semelhança do que é feito com o ICNF. Por fim, mencionam a necessidade de articulação com outros Planos relacionados com infraestruturas elétricas, designadamente com o PDIRT, que está assegurada em todas as edições dos correspondentes Planos das duas entidades (E-REDES e REN).

Adicionalmente, no âmbito da consulta pública do Plano (PDIRD-E 2020 Atualização), a REN também se pronunciou sobre as conclusões desta Nota Técnica, concordando com o seu teor.

Do exposto conclui-se que, a maior parte das entidades que se pronunciaram no âmbito da consulta específica da AAE e da consulta pública do Plano, concordam com o entendimento da E-REDES, S.A. sobre a não realização da AAE na atual proposta de PDIRD, embora manifestem que esse exercício de avaliação ambiental deverá ocorrer na próxima edição do mesmo e deverá atender às recomendações incluídas nos respetivos pareceres, tanto no que respeita ao conteúdo da AAE, como à metodologia da AAP de projetos cuja revisão está em curso.

5. Conclusões

Atendendo ao que foi sendo exposto na presente Nota Técnica, constata-se que o PDIRD-E 2020 Atualização não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores, mantendo-se os objetivos, os vetores estratégicos e fatores-chave que os suportam, bem como os programas já avaliados em ciclos anteriores.

Assim, e apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico, a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, e prosseguida no PDIRD-E 2020, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes. A presente atualização do PDIRD-E 2020 mantém e prossegue os compromissos no sentido da Descarbonização através da Transição Energética com a integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital, em alinhamento com os projetos de investimento, cuja amplitude estratégica dos vetores e programas continuam a dar resposta aos desafios das novas dinâmicas da rede.

Adicionalmente, a aplicação da AAP à carteira de projetos do PDIRD-E tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente a consultas, aos pedidos de parecer ou comunicações prévias. Verifica-se uma evolução, entre ciclos de planeamento, na implementação das ações de melhoria da AAP, sendo, no entanto, progressivas as relacionadas com a atualização da informação de base e a continuidade da formação dos técnicos envolvidos no planeamento e no projeto.

O envolvimento e a interação das partes interessadas, incluindo naturalmente neste âmbito as entidades com responsabilidades ambientais específicas (APA, CCDR, DGPC, entre outras), deve constituir um meio privilegiado de melhorar a fiabilidade e a eficácia da Avaliação Ambiental Prévia, conforme demonstrado na interação com o ICNF.

Estando o PDIRD-E sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio e tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal, face:

- à manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas;
- à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020;
- ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer

considera-se que a presente edição de atualização do Plano não deverá ser sujeita a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

ANEXO I.1 – QUADRO RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NO ÂMBITO DA CONSULTA ÀS ERAE SOBRE A NOTA TÉCNICA DE NÃO SUJEIÇÃO A AAE DA PRESENTE EDIÇÃO DO PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO E DAS ENTIDADES RELEVANTES PARA O SETOR

ERAE	Pronúncia das ERAE	Sentido da pronúncia	Informações relevantes
ANECP	Esta entidade entende que não é ERAE (por não ser mencionada no n° 3, do artigo 3o do Decreto-Lei n° 232/2007, de 15 de junho)e, como tal, não se pronuncia sobre o presente relatório, mas disponibiliza-se para participar em fases subsequentes se a E-REDES assim o entender.	Não se pronuncia sobre a NTNS, mas quer participar na futura AAE	Considera-se que esta entidade deve permanece nas ERAE a consultar futuramente no âmbito da Avaliação Ambiental da próxima edição do Plano (RFCD/RA).
CCDR-Algarve	Esta entidade pronuncia-se favoravelmente em relação à não sujeição a AAE da presente edição do Plano.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
CCDR-Centro	Esta entidade pronuncia-se favoravelmente em relação à não sujeição a AAE da presente edição do Plano.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
CCDR-LVT	Esta entidade considera que, sendo a presente edição do Plano uma atualização da anterior e que, em termos de Ordenamento do Território, a territorialização deste Plano assume-se e traduz-se concretamente nos projetos de investimento que serão objeto de valiação de impacte ambiental (AIA) onde as matérias do OT serão adequadamente tratadas/verificadas. São ainda tecidos alguns comentários sobre a metodologia da AAP de projetos, em relação à qual esta entidade entende que a abordagem a realizar na fase B da AAP deveria ter também em consideração e em especial, as orientações territoriais emanadas pelos documentos estratégicos mais relevantes em matéria de OT, como sejam o PNPOT, os PROT e também os PMOT, fundamentais na definição/implementação dos projetos de investimento e na articulação com as questões ambientais envolvidas. Conclui esta entidade que a realização de uma AAE da atual edição do PDIRD-E Atualização teria sido uma mais-valia e um contributo para a operacionalização e a implementação dos projetos de investimento (...).	Considera que a AAE seria uma mais valia (subentende-se que não concordam com a NTNS)	Consideram-se pertinentes as contribuições desta entidade para uma melhor operacionalização e implementação dos projetos de investimento ao nível da Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos. Estando em curso uma atualização da referida metodologia, estas orientações constituem uma oportuniadde de melhoria relevante que, certamente será equacionada, e oportunamente integrada, nas vertentes associadas ao OT. Releva-se que a presente edição do PDIRD-E, não apresenta alterações ao nível das estratégias de desenvolvimento da rede, em relação a anteriores edições do Plano.
CCDR-Norte	Esta entidade, da apreciação do documento remetido, produziu o conjunto de considerações que contemplam: (...) evidente necessidade de atualização do Quadro de Referência Estratégica (QRE), eventualmente do Quadro de Governação (QG), adaptação das Questões Estratégicas (QE) e das Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) face ao anterior PDIRD ainda que sem haver alterações significativas, antevê-se alterações para um futuro próximo (...) concluindo sobre a eventual desadequação dos exercícios anteriores de AA; o facto de entenderem ser oportuna a necessidade de articulação deste plano com o PDIRT, PNPOT,entre outros planos e programas a integrar o QRE e sequente avaliação; e de - no entender desta entidade, se dever assegurar a continuidade face à anterior avaliação. Por outro lado, referem que não foi possível identificar a existência, com rigor, de ações passiveis de poder impactar significativamente sobre o Bem Alto Douro Vinhateiro(ADV). Aliás, entende-se que deverá fazer parte do QRE (...) devendo ser integradas na estratégia e projetos o estudo e a integração paisagística das infraestruturas desta rede. Refira-se (...) conforme estipulado pela Declaração de Sintra, subscrita em 2017, onde referem a necessidade de aplicar uma AIP a Planos que possam potencialmente afetar o VUE como a integridade e autenticidade do Bem classificado, de acordo com a metodologia estabelecida no (...) Guia ICOMOS2011). Recomendam uma articulação próxima entre E-Redes ea CCDR-Norte (...) à semelhança do que é feito com o ICNF. Por fim, mencionam a necessidade de articulação com outros Planos relacionados com infraestruturas elétricas, designadamente como Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte(PDIR-T),cuja elaboração é da responsabilidade da REN. Concluem que o atual ciclo do PDIRD-E deve ser sujeito a AAE e que, como proposto, a próxima edição do PDIRD-E seja objeto de AAE.	Consideram que deveria ter sido feita AAE, que o QRE anterior está desatualizado, que houve um corte de continuidade (não percebi a questão do Plano não ser apresentado...) e que a DA pode já não estar atualizada	No corpo do Relatório justificativo da não sujeição a AAE, é referida a necessidade de, em futuros exercícios de avaliação respeitantes à próxima edição do Plano se atualizarem todas as certentes da AA entre as quais se inclui o QRE, o QE, as QAS e, eventualmente, o QG. Proceder-se-á a essa atualização na AAE do PDIRD-E 2024. A referência ao ADV, à correspondente ZEP e ao seu VUE será contemplada, na medida do aplicável, às estratégias e projetos que venham a ser desenvolvidos nessa parte do território no futuro PDIRD-E 2024. Concorda-se que, à semelhança do que acontece com outras ERAE, se deva estabelecer uma articulação mais próxima com a CCDR-Norte, pelo que se encetarão procedimentos para que se possa propiciar essa articulação. Em relação à articulação entre o PDIRD-E e o PDIRT, esta está assegurada em todas as edições dos correspondentes Planos.

ERAE	Pronúncia das ERAE	Sentido da pronúncia	Informações relevantes
DGADR	Esta entidade concorda com os princípios subjacentes à não sujeição a AAE, afirmando que No que respeita à sujeição a AAE da atualização do PDIRD-E 2020, entende-se que, uma vez que não é alterada a estratégia do Plano, não se justificará a sua sujeição a AAE, mas que a mesma deverá ser efetuada sobre a edição seguinte do PDIRD-E, como referido na Nota Técnica e Justificativa. Por outro lado, não deixa de fazer um conjunto de recomendações relevantes para exercícios futuros e para a AAP, dos quais se salientam: - deverá integrar a avaliação de implicações com o Programa Nacional de Regadios (PN•Regadios) e infraestruturas associadas, uma vez que as áreas beneficiadas constituem-se como condicionantes ao uso do solo, desde que tenham projeto de execução aprovado; - na avaliação ambiental prévia (AAP) dos projetos incçuídos no PDIRD-E, no Quadro2 (Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos), deverá acrescentar-se o critério de localização em aproveitamento hidroagrícola e/ou de implicações com as suas infraestruturas e faixas de proteção respetivas. - em relação ao Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento e dos Projetos do PDIRD-2020 Atualização deverão ser completados, incorporando a síntese da avaliação das implicações dos projetos com a condicionante AH, tendo em vista o cumprimentodoregime jurídico específico.	Concorda com os argumentos apresentados	Retem-se da contribuição desta entidade a necessidade de assegurar, em futuros exercícios, a integração da potencial afetação de infraestruturas existentes e potenciais no âmbito do PN.Regadios. Igualmente se considera relevante a integração desta componente na AAP de projetos pelo que, na melhoria desse procedimento, se irá equacionar a melhor forma de incluir esta recomendação. No que respeita ao Seguimento e Monitorização da AAE, procurar-se-á verificar se será possível incluir, desde já, esta proposta de melhoria ou se tal terá de ser equacionado na próxima edição do PDIRD-E e na correspondente DA. No caso da AAP, essa iplementação será considerada no âmbito da revisão (em curso) dessa metodologia.
DGPC	Esta entidade refere que não há nada a opor à «Não Sujeição a AAE do PDIRD-2020 -Atualização AAE», ressalvando-se aqui a questão dos critérios relativamente à localização dos projetos, que deverão ter em consideração as condicionantes arqueológicas. Note-se que a implementação das ações das ações previstas no Programa, poderão acarretar em si impactes diretos e negativos sobre este recurso finito, não renovável, a salvaguardar e a valorizar. Esta entidade releva que, apesar de Vários dos presentes projetos não serão eventualmente objeto avaliação de impacte ambiental, por se não encontrarem abrangidos pelo RJAIA em vigor. (...) nos termos legais, todas os projetos localizadas em servidão administrativa da tutela do Património Cultural, carecem do adequado parecer prévio e vinculativo relativo ao seu licenciamento por parte da entidade competente para o efeito. Não deixam de salientar que consideram relevante, no âmbito da AAP e do «Quadro 2 - Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos», refere-se que em termos de localização {B4), se o «projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação» que se passe a incluir a menção aos bens arqueológicos, que se encontram protegidos, nomeadamente pelo disposto no artigo 75.º, da mencionada Lei n.º 107 /2001, de 8 de setembro.	Concorda com os argumentos apresentados	Os contributos desta entidade para a metodologia da AAP serão integrados no âmbito da revisão em curso.
DRAP Alentejo	Esta entidade considera nada ter a opor à proposta de não sujeição do PDIRD-E 2020 Atualização a nova Avaliação Ambiental, salvaguardando no entanto que, estando previstos no PDIRD-E Atualização projetos que incidem em áreas da Reserva Agrícola Nacional (RAN), quando a utilização desta esteja associada a um projeto sujeito a procedimento de avaliação de impacte ambiental em fase de projeto de execução, o parecer prévio vinculativo previsto no n.º 1 do artigo 23.º do Regime Jurídico da RAN, compreende a pronúncia da Entidade Regional da RAN nesse procedimento.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
DRAP Algarve	Esta entidade emitiu um parecer favorável ao documento disponibilizado.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
DRAO LVT	Esta entidade informou que não obstante a DRAPLVT não ter sido consultada no âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), esta Direção Regional nada tem a opor à Não Sujeição à AAE, do PDIRDE-E 2020 Atualização. Apresenta, ainda, um conjunto de recomendações destinadas a garantir a proteção das áreas agrícolas que serão eficazes em futuras AAE do PDIRD-E e no âmbito da AAP.	Concorda com os argumentos apresentados	Os contributos desta entidade para futuros projetos serão equacionados na metodologia da AAP e integrados no âmbito da revisão em curso.

ERAE	Pronúncia das ERAE	Sentido da pronúncia	Informações relevantes
ICNF	Esta entidade manifesta que nada tem a opor ao pedido de isenção.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
APA	Esta entidade refere que mediante a documentação anteriormente referida, considera-se que a mesma fundamenta a não necessidade de realização de um novo exercício de AAE para o PDIRD-E 2020 Atualização. No entanto, recomenda-se que no próximo ciclo de planeamento seja promovido um novo exercício de AAE, tendo em conta as alterações de política energética e climática verificadas nos últimos anos e considerando, tal como referido pela própria E-redes, que o PDIRD 2024, para o período 2026-2030 será determinante, conduzindo a alterações estratégicas significativas. A AAE a desenvolver deve constituir por isso um procedimento efetivo e robusto, incluindo a definição de um conjunto de fatores críticos estabilizado, a atualização do Quadro de Referência Estratégico (QRE) e um conjunto de indicadores de monitorização e seguimento que permita avaliar a legitimidade do exercício efetuado.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
ERSE	A apreciação desta entidade não inclui comentários ou recomendações em relação à AA do PDIRD-E 2020 Atualização.	Sem pronúncia	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
DGEG	A apreciação desta entidade não inclui comentários ou recomendações em relação à AA do PDIRD-E 2020 Atualização.	Sem pronúncia	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)
REN	Esta entidade não manifestou oposição à proposta de não sujeição do PDIRD-E 2020 Atualização a nova Avaliação Ambiental.	Concorda com os argumentos apresentados	(não há lugar a alterações decorrentes do parecer desta entidade)

Página em branco

ANEXO I.2 – PARECERES RECEBIDOS NO ÂMBITO DA NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO REALIZAÇÃO DA AAE

EDP Global Solutions, S.A.
07 DEZ. 2022

AUTORIDADE NACIONAL
DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL

Exmo. Senhor
Presidente do Conselho de Administração da
E-REDES
Dr. José Ferrari Careto
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 Lisboa

5180 5 DEZ '22

V. REF.	V. DATA	N. REF. OF/8655/DRO/2022	N. DATA
Carta/2/2022/DST			

ASSUNTO Sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E)

Senhor Presidente:

Em resposta ao v/ ofício supramencionado, relativo ao assunto indicado em epígrafe, cumpre informar que, uma vez que esta Autoridade Nacional não é entidade explicitamente mencionada no nº 3, do artigo 3º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho (RJAAE), na sua atual redação, se entende não haver lugar a pronúncia nesta fase do procedimento.

