



Relatório de Qualidade de Serviço 2021

energia em rede

Índice

1. Introdução.....	1
2. Caracterização da Rede de Distribuição	5
2.1. Ativos de rede	5
2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais	6
3. Qualidade de Serviço Técnico	10
3.1. Continuidade de Serviço da rede AT	11
3.1.1. Caracterização das interrupções.....	11
3.1.2. Evolução dos indicadores gerais para as instalações de consumo	12
3.1.3. Incidentes mais significativos	15
3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção	15
3.2. Continuidade de Serviço da rede MT.....	17
3.2.1. Caracterização das interrupções.....	17
3.2.2. Evolução dos indicadores gerais para instalações de consumo.....	18
3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais	23
3.2.4. Incidentes mais significativos	23
3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção	24
3.3. Continuidade de Serviço da rede BT	26
3.3.1. Caracterização das interrupções.....	26
3.3.2. Evolução dos indicadores gerais.....	26
3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais	28
3.4. Qualidade de Energia Elétrica	29
3.4.1. Plano de monitorização da QEE	30
3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT	32
3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão.....	33
3.4.2.2. Eventos de tensão.....	34
3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição	36
3.4.4. Ações de melhoria da QEE	37

3.4.4.1. Subestações AT/MT	38
3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição	38
3.5. Principais conclusões	38
4. Qualidade de Serviço Comercial.....	41
4.1. Meios de atendimento	42
4.1.1. Atendimento presencial.....	42
4.1.2. Atendimento telefónico.....	43
4.2. Pedidos de informação e reclamações	45
4.2.1. Pedidos de informação	45
4.2.2. Reclamações	46
4.3. Serviços	47
4.3.1. Ligações às redes.....	48
4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento	48
4.3.3. Visita combinada.....	49
4.3.4. Assistência técnica.....	50
4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN	51
4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	52
5. Eventos Excepcionais	56
5.1. Depressão Hortense.....	56
5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	57
5.1.2. Impacto na QEE.....	57
5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial	58
5.2. Deslastre de Carga Automático por Frequência	58
5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	59
5.2.2. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial	60
5.3. Rio Atmosférico	60
5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	60
5.3.2. Impacto na QEE.....	61
5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial	62

5.4. Outros eventos excepcionais.....	62
6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço	67
6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica	67
6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial	68
7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários	71
7.1. Clientes com necessidades especiais	71
7.2. Clientes prioritários.....	72
8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço.....	77
8.1. Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	77
8.1.1. Inovação e operação do sistema.....	77
8.1.2. Exploração dos ativos	82
8.1.3. Comunicação com outros operadores de rede.....	85
8.1.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”	86
8.1.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente	86
8.1.4.2. Selo de Qualidade e+	86
8.1.5. Redes inteligentes	86
8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial	88
9. Anexos.....	91

Anexo 1 – Caracterização das Regiões NUTS II e NUTS III

Anexo 2 – Definições e Siglas

01

Introdução.



1. Introdução

No presente relatório é analisada, para o ano de 2021, a qualidade do serviço prestado pela E-REDES, em termos da continuidade de serviço e da qualidade de energia elétrica das redes de distribuição, bem como a qualidade do serviço de âmbito comercial. Embora tenha sido publicado em Diário da República, de 12 de maio de 2021, o Regulamento n.º 406/2021 – Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS), a análise efetuada tem por base o Regulamento n.º 629/2017, que se manteve em vigor durante todo o exercício de 2021, no qual se encontram as disposições aplicáveis aos operadores de rede de distribuição.

O presente Relatório da Qualidade de Serviço, cujo conteúdo se encontra definido no artigo 109.º do RQS, inclui informação sobre as seguintes matérias:

- Caracterização da rede de distribuição;
- Qualidade de serviço técnico (continuidade de serviço e qualidade de energia elétrica);
- Qualidade de serviço comercial;
- Eventos excecionais;
- Compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço;
- Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários;
- Ações relevantes para a melhoria da qualidade de serviço.

Continuidade de Serviço

Tendo em conta o RQS, a E-REDES apura vários indicadores que caracterizam a continuidade do serviço da rede de distribuição nos diferentes níveis de tensão.

Globalmente, os indicadores apurados para o ano de 2021 evidenciam a continuação do bom desempenho da rede elétrica de distribuição em Portugal continental, atingindo os indicadores Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em Média Tensão (TIEPI MT), *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) MT e *Momentary Average Interruption Frequency Index* (MAIFI) MT resultados de 48 minutos, 64 minutos e 8,82 interrupções, respetivamente, representando o melhor desempenho de sempre atingido pela E-REDES relativamente a estes três indicadores.

Este resultado está em linha com o compromisso da E-REDES para com os seus clientes, no âmbito da atividade de prestação de um serviço público essencial. Por outro lado, vem reforçar a importância do investimento na resiliência e modernização da rede

elétrica de distribuição, dado constituir a plataforma de suporte aos desígnios da transição energética, com incorporação crescente de fontes renováveis intermitentes, a par da tendência de reforço da eletrificação dos setores da indústria, residencial e transportes.

Qualidade de Energia Elétrica

A E-REDES verifica a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) na rede de distribuição através da monitorização de um conjunto de pontos da rede de distribuição selecionados no âmbito da execução do Plano Bianual de Monitorização. A seleção dos pontos tem em consideração, nomeadamente, uma distribuição geográfica equilibrada, bem como a identificação de clientes mais suscetíveis a variações da qualidade de tensão.

Qualidade de Serviço Comercial

No presente relatório é analisado o desempenho da E-REDES através dos resultados obtidos para os indicadores estabelecidos no RQS – indicadores gerais e individuais. Os indicadores gerais visam avaliar o desempenho global dos operadores relativamente a determinado aspeto de relacionamento comercial, enquanto os