Não obstante, caso seja decidida a sujeição deste plano a Avaliação Ambiental Estratégica, a ANEPC mantem toda a disponibilidade para participar nas fases subsequentes do procedimento, nos termos definidos no referido Regime Jurídico, caso seja esse o entendimento da entidade responsável pela elaboração do plano.

Com os melhores cumprimentos,

O Diretor Nacional

Carlos Mendes

Carlos Mendes
Diretor Nacional de
Prevenção e Gestão de Riscos
(em substituição)

EC

Informação Nº I03166-202211-INF-AMB **Proc. Nº** 900.20.604.00162.2022 **Data:** 17/11/2022

ASSUNTO: Nota de Não Sujeição a AAE do PDIRD-E 2020

Despacho:

Visto com concordância.
Acompanha-se a proposta de dispensa de Avaliação Ambiental Estratégica às alterações propostas pelas razões e fundamentos expressos na presente informação e pareceres que sobre a mesma recaíram.
Transmita-se à E-Redes, S.A.

O Vice-Presidente, no uso da delegação de competências decorrente do Despacho do Presidente da CCDR do Algarve, de 16 de novembro de 2020, publicado no Diário da República, II Série, nº 248, de 23 de dezembro de 2020, sob a referência Despacho (extrato) nº 12536/2020.

José Pacheco
02-12-2022

Parecer:

Visto.
Acompanha-se a proposta infra, de não sujeição a AAE das alterações efetuada ao PDIRD-E 2020, considerando que as alterações propostas não são suscetíveis de provocar efeitos
significativos no ambiente.
Considera-se de remeter a presente informação ao proponente.
À consideração superior
A Diretora de Serviços de Ambiente

Maria José Nunes
02-12-2022

Visto. Em resposta ao solicitado, acompanha-se o informado infra, que invoca a dispensa a avaliação no âmbito do procedimento de AAE, considerando que as alterações propostas não são suscetíveis de provocar efeitos significativos no ambiente, relevando-se que as alterações efetuadas ao PDIRD-E 2020 visam, essencialmente, a adaptação às novas dinâmicas da Rede Nacional de Distribuição de energia elétrica em Alta e Média Tensão, com o objetivo de dar resposta ao previsto na legislação, assim como, aos desafios da crescente eletrificação da economia/consumo - face à contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos.
Assim sendo, considera-se de remeter a presente informação ao proponente.
À consideração superior,
O Chefe de Divisão de Avaliação Ambiental

REPÚBLICA PORTUGUESA
COESÃO TERRITORIAL

Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
Praça da Liberdade, 2, 8000-164 Faro ● Portugal
Tel: +351 289 895 200 ● Fax: +351 289 895 299
E-mail:geral@ccdr-alg.pt ● www.ccdr-alg.pt

Ricardo Canas
02-12-2022

INFORMAÇÃO

1. Pretensão

A e-REDES – Distribuição de Electricidade, S.A. solicitou a esta Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve (CCDR Algarve) enquanto entidade com responsabilidades ambientais a análise da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) 2020 Atualização 2023-2025, através de e-mail no dia 17 de agosto de 2022 (documento com a nossa referência E06951-202209-AMB), anexando uma "Nota de Não Sujeição a AAE".

No seguimento da comunicação remetida em agosto (E06951-202209-AMB), a e-REDES - Distribuição de Eletricidade S.A. promoveu uma sessão de apresentação da proposta de PDIRD-E 2020 "Atualização e respetiva Nota de Não Sujeição a AAE" que se realizou *online* (ID de Reunião: 356 887 160 261), no dia 26 de setembro de 2022 na qual a representante da Agência Portuguesa do Ambiente, I.P. relembrou que até à data não tinha sido entregue a "Declaração Ambiental" referente ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Ciclo 2019-2023 e seguintes, pelo que as entidades presentes na reunião referiram a importância da entrega da declaração para a análise da não sujeição a AAE do PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025.

No dia 16 de novembro de 2022 entrou nesta CCDR Algarve a Declaração Ambiental (DA) referente ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Ciclo 2019-2023 e seguintes e o Relatório de Avaliação e Controlo (RAC) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de distribuição (PDIRD-E) Período 2019 - 2021, documentos com a nossa referência E08207-202211-AMB.

2. Análise

O PDIRD-E é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares. Com base na recente legislação, que introduziu alterações substantivas ao processo de elaboração do PDIRD-E, o

Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
Praça da Liberdade, 2, 8000-164 Faro ● Portugal
Tel: +351 289 895 200 ● Fax: +351 289 895 299
E-mail:geral@ccdr-alg.pt ● www.ccdr-alg.pt

presente documento enquadra-se no âmbito das questões de Avaliação Ambiental referentes à atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025 (designado por "PDIRD-E 2020 Atualização").

De acordo com os documentos e os esclarecimentos prestados pela e-REDES – Distribuição de Electricidade, S.A., até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam outros investimentos complementares que, não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Tendo sido definidos em ciclos de planeamento anteriores, os vetores anteriormente referidos representam a visão estratégica da empresa, ou seja, permitem enquadrar as opções e prioridades do plano de investimentos da rede de distribuição e integrar os sucessivos ajustamentos, face às necessidades internas e de atualização do contexto externo, com destaque para a publicação de referenciais nacionais e internacionais relacionados com o setor. Este último aspeto, diz respeito ao PDIRD-E 2020 que, mantendo a estratégia, foi ajustado à evolução das novas dinâmicas da rede, consumada em três fatores-chave (Transição Energética e Expansão da Rede, Controlo de Rede e Novos Serviços e Resiliência da Rede – com Renovação de Ativos que reforçam a aposta na Qualidade de Serviço) de suporte aos vetores estratégicos, dando resposta aos desafios da crescente eletrificação da economia/ consumo.

A e-REDES refere que as alterações agora efetuadas no "PDIRD-E 2020 Atualização" visam, novamente, o alinhamento com o previsto na legislação e com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos, cuja realização se revela neste momento mais crítica, permitindo assegurar a continuidade da execução do PDIRD-E 2020, em conformidade com as necessidades atuais e mantendo a perspetiva de continuidade estratégica do plano e o mesmo horizonte de planeamento.

A e-REDES acrescenta que na elaboração da proposta de atualização foi tido como base o PDIRD-E 2020, entregue em fevereiro de 2021, tendo em consideração os pareceres recebidos da DGEG, ERSE e operador da RNT no seguimento da Consulta Pública realizada, e aprovado em junho de 2022 por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia. Foi igualmente considerado, no que relevante e aplicável, o PDIRD-E 2018 aprovado por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em maio de 2021.

Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
Praça da Liberdade, 2, 8000-164 Faro ● Portugal
Tel: +351 289 895 200 ● Fax: +351 289 895 299
E-mail:geral@ccdr-alg.pt ● www.ccdr-alg.pt

3. Conclusão

Pela análise dos documentos enviados, complementados pelos esclarecimentos prestados pela e-REDES – Distribuição de Electricidade S.A., propõe-se que seja aceite a justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental "Prévia PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) 2020 Atualização" 2023-2025.

À consideração superior,

A Técnica Superior

Teresa Cavaco

REPÚBLICA PORTUGUESA
COESÃO TERRITORIAL

Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve
Praça da Liberdade, 2, 8000-164 Faro ● Portugal
Tel: +351 289 895 200 ● Fax: +351 289 895 299
E-mail:geral@ccdr-alg.pt ● www.ccdr-alg.pt

EX.MO(A) SENHOR(A)
E-REDES - DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S.A.
RUA CAMILO CASTELO BRANCO, 43
1050-044 LISBOA

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data
		DSOT-DOTCN 490/2022 Proc: AAE-00.00.00/2-17	2022-12-05

ASSUNTO: PDIRD-E 2020 Atualização e respetiva Nota de Não Sujeição a AAE - pedido de contributos

A E-REDES, através de mensagem de correio eletrónico de 28.09.2022, registado com a entrada n.º 12573/22, de 29.09.2022, complementada com os elementos complementares remetidos em 18.11.2022,solicitou a esta CCDR "*comentários e sugestões*" acerca do **PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição) 2020 Atualização** e respetiva **Nota de Não Sujeição a AAE**, tendo sido indicado um prazo de cerca de 20 dias (28 de outubro) para o efeito.

A entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14/01, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), veio introduzir alterações significativas no processo e no conteúdo do PDIRD-E, passando a prever um plano quinquenal e atualizações nos anos pares, para o horizonte temporal remanescente do plano em curso.

A solicitação de contributos à CCDRC, enquanto ERAE, surge na sequência da atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição 2021-2025 e respetiva **Nota de Não Sujeição a AAE.** Esta atualização dispõe sobre o mesmo horizonte temporal do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cuja versão final foi apresentada em fevereiro de 2021, tendo sido aprovado em junho de 2022 por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, no qual são atualizados "*os investimentos a realizar nos anos de 2023, 2024 e 2025, contemplando apenas alterações pontuais para este período que, embora não previstas no PDIRD-E 2020, se revelam neste momento mais críticas, mas que não alteram a estratégia delineada naquele Plano, consolidada nos seus vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros Investimentos Complementares não contidos naqueles vetores, mas que apresentam também externalidades positivas para a sociedade (p.ex, projetos de natureza ambiental) ou respondem a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual*." (extrato do relatório do PDIRD-E 2020 Atualização).

Rua Bernardim Ribeiro, 80 • 3000-069 Coimbra • Portugal
Tel: 239 400 100 • Fax: 239 400 115 - geral@ccdrc.pt - www.ccdrc.pt
Atendimento ao Cidadão - Tel: 808 202 777 (ou 239400103) - cidadao@ccdrc.pt

No âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica, de acordo com os elementos disponibilizados pela E-REDES, o PDIRD-E 2020 Atualização não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no PDIRD-E 2020, que dá também seguimento ao ciclo anterior, mantendo a mesma abordagem e quadros de investimento.

Assim, com base na informação disponibilizada pela E-REDES, e considerando que:

- a AAE deve ser coerente com a dinâmica dos ciclos de planeamento, devendo ser aplicada quando se verifica uma alteração estratégica e do Quadro de Referência Estratégico que a enquadra, o que não é o caso;
- versões anteriores do PDIRD-E já foram sujeitas ao exercício de Avaliação Ambiental, Estratégica, nomeadamente, a realizada no PDIRD-E 2018 e na Nota de Não sujeição de AAE no PDIRD-E 2020;
- no período em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já fazia parte integrante de anteriores planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE);
- a chamada componente operacional do Plano (ações e projetos da carteira de investimentos do PDIRD) é sujeita a uma Avaliação Ambiental Prévia, em complemento da AAE;
- foi implementado o Relatório de Avaliação e Controlo 2019-2021.

Entende-se **justificada** a proposta de não sujeição a AAE do PDIRD-E 2020 Atualização, pelo que nada há a opor.

Com os melhores cumprimentos

O Vice-Presidente

(Prof. Doutor Eduardo Anselmo de Castro)

Despacho Delegação de Competências N.º 200/2021

(publicado no DR n.º 4, 2ª Série, de 7 de janeiro de 2021)

Comissão de Coordenação e Desenvolvimento
Regional de Lisboa e Vale do Tejo

À
E-Redes - Distribuição de Eletricidade SA
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
PDIRD-E2020Atualizacao_NotaTecnicaAAE@e-redes.pt

Sua referência	Sua comunicação	Nossa referência	Data
	17-08-2022	S13360-202209-DSA/DAMA 150.10.600.00007.2022	

ASSUNTO: **Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) - consulta às entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAE)**

Na sequência do pedido de pronúncia relativa à não sujeição do PDIRD-E 2020-Atualização a nova Avaliação Ambiental (AA), tendo em atenção a Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2020-Atualização 2023-2025 e uma vez que não existem alterações à estratégia e programas de investimento definidos no PDIRD-E 2020, considera-se o seguinte:

1 - Enquadramento

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares.

Segundo a proposta de Plano este enquadra-se no âmbito das questões de Avaliação Ambiental referentes à atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025.

Até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 - 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 - 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam outros investimentos complementares que não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.e., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um plano no qual se definem as estratégias de evolução e modernização da rede de distribuição de eletricidade, identificando-se as infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os investimentos necessários, assim como a respetiva calendarização, monitorização e seguimento.

A sua conceção procura responder à necessidade de garantir a articulação entre o Transporte e a Distribuição de eletricidade no território nacional e no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e faz-se no quadro das orientações o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, e das recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela ERSE, sobre versões anteriores do Plano.

Globalmente, a estrutura do PDIRD-E é composta por um nível mais estratégico, onde se enquadram os vetores estratégicos e, dentro destes, a sistematização dos programas alvo que, no entendimento da E-Redes, se mantém atual, e por um nível mais operacional do plano de investimentos, que se segmenta e caracteriza à escala de projetos e obras de investimento.

Decorridos 2 anos sobre a entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificados, apenas ao nível operacional, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, que constam nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

De forma a incorporar estas alterações na proposta de PDIRD-E 2020 Atualização e a manter os valores de investimento anuais do plano, foram efetuados os necessários ajustes aos programas e projetos de investimento, através da recalendarização de alguns investimentos, num investimento total a custos totais de 550 M€ no período 2023 - 2025, igual ao valor previsto para o mesmo período no PDIRD-E 2020.

O PDIRD-E 2020 Atualização tem, assim, por objeto a reanálise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional, visando o ajustamento da carteira de projetos de investimento e a introdução de alterações ou correções à mesma, possuindo uma natureza fundamentalmente programática. Neste sentido, a atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no plano relativamente ao ciclo anterior (PDIRD-E 2018), mantendo-se os vetores estratégicos e os programas de investimento.

2 - Fundamentação da não realização de AAE

Segundo a Nota Técnica apresentada, refere-se que a AAE tem de ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e estar associada à dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E. Considera-se que este instrumento de avaliação ambiental deve ser aplicado sempre que exista justificação estratégica, ou seja, quando se verifica uma alteração da orientação estratégica dos investimentos e do quadro de referência estratégico que os enquadra.

Refere-se que na AAE do PDIRD-E 2018 foi implementado um alinhamento da estrutura do PDIRD-E com a estrutura da própria avaliação ambiental, no qual se distinguem duas componentes e âmbitos de avaliação ambiental complementares:

- Estratégica, cujo objeto de avaliação é a estratégia de investimento definida no plano, que se pode manter ao longo de vários ciclos de planeamento. Considerando o enquadramento previsto pelo

recente diploma legal do SEN, a opção de atualização do PDIRD-E 2020 (2023 - 2025), seguiu a estratégia mantida nos dois últimos planos, não tendo sido objeto de alteração (vetores estratégicos e respetivos programas);

• Operacional, cujo objeto de avaliação é o portfolio de projetos e obras de investimento, constituindo uma dimensão mais dinâmica, onde se verificam alterações entre ciclos do PDIRD-E. Na Nota Técnica é incluído um Relatório de Avaliação Ambiental Prévia sobre os projetos que transitam dos PDIRD-E 2018 e PDIRD-E 2020, e sobre os novos projetos introduzidos no PDIRD-E 2020 Atualização.

Assim, refere a Nota Técnica que a presente atualização do PDIRD-E envolve apenas uma alteração da carteira de projetos de investimento, permanecendo atual a aplicação de um mecanismo de avaliação ambiental prévia de projetos de investimento já existente na E-Redes. Esta prática é, aliás, coerente com o previsto no n.º 2, art.º 6.º da legislação em vigor sobre avaliação ambiental de planos e programas, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos.

Releva-se no documento que a AAE e a Avaliação Ambiental Prévia (AAP) dos projetos com expressão territorial não só acompanharam a preparação dos PDIRD-E dos dois ciclos de planeamento anteriores (Figura 1 seguinte), PDIRD-E 2018 (2019-2023) e PDIRD-E 2020 (2021-2025), como foram desenvolvidas em articulação permanente com os mesmos, constituindo o procedimento seguido para a atualização do PDIRD-E 2020.

Segundo a Nota Técnica, estando o PDIRD-E sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio e tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal, face:

• à manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas;

• à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 (e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020?);

• ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer

considera-se que a presente edição de atualização do Plano não deverá ser sujeita a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

3- Análise

No que respeita ao Ordenamento do território, sobre a não sujeição da atualização do PDIRD-E 2020 Atualização a procedimento de AAE (período 2023-2025), considera-se que estamos perante o

procedimento de atualização de um Plano ao nível da reanalise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional, visando o ajustamento da carteira de projetos de investimento e a introdução de alterações ou correções à mesma, possuindo uma natureza fundamentalmente programática, sem alterar a estratégia de investimento definida relativamente ao ciclo anterior (PDIRD-E 2018).

Assim, a territorialização deste Plano assume-se e traduz-se concretamente nos projetos de investimentos que serão objeto de avaliação de impacte ambiental (AIA) onde as matérias do ordenamento do território serão adequadamente tratadas/verificadas.

- No âmbito da AAE da proposta de PDIRD-E 2018 o território foi assumido como um elemento de avaliação tratado nas vertentes dos recursos/valores naturais e da organização/espacialização funcional e social. Adicionalmente, no RA elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada acompanhará os futuros ciclos de planeamento do PDIRD-E com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E.

- Refere-se na Nota Técnica apresentada que a aplicação do procedimento complementar de Avaliação Ambiental Prévia (AAP) dos projetos com expressão territorial (carteira de projetos do PDIRD-E) tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias.

A metodologia adotada pela E-REDES para a AAP de projetos baseia-se no pressuposto de que os projetos suscetíveis de poderem ter impactes ambientais negativos significativos se limitam aos incluídos nas seguintes tipologias de infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição: Subestações; Linhas elétricas aéreas, de alta tensão (AT), a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, a 15 kV e a 10 kV; Linhas subterrâneas (cabos), nos mesmos níveis de tensão. A AAP foi aplicada a 135 projetos.

A metodologia adotada é composta por 3 Fases:

- Fase A: Verificação de critérios relacionados com as características dos projetos;
- Fase B: Verificação de critérios relacionados com a localização dos projetos;
- Fase C: Conclusões, incidindo sobre a necessidade de consulta às entidades competentes.

O PDIRD-E 2020 Atualização é constituído por uma carteira de 117 projetos com implantação territorial (note-se que no PDIRD-E 2020 a AAP é aplicada a 135 projetos), sendo que 38 projetos (33% do total) localizam-se numa ou mais das seguintes áreas: RAN, REN, RNAP (área protegida), SIC/ZEC.

Entende-se que a abordagem a realizar na Fase B da AAP deveria ter também em consideração, e em especial, as orientações territoriais emanadas pelos documentos estratégicos mais relevantes em matéria de OT, como sejam o PNPOT, os PROT e também os PMOT, fundamentais na definição/implementação dos projetos de investimento e na articulação com as questões ambientais envolvidas.

Refere-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, e prosseguida no PDIRD-E 2020, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes, estando prevista a necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico (QRE)

A presente atualização do PDIRD-E 2020 mantém e prossegue os compromissos no sentido da Descarbonização através da Transição Energética com a integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital, em alinhamento com os projetos de investimento, cuja amplitude estratégica dos vetores e programas continuam a dar resposta aos desafios das novas dinâmicas da rede.

Não obstante em 2018 tenha sido desenvolvida a AAE do PDIRD-E 2018, facto é que não terá sido realizada AAE do PDIRD-E 2020 tendo, entretanto, ocorrido alterações legislativas e uma crescente pressão no território/novas dinâmicas (com riscos de desvalorização/desequilíbrio territorial), designadamente associada a novos projetos do setor da energia (ex. centrais fotovoltaicas) que requerem novas abordagens estratégicas eventualmente não avaliadas anteriormente.

Nestes termos, entende-se que os resultados de uma AAE do PDIRD-E Atualização seria uma mais-valia e um contributo para a operacionalização e a implementação dos projetos de investimento, sem prejuízo da pertinência da AAP (ao nível operacional), que a E-Redes tem implementado e cujos resultados são incorporados nos projetos de licenciamento.

4- Conclusão

Face ao exposto, e considerando que a atualização do Plano prevê a implantação territorial através de 117 projetos, sendo que 38 deles se localizam em áreas com estatuto de proteção ambiental, nomeadamente em áreas da Rede Natura 2000, considera-se que a Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E Atualização seria uma mais-valia e um contributo para a operacionalização e a implementação dos projetos de investimento, sem prejuízo da pertinência da AAP (ao nível operacional), que a E-Redes tem implementado e cujos resultados são incorporados nos projetos de licenciamento.

Com os melhores cumprimentos

O Vice-Presidente

José Manuel Alho

José Manuel Alho

CCDR N
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte

Exma. Senhora
Eng.ª Inês Cândido da Silva
Área de Gestão da Sustentabilidade
E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.
pdird-e2020atualizacao_notatecnicaaae@e-redes.pt
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 Lisboa

Data de expedição: 09-12-2022

Sua referência	**Sua comunicação**	**Nossa referência**
email	16/11/2022	**OF_DAPPP_MB_16453/2022** Proc. DAPPPAAE_1/2022

Assunto|Subject Procedimento de Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E Atualização)
Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia
Pronúncia CCDR-Norte

Relativamente ao assunto em epígrafe, e em resposta ao solicitado por V. Exas., vimos pelo presente remeter em anexo a pronúncia desta Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR-Norte).

Com os melhores cumprimentos.

Diretora de Serviços do Ambiente

Paula Pinto

Anexos: Parecer CCDR-Norte (Anx_31479/2022)

CCDRN
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte

AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA (AAE) DO

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO (PDIRD-E 2020) PARA O PERÍODO 2023-2025 (PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO)

Pronúncia sobre a Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia

No âmbito do procedimento de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E Atualização), e da consulta às Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE), veio a E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A. solicitar a pronúncia desta CCDR sobre a Nota Técnica justificativa da não realização da AAE e do Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP).

Neste contexto foram disponibilizados os seguintes documentos:

1. Nota Técnica justificativa da não realização da AAE e do Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP), E-Redes, sem data

2. Declaração Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição – Ciclo 2019 - 2023 e seguintes, E-Redes, maio de 2021

3. Relatório de Avaliação e Controlo (RAC) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E) – Período 2019 - 2021, E-Redes, outubro de 2022

Após auscultação das Unidades Orgânicas desta CCDR com competência na matéria, da análise efetuada à documentação suprarreferida, entende-se ser de salientar o seguinte:

Nota Técnica

A E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. (doravante designada E-Redes) apresentou uma atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), para os anos 2023, 2024 e 2025, designada por PDIRD-E 2020 Atualização, referindo não haver alterações à estratégia e programas de investimento definidos no PDIRD-E 2020, uma vez que a grande maioria dos investimentos previstos para este triénio fez parte integrante do PDIRD-E 2018 e PDIRD-E 2020, sujeitos, respetivamente, aos exercícios de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) e de Nota de Não sujeição de AAE. Nesse seguimento, é proposta a não sujeição do PDIRD-E 2020 Atualização a nova Avaliação Ambiental (AA).

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares.

Até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos previstos, aos quais se juntam outros investimentos complementares.

Tendo sido definidos em ciclos de planeamento anteriores, entende a E-Redes que estes vetores ainda representam a visão estratégica que se pode considerar atual, ou seja, permitem enquadrar as opções e prioridades do plano de investimentos da rede de distribuição e integrar os sucessivos ajustamentos.

As alterações agora efetuadas no PDIRD-E 2020 Atualização visam, novamente, o alinhamento com o previsto na legislação e com a contínua evolução das necessidades da rede e a priorização de investimentos.

Para elaboração desta proposta de atualização foi tido como base o PDIRD-E 2020, entregue em fevereiro de 2021. Foi igualmente considerado, no que relevante e aplicável, o PDIRD-E 2018 aprovado.

Globalmente, a estrutura do PDIRD-E é composta por um nível mais estratégico, onde se enquadram os referidos vetores estratégicos e, dentro destes, a sistematização dos programas alvo, que se mantém também atual, e por um nível mais operacional, que se segmenta e caracteriza à escala de projetos e obras de investimento. Decorridos 2 anos sobre a entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificados, ao nível operacional apenas, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, mas que foram incluídos nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

Assim, o PDIRD-E 2020 Atualização tem por objeto, a reanálise de prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica, de âmbito operacional. A atualização do PDIRD-E 2020 não apresenta alterações à estratégia de investimento definida no plano relativamente ao ciclo anterior, mantendo-se, de acordo com a E-redes, os vetores estratégicos e os programas de investimento.

Face à manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas, face à existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020 e face ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), **"***propõe-se a não sujeição da presente edição de atualização do Plano a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E***"**.

A E-REDES elaborou, no domínio da avaliação ambiental:

- Uma Nota Técnica justificativa de não realização da AAE – é referido que apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico constata-se que a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes. No âmbito da presente edição do Plano, considerando que não existe qualquer alteração à estratégia de investimento anteriormente definida, entende-se que a AAE inicial, no seu âmbito de aplicação, se mantém válida;

- Um Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos – o qual consiste num procedimento ambiental complementar, de âmbito operacional, que constitui uma dimensão mais dinâmica do PDIRD-E, aplicável materialmente ao plano de investimentos (projetos e obras), no âmbito do qual são expectáveis alterações entre ciclos de planeamento.

Menciona a E-REDES que o procedimento da AAP implementado em anteriores edições do Plano, mantém-se válido e aplica-se à carteira de investimentos da atualização do PDIRD-E 2020. O procedimento da AAP foi alvo de diversas ações de melhoria, a nível da fiabilidade e a eficácia da avaliação ambiental de novos investimentos da RND em Áreas Classificadas.

Assim, a Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia foi colocada em consulta pública, juntamente com a presente edição de

atualização do Plano, e objeto de consulta às Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE), cujos resultados serão analisados e incorporados na versão final do mesmo.

O documento termina com as seguintes conclusões:

Atendendo ao que foi sendo exposto na Nota Técnica, constata-se que o PDIRD-E 2020 Atualização não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores, mantendo-se os objetivos, os vetores estratégicos e fatores-chave que os suportam, bem como os programas já avaliados em ciclos anteriores.

Assim, e apesar do reforço documental publicado aos níveis nacional e internacional que se reflete na necessária atualização do Quadro de Referência Estratégico, a estratégia delineada no PDIRD-E 2018, objeto de AAE, e prosseguida no PDIRD-E 2020, está alinhada com as intenções incluídas nos instrumentos legais mais relevantes.

A presente atualização do PDIRD-E 2020 mantém e prossegue os compromissos no sentido da Descarbonização através da Transição Energética com a integração de Fontes de Energia Renovável (FER), de qualidade de serviço, de resiliência da rede e da transição digital, em alinhamento com os projetos de investimento, cuja amplitude estratégica dos vetores e programas continuam a dar resposta aos desafios das novas dinâmicas da rede.

Adicionalmente, a aplicação da AAP à carteira de projetos do PDIRD-E tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente a consultas, aos pedidos de parecer ou comunicações prévias.

Verifica-se uma evolução, entre ciclos de planeamento, na implementação das ações de melhoria da AAP, sendo, no entanto, progressivas as relacionadas com a atualização da informação de base e a continuidade da formação dos técnicos envolvidos no planeamento e no projeto.

O envolvimento e a interação das partes interessadas, incluindo naturalmente neste âmbito as entidades com responsabilidades ambientais específicas (APA, CCDR, DGPC, entre outras), deve constituir um meio privilegiado de melhorar a fiabilidade e a eficácia da Avaliação Ambiental Prévia, conforme demonstrado na interação com o ICNF.

Assim, face:

- À manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano;
- À existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020;
- A grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica.

Considera a E-REDES que a presente edição de atualização do Plano não deverá ser sujeita a nova Avaliação Ambiental reservando-se a aplicação desse instrumento à próxima edição do mesmo, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do PDIRD-E.

Análise

Da análise efetuada, salienta-se a evidente necessidade de atualização do Quadro de Referência Estratégica (QRE), eventualmente do Quadro de Governação (QG), adaptação das Questões Estratégicas (QE), das Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) face ao anterior PDIRD, ainda que sem haver alterações significativas, antevê-se alterações para um futuro próximo, alterações no enquadramento das alterações climáticas, neutralidade carbónica, atual crise energética, relevante para o setor, a nível nacional e internacional, que terão, consequentemente, reflexo nas estratégias e objetivos nacionais e transfronteiriços, para além de alterações na própria avaliação ambiental, concluindo sobre a eventual desadequação dos exercícios anteriores de AA.

Acresce o facto de se considerar oportuna a necessidade de articulação deste plano com o PDIRT, PNPOT, entre outros planos e programas a integrar o QRE e sequente avaliação.

A informação transmitida apenas se foca em pequenas adaptações que se enquadram na estratégia que se mantém. Refere que as alterações na estrutura do PDIRD-E se reportam ao nível mais operacional do plano de investimentos, e decorridos 2 anos sobre a entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificados, apenas neste nível operacional, investimentos decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades, não previstos no PDIRD-E 2020, que constam nesta atualização dada a prioridade de se realizarem até 2025.

Todavia, considera-se que deveria haver continuidade face à anterior avaliação. Considera-se relevante identificar objetivos e metas de ambiente e sustentabilidade em domínios considerados relevantes para a avaliação da PDIRD-E, pelo Proponente, tanto mais porque o plano em questão, o PDIRD-E, não foi apresentado, o que naturalmente compromete toda a análise.

Importa ainda referir que não foi possível identificar a existência, com rigor, de ações passiveis de poder impactar significativamente sobre o Bem Alto Douro Vinhateiro (ADV). Aliás, entende-se que deverá fazer parte do QRE deste Plano ou dos futuramente a ser elaborados, a interferência da rede de distribuição de energia com a área classificada como Património Mundial da Humanidade da UNESCO e da respetiva Zona Especial de Proteção (ZEP), devendo ser integradas na estratégia e projetos o estudo e a integração paisagística das infraestruturas desta rede. Refira-se que as avaliações ambientais a efetuar do Plano ou Projetos, deverão descrever e avaliar os eventuais efeitos ambientais significativos sobre a Zona Especial de Proteção do Alto Douro Vinhateiro, determinando assim a necessidade de efetuar uma avaliação de impacte patrimonial, conforme estipulado pela Declaração de Sintra, subscrita em 2017, onde referem a necessidade de aplicar uma AIP a Planos que possam potencialmente afetar o Valor Universal Excecional, bem como a integridade e autenticidade do Bem classificado. Como metodologia a considerar para esta avaliação recomenda-se a utilização da metodologia **prevista no "***Guidance on Heritage Impact Assessements for Cultural World Heritage Properties***" (Guia ICOMOS** 2011) que contempla orientações sobre a avaliação de impactes sobre o património.

Recomenda-se uma articulação próxima entre E-Redes e a CCDR-Norte, enquanto entidade gestora do Bem ADV Património da Humanidade, à semelhança do que é feito com o ICNF conforme referido na documentação enviada.

Por outro lado, entende-se importante que os estudos e avaliações ambientais realizados para Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) se articule com outros Planos relacionados com infraestruturas elétricas, designadamente com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIR-T), cuja elaboração é da responsabilidade da REN, em que se procede à identificação das novas infraestruturas elétricas a construir, remodelar ou modernizar e os respetivos investimentos a efetuar. Esta articulação afigura-se indispensável no que à valorização da paisagem e ao ordenamento do território do ADV diz respeito.

Considerações Finais

Considera-se que o atual ciclo do PDIRD-E deve ser sujeito a AAE. Os principais fundamentos desta posição prendem-se com os seguintes aspetos:

- Concorda-se que na fase da elaboração do PDIDR-E-2024, consubstanciando-se este como plano setorial (IGT), venha a ser obrigatória a realização da AAE correspondente, argumento que a E-Redes também defende, mas não se entende que a fundamentação que serve para a sustentação desta posição não possa igualmente ser invocada na necessidade de atualizar a AAE na presente fase, considerando que o Quadro de Referência Estratégica (QRE) no período que decorre entre a AAE efetuada e hoje, variou mais do que o QRE previsto pela E-REDES para o período de 2024, apesar da posição sustentada de que se mantém o alinhamento da estratégia do PDIRD-E com os novos documentos estratégicos nacionais e internacionais, entretanto em vigor.

- Neste contexto, salienta-se a evidente necessidade de atualização do Quadro de Referência Estratégica (QRE), eventualmente do Quadro de Governação (QG), adaptação das Questões Estratégicas (QE), das Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), face ao anterior PDIRD.

- Acresce o facto de se considerar oportuna e necessária a articulação deste plano com o PDIRT, PNPOT, entre outros planos e programas a integrar o QRE e sequente avaliação.

- Entende-se que deveria ser devidamente observada a interferência da rede de distribuição de energia com a área classificada como Património Mundial da Humanidade da UNESCO e da respetiva Zona Especial de Proteção, devendo ser integradas na estratégia e projetos o estudo e a integração paisagística das infraestruturas desta rede.

- Considera-se que deveria haver continuidade face à anterior avaliação. Considera-se relevante identificar objetivos e metas de ambiente e sustentabilidade em domínios considerados relevantes para a avaliação da PDIRD-E, pela E-Redes, tanto mais porque o plano em questão, o PDIRD-E, não foi apresentado, o que naturalmente compromete toda a análise.

- Acresce que esta sequência de informações revela a possibilidade da Declaração Ambiental não se afigurar atual.

Porto e CCDR-Norte, 09 de dezembro de 2022

Para:

E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S. A.

Rua Camilo Castelo Branco, 43,

1050-044 LISBOA

PDIRD-E2020Atualizacao_NotaTecnicaAAE@e-redes.pt

Sua Referência	Sua Data	Nossa Referência	Data
N.º Email/4/2022/DST, de 17/08/2022 e Email de 16/11/2022. Procº.		N.º Of_DSTAR_DOER_DOC00026598_2022 Procº. 7534_2022	12/12/2022

ASSUNTO: E-REDES - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (*PDIRD-E 2020 Atualização*) – consulta às entidades com responsabilidades ambientais específicas.

Comentários à *Nota de Não Sujeição a AAE do PDIRD-E 2020 Atualização*.

Na sequência do solicitado por V. Ex.ª, sobre a proposta de não sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do *PDIRD-E 2020 Atualizado*, para os anos de 2023 a 2025, o qual não foi objeto de alterações estratégicas, tem-se a referir o seguinte:

1. A AAE do Plano deverá integrar a avaliação de implicações com o Programa Nacional de Regadios (*PN•Regadios*), o qual visa desenvolver o regadio sustentável em Portugal no quadro de uma estratégia de médio/longo prazo. (https://www.ifap.pt/pnr-enquadramento). O Programa foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 133/2018, de 20 de setembro, tendo sido criado com o objetivo de definir a estratégia de financiamento do regadio no território nacional, no período 2014-2023. O regime de apoio **do** Programa foi regulado pela Portaria n.º 38/2019, de 29 de janeiro, alterada pela Portaria n.º 76/2019, de 12 de março.
2. Tal como mencionado na introdução da RCM que aprova o Programa, este visa a expansão, reabilitação e modernização dos regadios existentes e a criação de novas áreas regadas, designadamente com potencial

Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural
Av.Afonso Costa 3
1949-002 Lisboa, PORTUGAL
Tel +351 218 442 200
NIF 600082440
geral@dgadr.pt
https://www.dgadr.gov.pt

de ligação às existentes, com o objetivo de promover o regadio e outras infraestruturas coletivas, numa ótica de sustentabilidade, contribuindo para a adaptação às alterações climáticas, o combate à desertificação e a utilização mais eficiente dos recursos.

3. Assim, o *PNRegadios*, ao implementar novos sistemas hidroagrícolas nas zonas mais fragilizadas pelos efeitos das alterações climáticas, constitui uma importante medida de prevenção e mitigação destas, incrementando a resiliência e robustez dos sistemas agrícolas, bem como contribuindo para fixação das populações, em particular nas zonas mais debilitadas pela dinâmica de despovoamento, com repercussões na criação de emprego.

4. Salienta-se que as áreas de "aproveitamento hidroagrícola" (AH), integram tanto a área beneficiada como o conjunto das infraestruturas hidroagrícolas coletivas e respetivos equipamentos, incluindo as áreas que foram adquiridas e expropriadas para a sua implantação, bem como outros bens imóveis identificados no respetivo regulamento ou contrato de concessão.

5. A DGADR tutela as obras de aproveitamento hidroagrícola (AH), dos grupos I, II e III, ao abrigo do respetivo regime jurídico (RJOAH), consubstanciado no Decreto-Lei n.º 269/82, de 10 de julho, com a redação atual do Decreto-Lei n.º 86/2002, de 6 de abril e legislação complementar (https://www.dgadr.gov.pt/), sendo que as obras dos grupos I e II, incluindo as obras subsidiárias, integram o domínio público. As obras do grupo III e IV também integram esse domínio, quando tenha sido declarada a sua utilidade pública (art.º 31.º e seguintes do RJOAH). As obras do Grupo IV são tuteladas pelas Direções Regionais de Agricultura e Pescas (DRAP).

6. Acresce referir que as áreas beneficiadas por AH, não inseridas em solo urbano identificado nos planos territoriais de âmbito intermunicipal ou municipal, são classificadas como RAN.

7. Pelo disposto no RJOAH (art.º 20.º), as áreas beneficiadas constituem-se como condicionantes ao uso do solo, desde que tenham projeto de execução aprovado, aplicando-se-lhes o disposto no capítulo IX do RJOAH, quanto à preservação da sua integridade.

8. É também objeto de proteção a rede de infraestruturas do AH, para as quais é estabelecida uma faixa de proteção, de 5 metros, para cada lado das mesmas, tendo em vista a preservação da sua integridade e acesso à entidade gestora/concessionária, nomeadamente para execução de trabalhos de manutenção e conservação das redes (art.º 35.º, Decreto Regulamentar n.º 84/82, de 04/11 e regulamentos definitivos dos AH).

9. Informação de enquadramento dos AH em exploração ou AH potenciais, incluindo informação digital editável das áreas beneficiadas e das redes de infraestruturas, relevante para serem avaliadas implicações

Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural
Av.Afonso Costa 3
1949-002 Lisboa, PORTUGAL
Tel +351 218 442 200
NIF 600082440
geral@dgadr.pt
https://www.dgadr.gov.pt

dos vossos projetos de subestações e redes aéreas ou subterrâneas, encontra-se disponível em https://www.dgadr.gov.pt/regadio e https://sir.dgadr.gov.pt/.

10. No que respeita à sujeição a AAE da atualização do PDIRD-E 2020, entende-se que, uma vez que não é alterada a estratégia do Plano, não se justificará a sua sujeição a AAE, mas que a mesma deverá ser efetuada sobre a edição seguinte do PDIRD-E, como referido na *Nota Técnica e Justificativa*.

11. No que respeita ao ponto de situação apresentado na *Nota Técnica e Justificativa,* acresce referir que, na avaliação ambiental prévia (AAP) do PDIRD-E, deverá ser incorporada a condicionante ao uso do solo imposta pelos AH, devendo este critério de avaliação integrar o Plano e ser incluído na avaliação prévia dos projetos específicos (subestações e linhas elétricas aéreas e subterrâneas), no que respeita à sua localização. No caso dos projetos específicos, a DGADR emite parecer prévio, vinculativo aos mesmos.

12. No que respeita ao ponto 3.1 da *Nota Técnica Justificativa*, na definição da metodologia, no *Quadro 2 (Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos*) deverá acrescentar-se o critério de localização em aproveitamento hidroagrícola e ou de implicações com as suas infraestruturas e faixas de proteção respetivas. Devendo, em consonância ser alteradas as fichas dos projetos do *PDIRD-E 2020*, elaboradas na fase de AAP. Esta proposta vem ao encontro do referido no *ponto 3.4 da Nota Técnica*, relativo às propostas de melhoria da AAP.

13. Os *pontos 3.2 (Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento)* e *3.3 (Projetos do PDIRD-2020 Atualização)* deverão ser completados, incorporando a síntese da avaliação das implicações dos projetos com a condicionante AH, tendo em vista o cumprimento do regime jurídico específico.

Com os melhores cumprimentos,

O Diretor-Geral,

Rogério Lima Ferreira

AC

Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural
Av.Afonso Costa 3
1949-002 Lisboa, PORTUGAL
Tel +351 218 442 200
NIF 600082440
geral@dgadr.pt
https://www.dgadr.gov.pt

REPÚBLICA PORTUGUESA

CULTURA

PATRIMÓNIO CULTURAL
Direção-Geral do Património Cultural

SAIDA 13 10'22 00008796

Exmos. Senhores
E-Redes - Distribuição de Electricidade - Direção Serviço aos Ativos MT e BT - Sul Área de Ativos Tejo

PDIRD-E2020Atualizacao_NotaTecnicaAAE@e-redes.pt

Sua referência	Sua comunicação	**Ofício n.º**	S-2022/594860 (C.S:1622342)
		Data	13/10/2022
		Procº n.º	2022/1(498) (C.S:241795)
		Cód.Manual	

Assunto: Nota Técnica - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) - Consulta às entidades com responsabilidades ambientais

Requerente: E-Redes - Distribuição de Electricidade - Direção Serviço aos Ativos MT e BT - Sul Área de Ativos Tejo

Comunico a V. Ex.ª que por meu despacho de 10/10/2022, foi emitido parecer sobre o processo acima referido, de acordo com o despacho exarado na informação em anexo.

A presente apreciação fundamenta-se nas disposições conjugadas da Lei n.º107/2001, de 8 de setembro, do Decreto-Lei nº 164/97, de 27 de junho, do Decreto-Lei n.º 164/2014 de 4 de novembro, do Decreto-Lei nº 114/2012 de 25 de maio, e no Decreto-Lei nº 115/2012 de 25 de maio.

Com os melhores cumprimentos.

Maria Catarina Coelho
Subdiretora-Geral

MCC/PC

Assunto : Nota Técnica - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) - Consulta às entidades com responsabilidades ambientais

Requerente : E-Redes - Distribuição de Electricidade - Direção Serviço aos Ativos MT e BT - Sul Área de Ativos Tejo

Local : _ _

Servidão Administrativa :

Inf. n.º: S-2022/593904 (C.S:1619762) **Cód. Manual**

N.º Proc.: SALVAGUARDA/2017/00-00/80/NTTA/3887 (C.S:241795) **Data Ent. Proc.:** 17/08/2022

Subdiretora Geral Maria Catarina Coelho a 10/10/2022

Concordo. Oficiar em conformidade.

Chefe de Divisão da DPAA, António Matias a 10/10/2022

Concordo, propondo oficiar em conformidade com o parecer técnico. À consideração superior.

INFORMAÇÃO n.º 1619762/DPAA/UCAIA/2022 **data:** 29/09/2022 **cs:** 241795

processo nº: 2022/1(498)

assunto: AAE – Nota de Não Sujeição a AAE do PDIRD-2020 – Atualização.

Apreciação do documento.

ENQUADRAMENTO LEGAL

A presente apreciação fundamenta-se nas disposições da legislação em vigor, nomeadamente:

- Lei n.º 107/2001 de 8 de setembro, que estabelece as bases da política e do regime de proteção e valorização do património cultural.
- Decreto-Lei n.º 164/97 de 27 de junho, que harmoniza a legislação que rege a atividade arqueológica em meio subaquático com a aplicável à atividade arqueológica em meio terrestre.
- Decreto-Lei n.º 164/2014, de 4 de novembro, que publica o Regulamento de Trabalhos Arqueológicos.

- Decreto-Lei n.º 115/2012, de 25 de maio, que cria a Direção-Geral do Património Cultural, alterado pelo Decreto-Lei n.º 78/2019, de 5 de junho e pelo Decreto-Lei n.º 38/2022, de 30 de maio.
- Portaria n.º 223/2012 de 24 de julho, alterada pela Portaria n.º 263/2019 de 26 de agosto e pela Portaria n.º 201/2022, de 3 de agosto, que estabelece a Estrutura Nuclear da Direção-Geral do Património Cultural.
- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, relativo ao regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna as Diretivas n.os 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e 2003/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio.
- Portaria n.º 395/2015 de 4 de novembro, que estabelece os requisitos técnicos formais a que devem obedecer os procedimentos respeitantes à apreciação prévia e decisão de sujeição a AIA, à dispensa do procedimento de AIA, a proposta de definição de âmbito (PDA), o modelo de declaração de impacte ambiental (DIA) e a pós-avaliação.
- Decreto-Lei n.º 151-B/2013 de 31 de outubro, que estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA), com as alterações sucessivas introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 47/2014 de 24 de março, pelo Decreto-Lei n.º 179/2015 de 27 de agosto e pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, que o republica.

PARECER

1. Enquadramento

Através de mensagem de correio eletrónico datada de 16 de agosto do corrente ano, a E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A., remeteu à DGPC, enquanto entidade com responsabilidades ambientais específicas, a «Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia - PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025».
Esclarece a mesma mensagem que a «recente legislação - Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro - introduziu alterações substantivas ao processo de elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E), prevendo a sua revisão de 5 em 5 anos e atualização nos anos pares». Acrescenta que no presente ano de 2022, «foi apresentada uma atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), para os anos 2023, 2024 e 2025, (designada por PDIRD-E 2020 Atualização, sem alterações à estratégia e programas de investimento definidos no PDIRD-E 2020». Refere que propõe a não sujeição do PDIRD-E 2020 Atualização a nova Avaliação Ambiental (AA), «uma vez que a grande maioria dos investimentos previstos para este triénio fez parte integrante do PDIRD-E 2018 e PDIRD-E 2020, sujeitos, respetivamente, aos exercícios de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) e de Nota de Não sujeição de AAE».
Submete assim, «a consulta das entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAE) a Nota Técnica justificativa da não realização da AAE e do Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP), constante no documento do PDIRD-E 2020 Atualização (Anexo I) e junto ao presente email».

2. Apreciação do documento

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) «é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares».

Com base na mencionada recente legislação, que introduziu alterações substantivas ao processo de elaboração do PDIRD-E, o presente documento enquadra-se no âmbito das questões de Avaliação Ambiental referentes à atualização do PDIRD-E 2020 (2021-2025), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025».

Assim, até «2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), consolidada nos cinco vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, aos quais se juntam Outros investimentos complementares que, não contribuindo para os objetivos dos vetores, podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual».

Note-se que em termos de quadro de referência estratégica, é de salientar a Lei n.º 107/2001 de 8 de setembro, de «bases da política e do regime de proteção e valorização do património cultural», apesar de não constituir por si só um Plano ou Programa, mas antes o único instrumento legal nacional de política setorial. É de referir que neste diploma se encontram refletidas, entre outras, a «Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural», adotada na Conferência Geral da Organização das Nações Unidas para a Educação, Ciência e Cultura, em 1972, a que Portugal aderiu em 1979, conforme Decreto n.º 49/79, de 6 de Junho, a «Convenção para a Salvaguarda do Património Arquitetónico na Europa», de 1985, aprovada por resolução da Assembleia da República em 16 de outubro de 1990 e a «Convenção Europeia Para a Proteção do Património Arqueológico (Revista) - Convenção de Malta» de 1992, ratificada por Decreto do Presidente da República n.º 74/97, de 16 de Dezembro. Convém ainda referir a posterior «Convenção para a Proteção do Património Cultural Subaquático», aprovada na XXXI Sessão da Conferência Geral da UNESCO, em Paris a 2 de novembro de 2001, ratificada pelo Decreto do Presidente da República n.º 65/2006, de 18 de julho de 2006.

A metodologia adotada pela E-REDES para a Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos, conforme o documento refere, «baseia-se no pressuposto de que os projetos suscetíveis de poderem ter impactes ambientais negativos significativos se limitam aos incluídos nas seguintes tipologias de infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição»:

- Subestações;
- Linhas elétricas aéreas, de alta tensão (AT), a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, a 15 kV e a 10 kV;
- Linhas subterrâneas (cabos), nos mesmos níveis de tensão.

O procedimento complementar de AAP inicia-se, na fase de planeamento, com o preenchimento de uma ficha para todos os projetos. O conteúdo desta ficha de AAP divide-se em três fases:

- Fase A: Verificação de critérios relacionados com as características dos projetos;
- Fase B: Verificação de critérios relacionados com a localização dos projetos;
- Fase C: Conclusões, incidindo sobre a necessidade de consulta às entidades competentes.

No respetivo «Quadro 2 – Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos», refere-se que em termos de localização (B4), se o «projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação».

Falta aqui a menção aos bens arqueológicos, que se encontram protegidos, nomeadamente pelo disposto no artigo 75.º, da mencionada Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro.

7. Conclusões

Da leitura da mencionada Nota Técnica, não há nada a opor à «Não Sujeição a AAE do PDIRD-2020 – Atualização AAE», ressalvando-se aqui a questão dos critérios relativamente à localização dos projetos, que deverão ter em consideração as condicionantes arqueológicas. Note-se que a implementação das ações das ações previstas no Programa, poderão acarretar em si impactes diretos e negativos sobre este recurso finito, não renovável, a salvaguardar e a valorizar.

Vários dos presentes projetos não serão eventualmente objeto avaliação de impacte ambiental, por se não encontrarem abrangidos pelo Regime Jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental (RJAIA) em vigor.

Importa ainda salientar que, nos termos legais, todas os projetos localizadas em servidão administrativa da tutela do Património Cultural, carecem do adequado parecer prévio e vinculativo relativo ao seu licenciamento por parte da entidade competente para o efeito, conforme a Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro, e o Decreto-Lei n.º 114/2012 e o Decreto-Lei n.º 115/2012, ambos de 25 de maio, sejam estas a Direção Regional de Cultura territorialmente competente ou a Direção-Geral do Património Cultural (DGPC).

8. Proposta

Caso seja esse o entendimento superior, deverá ser transmitido o presente parecer à E-Redes, para o seguinte endereço de correio eletrónico: PDIRD-E2020Atualizacao_NotaTecnicaAAE@e-redes.pt

À consideração superior,

João António Marques
Técnico superior, arqueólogo

Nº - PARECER/173/2022/DRAPAL

DE: Divisão de Ambiente e Infraestruturas **Data:** 2022-09-29

Processo Nº: AMB/18/2022/DRAPAL

Assunto: Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2023-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização) – consulta às entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAE)

Recebeu-se neste serviço comunicação eletrónica da E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. (E-REDES), com a nossa referência EMAIL/10818/2022/DRAPAL de 17/08/2022, sobre o assunto em epígrafe, solicitando os nossos comentários e/ou sugestões à Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia ao PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025.

Após análise do documento remetido, considera a Direção Regional de Agricultura e Pescas do Alentejo, nada ter a opor à proposta de não sujeição do PDIRD-E 2020 Atualização a nova Avaliação Ambiental, salvaguardando no entanto que, estando previstos no PDIRD-E Atualização projetos que incidem em áreas da Reserva Agrícola Nacional (RAN), quando a utilização desta esteja associada a um projeto sujeito a procedimento de avaliação de impacte ambiental em fase de projeto de execução, o parecer prévio vinculativo previsto no n.º 1 do artigo 23.º do Regime Jurídico da RAN, compreende a pronúncia da Entidade Regional da RAN nesse procedimento.

INFORMAÇÃO

Unidade Orgânica: **Divisão de Licenciamento e Ordenamento do Território**

Assunto: **EIA - PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025**
Req: E-Redes - Distribuição de Eletricidade, S.A.

Data: **2022-12-19**

Nº: **INF/704/2022/DRAPALG** Proc.: **AMB/12/2022/DRAPALG**

PARECER	**DESPACHO**

No âmbito da atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2021-2025 (PDIRD-E 2020 Atualização), a E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. remeteu à DRAP Algarve pedido de parecer sobre a Nota Técnica justificativa da não realização da AAE e o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia (AAP), constante no Anexo I do PDIRD-E 2020 Atualização, sobre o que cumpre informar:

I. ENQUADRAMENTO E LEGISLAÇÃO APLICÁVEL

O PDIRD-E é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT e MT), consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14/01, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares.

Para o período 2021-2025, foi elaborado o PDIRD-E 2020, cuja versão final foi aprovada por despacho do Senhor Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, em junho de 2022. Nos termos do diploma supramencionado é agora apresentada a revisão do PDIRD-E 2020, designada por PDIRD-E 2020 Atualização, na qual é proposta a atualização dos investimentos a realizar nos anos de 2023, 2024 e 2025.

Este tipo de plano encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), uma vez que se enquadra na alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15/06, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04/05 que define o regime da Avaliação Ambiental de Planos e Programas.

A Avaliação Ambiental de Planos e Programas, tal como consagrada no respetivo regime, é um requisito obrigatório na elaboração de planos, sendo definida como "a identificação, descrição e avaliação dos eventuais efeitos significativos no ambiente resultantes de um plano ou programa".

No contexto da Avaliação Ambiental, compete à DRAP Algarve emitir parecer, nos termos do n.º 1 do artigo 7º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15/06, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04/05, em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, relativamente aos efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano sobre o solo.

II. ANÁLISE

A apreciação efetuada por esta Direção Regional tem por base o documento designado por *Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia*, disponibilizado na página de internet www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/ e enviado através do email de 19/09/2022.

Analisado o documento, constata-se que este contempla dois pontos de análise, a Nota Técnica e o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia, indo de encontro à estrutura da AAE definida para os ciclos anteriores.

No procedimento de AAE para o PDIRD-E 2018 foram definidas duas componentes e âmbitos de avaliação ambiental complementares, a Estratégica referente à estratégia de investimento definida no plano, que se pode manter ao longo de vários ciclos de planeamento, e a Operacional cujo objeto de avaliação é o portfolio de projetos e obras de investimento.

Na componente Estratégica (AAE), o PDIRD-E 2020 Atualização manteve a estratégia definida nos dois últimos planos, não havendo alteração dos vetores estratégicos e respetivos programas, pelo que a entidade responsável pelo plano propõe a não sujeição a uma nova AAE para este ciclo.

Na componente Operacional, designada por Avaliação Ambiental Prévia (AAP) são avaliadas as alterações propostas à carteira de projetos de investimento, sendo apresentado o respetivo Relatório de Avaliação Ambiental Prévia sobre os projetos que transitam dos PDIRD-E 2018 e PDIRD-E 2020, e sobre os novos projetos introduzidos no PDIRD-E 2020 Atualização.

Esta proposta tem enquadramento no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15/06, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04/05.

O pedido, à DRAP Algarve, para a emissão de parecer sobre a matéria referida no ponto anterior é efetuado de acordo com o disposto no n.º 2 do artigo 4.º do mesmo diploma.

Sobre os dois pontos em análise verifica-se o seguinte:

1. Justificação da não necessidade de AAE na atualização do PDIRD-E 2020

A E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. propõe que a presente edição de atualização do Plano não seja sujeita a nova Avaliação Ambiental, atendendo:

- *À manutenção dos vetores e programas estratégicos do plano, que enquadram as correspondentes opções estratégicas;*

Direção Regional de Agricultura e Pescas do Algarve
Apartado 282, Patacão, 8001-904 Faro / 351 289 870 700
Email: gabdiretor@drapalgarve.gov.pt / www.drapalgarve.gov.pt

- *À existência de edições anteriores do PDIRD-E já sujeitas aos correspondentes exercícios de avaliação ambiental, nomeadamente a AAE realizada no PDIRD-E 2018 e a Nota de Não Sujeição de AAE no PDIRD-E 2020;*
- *Ao facto de, no triénio em análise do PDIRD-E 2020 Atualização, a grande maioria dos investimentos previstos já ter feito parte integrante desses planos, com a correspondente Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), conforme legalmente se requer.*

De acordo com o referido no documento em análise, não são apresentadas alterações de estratégia relativamente aos ciclos anteriores e dá-se continuidade aos objetivos estratégicos do plano, aos vetores estratégicos e fatores-chave que os suportam e às opções estratégicas.

As alterações ao plano têm como objetivo adequar o PDIRD-E 2020 ao previsto na legislação e assegurar a continuidade da sua execução em conformidade com as necessidades atuais, mas mantendo a perspetiva de continuidade estratégica do plano e o mesmo horizonte de planeamento.
Apesar das alterações introduzidas, nesta atualização são mantidos os valores de investimento anuais do PDIRD-E 2020 através dos ajustes necessários aos programas e projetos de investimento, mantendo-se assim o valor total de investimento a custos totais, bem como a estratégia definida nos ciclos anteriores.

A E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. defende, ainda, que sujeitar esta atualização do plano à AAE será extemporâneo, atendendo que se trata do fim de um ciclo com uma estratégia de atuação que atravessa vários ciclos de planeamento. E projeta a nova Avaliação Ambiental para próxima edição do PDIRD-E, no âmbito da qual se irá proceder à revisão da estratégia que norteia o desenvolvimento do plano.

2. Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD-E 2020 Atualização

A avaliação ambiental prévia (AAP) dos projetos com implantação territorial que integram o PDIRD-E permite identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do seu desenvolvimento, e efetuar, em tempo útil, os pedidos de parecer ou comunicações prévias às entidades competentes, sempre que tal seja necessário.

Direção Regional de Agricultura e Pescas do Algarve
Apartado 282, Patacão, 8001-904 Faro / 351 289 870 700
Email: gabdiretor@drapalgarve.gov.pt / www.drapalgarve.gov.pt

A metodologia aplicada na AAP permite aferir quais os projetos que, em função das suas características e localização (incidência sobre áreas de proteção, de servidões e restrições de utilidade pública), carecem de procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais.

No PDIRD-E 2020 Atualização, a AAP foi aplicada a 117 projetos, tendo-se concluído que 38 dos quais carecem de procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais pela sua localização.
Desses 38 projetos, 12 incidem sobre solos afetos à Reserva Agrícola Nacional, não se detetando nenhum na região do Algarve.

III – CONCLUSÃO

Face ao exposto, e no âmbito das competências desta Direção Regional, nos termos no n.º 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15/06, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 04/05, relativamente ao documento disponibilizado "*Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia*", propõe-se a emissão de parecer favorável.

À consideração superior

A técnica

Esmeralda Palma

Direção Regional de Agricultura e Pescas do Algarve
Apartado 282, Patacão, 8001-904 Faro / 351 289 870 700
Email: gabdiretor@drapalgarve.gov.pt / www.drapalgarve.gov.pt

À

E-REDES

R. Camilo Castelo Branco 43

1050-044 Lisboa

Sua referência	Número de Processo	Nossa referência
	AMB/9/2022/DRAPLVT	OF/4156/2022/DRAPLVT

ASSUNTO: Pedido de contributos à Não Sujeição à Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2020 Atualização (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição – Elétrica)

Relativamente ao assunto identificado em epigrafe e de acordo com o solicitado através de carta eletrónica datada de 14.11.2022, informa-se que, não obstante a DRAPLVT não ter sido consultada no âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), esta Direção Regional **nada tem a opor** à Não Sujeição à AAE, do PDIRDE-E 2020 Atualização.

Como contributos, e de forma a garantir a proteção das áreas agrícolas, apresentamos as seguintes recomendações:

- Nas situações em que as intervenções, nomeadamente caminhos e a instalação de estruturas de suporte às linhas aéreas, se localizem e/ou intersetem solos da Reserva Agrícola Nacional (RAN), e para efeitos da utilização não agrícola dos solos da RAN, é necessário, no âmbito do disposto nos artigos 22º e 23º do Decreto-Lei nº 73/2009, de 31 de março, alterado pelo Decreto-Lei nº 199/2015, de 16 de setembro, e regulamentado pela Portaria nº 162/2011, de 18 de abril, o proponente obter parecer favorável da Entidade Regional da Reserva Agrícola de Lisboa e Vale do Tejo (ERRALVT);

- Ao Cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei nº 120/86, 28 de maio quanto ao condicionamento do arranque de oliveiras;

- A verificação da existência de projetos agrícolas no âmbito dos programas de desenvolvimento rural (PRODER e PDR2020), uma vez que, qualquer intervenção que venha intercetar estes projetos, é necessário ter em consideração as condicionantes que os mesmos impõem;

- A Implantação dos apoios das linhas aéreas deverá preferencialmente ser junto às extremas das propriedades, de forma a não afetar as atividades agrícolas;

- A altura dessas linhas aéreas deverá salvaguardar a passagem e funcionamento da maquinaria agrícola;

- O cronograma dos trabalhos de execução da obra deverá ser previamente acordado com os proprietários e agricultores, no que se refere especificamente aos prazos e alturas mais propícias para a sua execução, de forma a não por em causa as atividades agrícolas desenvolvidas nas zonas de intervenção dos projetos.

DAAT

- A Definição de medidas compensatórias aos agricultores titulares das explorações agrícolas afetadas pela inutilização, mesmo que temporária, desses solos.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Ana Arsénio

Diretora de Serviços

AT/

ICNF
Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas

Serviços Centrais
Avenida da República, 16
1050-191 LISBOA

30084590

www.icnf.pt | rubus.icnf.pt
gdp.sede@icnf.pt
213507900

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.
pdird-e2020atualizacao_notatecnicaaae@e-redes.pt

vossa referência *your reference*	nossa referência *our reference*	nosso processo *our process*	Data *Date*
	S-041890/2022	P-032517/2022	2022-10-25

Assunto *subject*: Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E2020) para o período 2023-2025.

Exmo. Senhor Presidente Conselho de Administração,

Dr. José Ferrari Careto,

Na sequência do V. *e-mail* enviado em 16 de agosto, vem este Instituto informar V. Exa. que após consulta sobre a Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E2020) para o período 2023-2025, que apresentada a justificação para o pedido de isenção na Nota Técnica Justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia, nada tem a opor ao pedido de isenção.

Com os melhores cumprimentos,

O Presidente do Conselho Diretivo

_____

Nuno Banza

Documento processado por computador, nº S-041890/2022

NIPC 510 342 647 | Em futuras comunicações referencie o nosso número de documento e/ou de processo

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA

S/ referência	Data	N/ referência	Data
		S007949-202302-DAIA.DAP	09/02/2023

Assunto: PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025 - Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/MT), previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revisto de 5 em 5 anos e atualizado nos anos pares. Com a nova legislação publicada em 2022, foram introduzidas alterações significativas ao processo de elaboração do PDIRD-E, tendo a E-redes decidido fazer uma atualização ao PDIRD-E 2020 (2021-2025), (doravante designado "PDIRD-E 2020 Atualização"), cujos conteúdos de alteração são atualizados para os anos 2023, 2024 e 2025. Para a elaboração desta proposta de atualização foi tido como base o PDIRD-E 2020.

Planos desta natureza encontram-se abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na sua redação atual que define o regime jurídico de avaliação ambiental de planos e programas, usualmente designada por Avaliação Ambiental Estratégica (AAE). Até ao momento, apenas o PDIRD-E 2018 foi sujeito a um procedimento de AAE. Posteriormente, foi já elaborado o PDIRD-E 2020 sobre o qual se concluiu, após consulta às entidades com responsabilidade ambientais específicas (ERAE), pela não necessidade de sujeição a avaliação. Efetivamente, a APA, na qualidade de ERAE, pronunciou-se sobre o PDIRD-E 2020 considerando justificada a não realização de novo exercício de AAE. Contudo recomendou que no próximo ciclo de planeamento fosse promovido um novo exercício de AAE, tendo em conta as alterações de política energética e climática verificadas nos últimos anos.

No entanto, a E-redes apresentou à APA, em agosto de 2022, um documento (Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia - PDIRD-E 2020 Atualização 2023-2025), solicitando parecer sobre o enquadramento da referida atualização do Plano no regime jurídico relativo à AAE. Este documento justifica que até 2025 mantém-se em curso a estratégia delineada para a rede AT/MT nos PDIRD-E 2018 (2019 – 2023) e PDIRD-E 2020 (2021 – 2025), bem como os principais investimentos.

Além deste documento, a E-Redes disponibilizou ainda, na sequência da reunião realizada em setembro último com as ERAE, a Declaração Ambiental (DA) emitida no contexto do procedimento de AAE do PDIRD-E 2018, bem como o Relatório de Avaliação e Controlo (RAC) relativo a 2019, 2020 e 2021.

REPÚBLICA PORTUGUESA
AMBIENTE E AÇÃO CLIMÁTICA

Rua da Murgueira, 9 – Zambujal – Alfragide
2610-124 Amadora
Tel: (+351) 21 472 82 00 | Fax: (+351) 21 471 90 74
email: geral@apambiente.pt
apambiente.pt

Analisada a documentação anteriormente referida, considera-se que a mesma fundamenta a não necessidade de realização de um novo exercício de AAE para o PDIRD-E 2020 Atualização.

No entanto, recomenda-se que no próximo ciclo de planeamento seja promovido um novo exercício de AAE, tendo em conta as alterações de política energética e climática verificadas nos últimos anos e considerando, tal como referido pela própria E-redes, que o PDIRD 2024, para o período 2026-2030 será determinante, conduzindo a alterações estratégicas significativas. A AAE a desenvolver deve constituir por isso um procedimento efetivo e robusto, incluindo a definição de um conjunto de fatores críticos estabilizado, a atualização do Quadro de Referência Estratégico (QRE) e um conjunto de indicadores de monitorização e seguimento que permita avaliar a legitimidade do exercício efetuado.

Com os melhores cumprimentos,

O Presidente do Conselho Diretivo da APA,

Nuno Lacasta

PL

ANEXO J – ALTERAÇÕES MAIS SIGNIFICATIVAS AO NÍVEL DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PROPOSTOS

Página em branco

Programa Investimento	Subprograma	Nº Ficha	Variação	Valor PDIRD-E 2020 (2023-2025)	Valor PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025)	Justificação das alterações nos montantes de investimento propostos
Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações	Segurança Integrada Ciber-física na RND	Ficha n.º 18	+ 3,5 M€	1,2 M€	4,7 M€	Reconhecendo que as subestações da RND são um potencial alvo de ameaças à segurança ciber-física, torna-se necessário estender este subprograma a um número mais alargado de instalações. Esta preocupação está alinhada com o previsto no Decreto-lei 20/2022, de 28 de janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias. As instalações serão selecionadas de acordo com as sua criticidade para o funcionamento da RND, em alinhamento com o Decreto-Lei 20/2022.
Investimento Inovador	Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 148	+ 2,5 M€	19,4 M€	21,9 M€	Para esta necessidade de reforço contribuiu o abandono da solução Gateway PLC Prime em detrimento da solução DTC, devido ao aumento do risco operacional, decorrente da necessidade de desenvolvimento do produto à medida dos requisitos e arquitetura utilizada nos PTD, e à perda de funcionalidades exigidas para a operação da rede. Foi também identificada a necessidade de capturar medidas e alarmística em PTD não previstos no PDIRD-E 2020. Este alargamento do projeto está alinhado com a necessidade crescente de supervisão e controlo das redes, essenciais para a transição energética.
Renovação e Reabilitação de Ativos	Renovação de Ativos Alvo de Incêndios	Ficha n.º 25	+ 7,0 M€	-	7,0 M€	Subprograma criado para recuperar as redes afetadas pelos incêndios de 2017, cuja condição técnica se tem degradado, impactando o número de avarias que se tem vindo a registar em alguns troços. O objetivo principal deste subprograma é, assim, repor a boa condição técnica que estas redes tinham antes da ocorrência dos incêndios e de reduzir falhas eminentes.
Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível			+ 5,0 M€	27,0 M€	32,0 M€	Com a aplicação do novo Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, que estabelece o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais no território continental e define as suas regras de funcionamento, nomeadamente a Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, os planos operacionais aprovados em sede de comissões Sub- Regionais passam a incluir, para além das tipologias já consideradas na legislação anterior, tais como, Agroflorestais, Florestas e Matos, também as tipologias de Pastagens e Agrícola, o considerado Espaço Rural. Esta alteração implicou que no âmbito da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível se passasse a considerar uma área de potencial intervenção superior à que estava prevista nos anos anteriores à inclusão do novo decreto-lei.
Investimento Não Específico			+ 7,1 M€	52,7 M€	59,8 M€	Necessidade de reforço de investimento deve-se essencialmente ao programa de investimento de sistemas informáticos, onde foi incluído o novo subprograma “Data Hub – Serviços a Ativo” (Ficha n.º 18 (INE)), relativo a atividades de levantamento e atualização de cadastro, e onde houve a necessidade de reforço significativo de verba associada à evolução da arquitetura de sistemas críticos (Ficha n.º10 (INE)) e ao ajuste na capacidade das equipas de produto.
Investimento Obrigatório			+ 12,4 M€	57,2 M€	69,6 M€	Foram atualizados os modelos referentes ao Investimento Obrigatório e às Comparticipações Financeiras AT/MT, considerando o mais recente histórico e os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores. Os valores indicados para as Comparticipações Financeiras AT/MT podem vir a sofrer alterações devido ao novo mecanismo criado e ainda em desenvolvimento, de atribuição de capacidade com flexibilidade. O Investimento Obrigatório foi ainda reforçado para dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares. Estas situações têm sido identificadas no decurso das inspeções a linhas de média e alta tensão.
Desenvolvimento de Rede			- 2,2 M€	14,6 M€	12,4 M€	Procedeu-se ao diferimento do término de alguns projetos para o estabelecimento de novas subestações AT/MT atendendo-se à dificuldade na aquisição de terrenos (e.g. subestação AT/MT Pena) e às previsões de crescimento de consumo modestas (TMCA-1,3%) o que permitiu a redução de verba disponível para novas necessidades. Garante-se que se mantêm no período do PDIRD-E 2020 (i.e. até 2025) todos os projetos que resolvem potenciais restrições relativas a potência não garantida em regime normal.

Programa Investimento	Subprograma	Nº Ficha	Variação	Valor PDIRD-E 2020 (2023-2025)	Valor PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025)	Justificação das alterações nos montantes de investimento propostos
Melhoria de Qualidade de Serviço			- 4,0 M€	32,4 M€	28,4 M€	Este ajuste no programa não tem impacto significativo no vetor Qualidade de Serviço, verificando-se uma ligeira variação da verba neste vetor no período 2023-2025, de 136 M€ para 133 M€ (-2%), o que permite manter a estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço. A redução de verba no programa de Melhoria de Qualidade de Serviço é compensada pelo aumento do investimento em outros programas que têm impacto no vetor Qualidade Serviço, tais como o programa de Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, com projetos que irão aumentar a segurança da rede face à nova ameaça ciber-física, e o programa de Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível que irá diminuir a ocorrência de interrupções provocadas por objetos externos existentes na proximidade da rede.
Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 7	- 5,3 M€	19,6 M€	14,3 M€	Redução obtida devido ao ajuste do período de realização dos projetos, e que reflete as dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos. Garante-se o início de todos os projetos de integração paisagística AT dentro do período do PDIRD-E 2020. O contexto económico atual, com o aumento da dificuldade em adquirir materiais e equipamentos, assim como, a diminuição da mão de obra qualificada disponível para a execução dos trabalhos, têm provocado alguns constrangimentos à execução dos projetos presentes neste programa de investimento. A demora na obtenção de autorizações/licenças para intervenções subterrâneas na via pública junto das entidades competentes também é um impedimento bastante grande à maior celeridade na execução dos projetos, assim como, a existência de grandes quantidades de infraestruturas subterrêneas nos grandes centros urbanos que dificultam bastante o correto acondicionamento das redes no subsolo.
Investimento Inovador			- 1,8 M€	3,0 M€	1,2 M€	A verba para pequenos projetos inovadores foi reduzida nos anos de 2023 e 2024, mais pressionados com a instalação acrescida de DTCs.
Renovação e Reabilitação de Ativos	Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT	Ficha n.º 21	- 5,3 M€	11,7 M€	6,4 M€	Com a atualização dos resultados referentes ao tempo de vida útil remanescente (RUL - Remaining Useful Life), que decorrem do acréscimo de mais um ano de informação sobre a condição destes ativos, das ações de regeneração/substituição do óleo realizadas, das ações de reabilitação em fábrica e, naturalmente, do efeito indireto das ações de conservação (manutenção preventiva sistemática e programas específicos tais como pintura anticorrosiva ou substituição de acessórios), é expectável que alguns destes ativos apresentem uma extensão da sua vida útil e, por conseguinte, foi possível o adiamento de algum investimento para renovação.
Renovação e Reabilitação de Ativos	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 19	- 2,3 M€	8,3 M€	6,0 M€	Manteve-se no período 2023 – 2025 uma verba que permite resolver todas as situações de rede AT e disjuntores AT e MT identificadas no período do PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025). A E-REDES tem em análise soluções de otimização de parametrização de sistemas de proteção para linhas de AT, com o objetivo de reduzir o tempo de eliminação dos defeitos em backup, o que pode evitar o reforço de secção de algumas linhas de AT na sua totalidade ou reduzir a extensão de rede a reforçar. Assim, estima-se que as necessidades de investimento futuras venham a ser menores pelo que a verba deste subprograma foi revista em baixa.
Renovação e Reabilitação de Ativos	Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias	Ficha n.º 22	- 1,7 M€	3,3 M€	1,6 M€	Assumiu-se um maior nível de risco associado à falha destes ativos, diferindo parte deste investimento para além de 2025. A E-REDES pretende desenvolver um modelo avançado de avaliação da condição de cabos subterrâneos de MT, por forma a permitir uma melhor previsão da probabilidade de falha no médio prazo e fundamentação na decisão de substituição.
Renovação e Reabilitação de Ativos			- 4,0 M€	43,6 M€	39,6 M€	Assumiu-se um maior nível de risco associado à falha das instalações, medido pelo índice de criticidade, o que permitiu a recalendarização dos projetos no período do Plano, com o diferimento de alguns para além deste período.

ANEXO K – MELHORIAS E ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NA PRESENTE PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO FACE ÀS RECOMENDAÇÕES E COMENTÁRIOS EMITIDOS PELA ERSE E DGEG EM SEDE DE CONSULTA PÚBLICA

Página em branco

Na elaboração da proposta final do PDIRD-E 2020 Atualização, a E-REDES introduziu um conjunto de melhorias e alterações que pretendem dar resposta às recomendações e comentários que constam dos Pareceres da ERSE e da DGEG, emitidos após a consulta pública à proposta inicial deste documento.

As alterações mais significativas consideradas nesta proposta final, comparativamente com a proposta inicial, são:

- Atualização dos cenários de evolução de consumo e da ponta de carga, tendo por base, os valores já conhecidos registados no ano passado;
- Apresentada uma maior informação sobre a estratégia de gestão da substituição dos TP AT/MT;
- Melhor fundamentação dos desvios nos montantes de investimento propostos para os vários programas e subprogramas;
- Maior detalhe ao nível dos projetos de investimento para os anos de 2021 e 2022 no Anexo E.2, permitindo análise para o período 2021-2025.

As recomendações que têm como objetivo a incorporação no próximo PDIRD-E, serão analisadas e respondidas na revisão a elaborar pelo ORD em 2024 para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024), juntamente com as recomendações dos Pareceres recebidos à Proposta Inicial do PDIRD-E 2020 que têm como objetivo a incorporação no próximo PDIRD-E. Destas recomendações destacam-se:

- Rever o modelo de previsão do consumo;
- Considerar o reforço da ambição proposto pela Comissão Europeia que terá reflexos na revisão dos documentos estratégicos em matéria de energia e clima, como é exemplo o processo de revisão do PNEC 2030, que se encontra em curso;
- Incluir a estimativa das datas de entrada em exploração dos investimentos;
- Apresentar os resultados das análises custo-benefício que fundamentam o mérito das propostas de projeto de investimento, por comparação com as soluções alternativas de flexibilidade estudadas, e em que medida estas podem permitir adiar o investimento;
- Considerar não só a coordenação com o ORT e planeamento das redes em baixa tensão, mas também com o planeamento das redes de transporte e distribuição de gás natural, incluindo futuras redes de gases renováveis;
- Melhorar a qualidade da informação sobre os benefícios decorrentes da concretização dos projetos, tanto ao nível dos benefícios esperados como ao nível do balanço dos benefícios obtidos com os projetos concretizados anteriormente; e estender a monetização dos benefícios à generalidade dos projetos de investimento, para que seja possível comparar os benefícios com os custos;
- Aprofundar estudos de benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimentos;
- Melhorar a fundamentação sobre o modo como são determinados os custos totais de cada projeto individual, nomeadamente os valores de encargos;
- Disponibilizar informação mais detalhada, no balanço intercalar, sobre os investimentos realizados.

Referem-se de seguida e de forma sistematizada as recomendações específicas que constam dos Pareceres da ERSE e da DGEG ao PDIRD-E 2020 Atualização e as medidas consideradas na elaboração desta proposta para lhes dar resposta.

Recomendação da ERSE # 1

"Os cenários de evolução do consumo e da ponta de carga não sofreram alterações relevantes em nível e em tendência face aos cenários previstos no PDIRD-E 2020 aprovado. Deste modo, as previsões macroeconómicas subjacentes à previsão do consumo não refletem os efeitos da guerra no leste da Europa e os riscos associados à elevada taxa de inflação e subida dos juros."

Análise da E-REDES

O estudo efetuado pela E-REDES para o período de 2023-2027 que se apresenta no Anexo A.2, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2022, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

No ponto 3.3 deste documento, apresenta-se esta atualização dos cenários de procura e efetua-se a comparação com os cenários de procura considerados na proposta inicial.

Os valores do consumo registados no ano de 2022 vão ao encontro das projeções do cenário central apresentado pela E-REDES na proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização, tendo estes valores já sido afetados pelos efeitos da guerra no leste da Europa, pela elevada taxa de inflação e subida dos juros.

Para o período de 2023-2027 verifica-se que as previsões de consumo agora obtidas se mantêm bastante próximas das consideradas na elaboração da proposta inicial do PDIRD-E 2020 Atualização, pelo que se justifica a manutenção dos pressupostos de investimento nesta proposta final.

Recomendação da ERSE # 2

"A ERSE recomenda um maior detalhe ao nível da fundamentação dos programas e subprogramas que foram alvo de alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos."

Análise E-REDES

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020 Atualização, incluiu-se um Anexo J onde se apresenta mais informação sobre os programas e subprogramas que foram alvo de alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos entre o PDIRD-E 2020 e o PDIRD-E 2020 Atualização.

Recomendação da ERSE # 3

"Neste contexto, importa referir que a evolução prevista para a capacidade de receção da RND não parece acompanhar as necessidades previstas ao nível da ligação de nova produção, destacando-se por um lado o facto de, apesar do operador da RND anunciar um aumento desta capacidade, o mesmo não ser muito significativo em comparação com o valor verificado em 2022 e, por outro, o facto desta capacidade disponível estar, segundo o operador da RND, limitada pela capacidade disponível na RNT a montante. Além desta limitação, realça-se ainda que uma parte significativa da capacidade anunciada diz respeito a subestações localizadas junto às áreas metropolitanas de Lisboa e Porto, localização essa onde as condições de ordenamento territorial podem condicionar a construção de aproveitamentos de produção, nomeadamente ao nível de centrais fotovoltaicas de grande dimensão."

"Nesse sentido, e em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE reforça a importância de garantir uma maior coordenação entre ORD e ORT e realça que o planeamento das redes elétricas nacionais, mais propriamente da rede de distribuição, deve procurar maximizar esta capacidade de receção de produção, utilizando todas as soluções disponíveis, não se focando apenas na disponibilização de capacidade de ligação firme, mas tendo também em consideração a possibilidade de ligação com restrições ou a adoção de soluções de flexibilidade, procurando evitar incorrer em investimento desnecessário."

Análise da E-REDES

Realizam-se periodicamente reuniões de coordenação dos planeamentos do ORD e do ORT, assegurando-se a coerência e o alinhamento entre os respetivos investimentos, nomeadamente no que diz respeito às ligações entre as redes. Tem-se dado ênfase à necessidade do planeamento coordenado, de forma a permitir que a capacidade disponível na RND, bem como aquela que será criada com a realização dos projetos de investimento previstos no Plano, não fique limitada à capacidade disponível na RNT a montante.

Adicionalmente, e em conformidade com o descrito no DL n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o ORD está a desenvolver um projeto com o INESC-ID para o desenvolvimento de novas metodologias de planeamento para lidar com os futuros problemas de segurança e fiabilidade no contexto das soluções alternativas de reforço de rede apoiadas em serviços de flexibilidade. A referida metodologia será proposta à ERSE, conforme descrito no ponto n.º6 do artigo n.º 123 do referido DL, que tem a incumbência de aprovar e publicar.

Recomendação da DGEG # 1

"O ORD proceda a uma atualização das suas previsões de investimento para o corrente ano, garantindo cumulativamente que o investimento em cada um dos anos de 2023, 2024 e 2025 não ultrapassa o valor aprovado em sede de PDIRD-E 2020 e que a soma do investimento entre 2022 e 2025 não excede o valor proposto neste plano e aprovado em sede de PDIRD-E 2020."

Análise da E-REDES

Não foi possível atualizar o valor real de 2022 porque nesta fase ainda não estão apurados os valores finais, que serão comunicados nas contas reguladas a entregar no final de abril. Perante a incerteza no valor final, mantiveram-se os valores previstos para 2022 na proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização. Não obstante, este valor *per si* não terá impacto direto nos proveitos permitidos da E-REDES, conforme referido pela ERSE no seu parecer à proposta inicial de PDIRD-E 2020 Atualização:

(…)a metodologia adotada para o novo período de regulação, que se iniciou em 2022 e termina em 2025, passou a ser do tipo revenue cap aplicado aos custos totais, ou TOTEX (CAPEX e OPEX). (…)Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos realizados pela empresa deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais(…)

Num contexto de TOTEX, as propostas de atualização de PDIRD-E deixam de ter um impacte direto nos proveitos permitidos anuais da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT nos anos que se encontrem dentro de um mesmo período de regulação, desde que os investimentos propostos não alterem materialmente a evolução dos indutores de custos físicos, face à versão anterior do PDIRD-E, condição que se verifica na presente atualização.

Recomendação da DGEG # 2

"*Em comparação com o apresentado no PDIRD-E 2020, verifica-se um incremento nos Investimentos Específicos a realizar em momento posterior a 2025 de cerca de 116% apenas nos Investimentos Específicos a prever para além de 2025, último ano do presente plano. Em relação aos Investimentos Não Específicos esta situação verifica-se também a apresentação de montantes de investimento alocados ao período posterior a 2025."*

Análise E-REDES

O aumento nos investimentos específicos estimados para além de 2025, no seu essencial relaciona-se com os projetos dos programas de investimento de Desenvolvimento de Rede (121%), Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (125%) e Promoção Ambiental (138%).

No Desenvolvimento de Rede, os projetos que serão iniciados durante o período de atualização do Plano e com término posterior a 2025 prendem-se com a garantia de abastecimento e a reposição da capacidade de receção da RND. No que diz respeito aos primeiros, o seu diferimento encontra-se fundamentado na recomendação seguinte (recomendação DGEG # 3). Quanto aos segundos, o adiamento deve-se ao baixo grau de realização em 2021 dos projetos planeados para esse ano, e que se justifica no anexo H, bem como à revisão em alta dos valores dos projetos planeados para o período de 2023 a 2025, e que no essencial resultou da subida dos preços de bens e serviços. A combinação desses dois aspetos, obrigou a reprogramar os projetos no período de 2023 a 2025, garantindo-se na atualização do Plano a inclusão de todos os projetos previstos no PDIRD-E 2020, no mesmo período, mas adiando o término de alguns para além de 2025.

No âmbito do programa de Renovação e Reabilitação de Ativos, os projetos a iniciar no período de atualização do Plano e com término diferido para além de 2025, foram os projetos para redução do nível de risco associado à falha de instalações, sobretudo de subestações. Para a proposta de atualização do PDIRD-E 2020, os valores dos projetos identificados com nível de risco inaceitável foram, na generalidade revistos em alta. Atendendo-se ao aumento do valor dos projetos, a necessidade de garantir a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização levou a assumir um nível de risco maior associado à falha das instalações, medido pelo índice de criticidade, tendo-se retirado alguns projetos da proposta de atualização do Plano, enquanto outros apenas serão iniciados em 2025 e concluídos após esse ano.

No âmbito do programa da Promoção Ambiental, os projetos destinados à Integração Paisagística de Redes Aéreas, que terão início durante o período de atualização do Plano e conclusão após 2025, consistem na desmontagem de redes aéreas e na sua substituição por redes subterrâneas. A reavaliação destes projetos para a sua inclusão na proposta de atualização do Plano, também levou a valores de investimento mais altos face ao previsto no PDIRD-E 2020. O aumento do valor dos projetos e as dificuldades que se têm verificado na sua execução, incluindo a aquisição de materiais, obtenção de mão de obra qualificada e autorizações/licenças para intervenções na via pública, conduziram ao seu reagendamento, mantendo-se o seu início dentro do período de atualização do Plano, mas adiando a conclusão de alguns para além de 2025.

Recomendação da DGEG # 3

"*Analisado o plano agora apresentado não se pode, ainda, deixar de observar uma aparente deterioração de diversos indicadores face ao proposto inicialmente no PDIRD-E 2020. Esta situação deverá merecer atenção redobrada e um esforço redobrado de equilíbrio na definição e calendarização de investimentos. As matérias associadas à garantia da segurança de abastecimento revestem-se de primordial importância, tanto mais que em muitos casos o período necessário para a execução dos investimentos é longo."*

Análise E-REDES

Na atualização do PDIRD-E 2020, foi mantida a estratégia delineada no PDIRD-E 2020 no âmbito da segurança de abastecimento, de incluir no Plano os projetos que limitam o risco de garantia de abastecimento em regime N no cenário de evolução dos consumos mais do que superior. Assim, todos os projetos do Plano foram mantidos, sendo apenas adiado o término de três subestações e um projeto de reforço de rede MT do eixo Beja-Mértola para além de 2025. As subestações adiadas foram a da Pena, de Caparide e do Parque Industrial de Estarreja. O adiamento da subestação da Pena deveu-se a dificuldades na aquisição de terreno para a sua execução, e as outras duas, bem como o projeto de reforço da rede MT, foram adiados por necessidade de manter a concordância entre os valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização.

Devido à crescente dificuldade no cumprimento da execução dos investimentos conforme calendarizado em Plano, a E-REDES está a rever os prazos para a execução das obras tipo que

constituem os projetos de investimento. Na revisão do PDIRD-E a elaborar em 2024 (PDIRD-E 2024), será reavaliada a estratégia no âmbito da segurança de abastecimento, as necessidades da rede, e calendarizados os investimentos de acordo com os resultados obtidos na referida revisão.

Recomendação da DGEG # 4

"Ainda assim, o ORD prevê agora, para 2025, que 5 subestações AT/M T tenham uma utilização superior a 90%. Este valor compara com as duas que estavam previstas no PDIRD-E 2020. Em termos de nível de utilização entre 70 e 90% verifica-se também um aumento do número de subestações AT/MT. O ORD prevê agora que 40 apresentem esse nível de utilização (representando quase 10% do número total de subestações AT/MT), enquanto no PDIRD-E 2020 o valor era de 34 (representando 8,2%).

É importante avaliar o impacto que estas situações possam ter no desenvolvimento futuro da RND, designadamente no que respeita a potenciais limitações que possam ser criadas ao desenvolvimento das políticas em matéria de energia e das metas e compromissos a atingir. Reforça-se esta nota, também, pela certeza que já hoje existe que esses objetivos e a ambição serão incrementados a curto prazo."

Análise da E-REDES

Existem 5 subestações AT/MT que se prevê que atinjam, em 2025 e para o cenário de consumo considerado na atualização do Plano, uma utilização superior a 90%. Em três subestações, as pontas consideram as elevadas quantidades de produção de energia que se estima rececionarem. Como a ligação de produção na MT está sujeita a estudo das condições de ligação, não foi previsto na atualização do Plano um investimento específico para reduzir os níveis de utilização da potência instalada nessas subestações. No caso das outras duas subestações (Parede e Olhão), a primeira virá a sofrer uma redução de carga por meio do estabelecimento de uma nova subestação em Caparide, que está prevista iniciar no período do Plano. Já a segunda subestação teve a sua utilização projetada com base no elevado crescimento de consumos registados no início de 2021, resultante de uma vaga de frio e das medidas de confinamento em vigor, não estando previsto nenhum investimento específico no período do Plano para reduzir a sua utilização. Estas subestações têm as suas pontas monitorizadas e, em caso de contingência, poderão ter os seus consumos redirecionados para as subestações adjacentes por via da rede de MT.

No PDIRD-E 2024, serão revistas as situações anteriormente descritas e, se necessário, será previsto o investimento no Plano para a sua resolução. Paralelamente, como mencionado na recomendação da ERSE # 3, está em curso um projeto para desenvolver novas metodologias de planeamento que lidem com problemas futuros de segurança e fiabilidade no contexto das soluções alternativas de reforço de rede, apoiadas em serviços de flexibilidade. Os resultados que venham a ser obtidos, serão descritos e incorporados no próximo PDIRD-E.

Recomendação da DGEG # 5

"Para o período 2023-2025, o montante de investimento total a custos totais inscrito na atual proposta de atualização mantém-se, portanto, igual ao inscrito no PDIRO·E 2020 aprovado, para esse mesmo triénio. No entanto, de acordo com o exposto pela ERSE no seu documento de enquadramento da Consulta Pública nº 111, a atual proposta de atualização representa um acréscimo global do valor do ativo líquido remunerado para o período 2021-2025 da ordem de 18 milhões de euros ou 2,4% face ao montante total do quinquénio inscrito no Plano aprovado."

Refira-se que o ORD, em exposição realizada no âmbito da apresentação do plano em análise, é de opinião, que o valor do ativo líquido remunerado não ultrapassará o valor implícito nas tarifas, e que, ultrapassando, não terá qualquer efeito, uma vez que os proveitos permitidos ao ORD estão definidos para o período regulatório que termina em 2025. Esta opinião é corroborada por vários participantes na Consulta Pública.

Entende-se, ainda assim, que o ORD deverá, na versão final do plano, dedicar mais detalhe a esta situação, apresentando os fundamentos para a sua posição."

Análise da E-REDES

Nesta proposta final de atualização do PDIRD-E 2020, a E-REDES mantém o investimento que estava previsto na proposta inicial de atualizaçãoNo subcapítulo 6.3 foi incluída a avaliação que a ERSE faz no seu parecer ao impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E 2020. Concluiu que a proposta de atualização do PDIRD-E 2020 resulta em valores estimados de ativo líquido a remunerar em linha com os do PDIRD-E 2020 aprovado, e portanto o impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 não diverge materialmente do estimado para o PDIRD-E 2020 aprovado.

Recomendação da DGEG # 6

"*Deixa-se nota da existência de dúvidas sobre os montantes apresentados associados aos encargos, tema que será de análise por parte da ERSE, mas que mereceu igualmente uma reflexão da parte desta Direção-Geral."*

Análise E-REDESPara o PDIRD-E 2020 Atualização foram revistas as estimativas dos valores dos encargos para os anos de 2023-2025 apresentadas no PDIRD-E 2020. A maior variação verifica-se nos Encargos de Gestão e Estrutura, que são as despesas diretamente atribuíveis à aquisição e construção dos ativos, tais como os custos com matérias consumidas, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. Entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de Atualização foi estimada uma redução de aproximadamente 10M€ de Encargos de Gestão e Estrutura no período 2023-2025 dado ter havido uma previsão mais forte de redução de *headcount* da E-REDES, tendo em contrapartida um aumento de contratação externa, com o objetivo de aumentar a eficiência.

Recomendação da DGEG # 7

"*Uma das alterações propostas nesta atualização é o incremento, em 7,0 M€ no subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios, do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos, para recuperar as redes afetadas pelos incêndios de 2017(…). É referido pelo ORD que a Ficha nº 25 do Anexo C apresenta caracterização e justificação para a sua realização. Da consulta dos Anexos C e E2, afere-se, no entanto, que este total de investimento é atingido pela soma dos investimentos previstos nas fichas 25, 145, 146 e 147. A referida ficha nº 25 deverá, por isso, ser corrigida em conformidade, devendo apresentar o volume de investimento de 4.359.431 € a custos primários, conforme o apresentado de forma detalhada no Anexo E2."*

Análise E-REDES

Em relação à Ficha n.º25, que se refere ao subprograma de Renovação de Ativos Alvo de Incêndios do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos, é informado que está previsto realizar um investimento de 7,0 M€ a custos primários, no período de 2023 a 2027. Essa verba destina-se a financiar três grandes projetos, descritos nas fichas 145, 146 e 147 que totalizam um valor de 2.640.569 € a custos primários. A restante verba, no valor de 4.359.431 € a custos primários, será usada para realizar projetos que não estão descritos individualmente no Plano. Dessa forma, os valores apresentados em detalhe no Anexo E2 incluem os valores de todos os projetos que se prevê realizar, quer sejam descritos de forma individual ou não no Plano, totalizando o valor indicado na ficha do subprograma.

Recomendação da DGEG # 8

"Uma vez que a presente atualização mantém, como base, o período de investimento de 2021 a 2025, em complemento à informação disponível nos Anexos E, entende-se que deverá ser apresentado um Anexo com informação discriminada sobre as variações face ao proposto e aprovado em PDIRD-E 2020, uma vez que se mantém a necessidade de análise para o período de execução de 5 anos iniciado em 2021."

Análise E-REDES

No Anexo E.2 desta proposta final, para os projetos de investimento apresentados no documento, foi detalhado o investimento realizado no ano de 2021 e o que se previa realizar em 2022 à data de elaboração da proposta inicial, permitindo-se manter a visibilidade sobre o período de execução de 5 anos iniciado em 2021. Foram também acrescentadas 2 colunas adicionais para os projetos de investimento: uma com o investimento aprovado no PDIRD-E 2020 com realização prevista no período 2021 – 2025 e outra com a diferença entre o valor atualmente previsto realizar no período 2021 – 2025 e o valor previsto para o mesmo período no PDIRD-E 2020. No caso dos grupos de projetos não descritos individualmente, tratando-se de investimento recorrente, manteve-se o entendimento de edições anteriores do documento, e como tal o valor total refere-se ao investimento total no período em análise (2023-2025).

Recomendação da DGEG # 9

"Não se pode, ainda, deixar de manifestar alguma preocupação com o facto de um número substancial de TP estarem a atingir um estado que se considera como o final de vida útil. Esta situação deverá continuar a ser acompanhada de forma crítica. (…) A DGEG sugere que possa ser apresentada mais informação sobre esta matéria na versão final do plano, designadamente prazos para definição da mesma e intervenientes nas diversas fases do processo. Simultaneamente, no próximo plano deverá, tendo em consideração essa informação, ser disponibilizada informação mais pormenorizada relativa ao programa de substituição de TP."

Análise E-REDES

A estratégia de gestão de TP considera três vertentes: a primeira relaciona-se com o correto dimensionamento da reserva operacional, por forma a permitir a substituição de elementos que avariem subitamente, a segunda assenta sobre a data estimada de fim do seu ciclo de vida (RUL) por forma a providenciar a sua substituição ou desativação antes da ocorrência da sua falha. Por fim, a terceira materializa-se por ações de reabilitação, regeneração e substituição do óleo isolante realizadas de forma programada, que permitem estender a vida útil de alguns ativos do parque. A conjugação destas vertentes, permite concluir sobre a quantidade e características dos TP, necessários adquirir ou substituir, e planear as necessidades de investimento para a sua aquisição.

Assim, para a próxima revisão de PDIRD-E, serão revisitados os estudos associados à estimação das necessidades de aquisição e renovação de TP para um horizonte temporal de pelo menos dez anos.

Decorrente dos resultados obtidos nos referidos estudos, será dada continuidade aos subprogramas de investimento relativos à aquisição de novos TP e substituição dos existentes para o curto (anos 2026 a 2027) e médio (anos 2028 a 2030) prazo e uma estimativa de mais longo prazo (para além de 2030) a apresentar no PDIRD-E 2024. Para o período do PDIRD-E serão descritos, no âmbito dos referidos subprogramas, o número de TP a adquirir e suas características, e calendarizados os investimentos que tomarão em consideração os valores de investimento e prazos, conhecidos à data, para a sua aquisição. Paralelamente, serão descritos de forma individual os projetos relativos às necessidades de substituição de TP em subestações AT/MT e MT/MT existentes.

Página em branco

Página em branco

E-REDES
Distribuição de Eletricidade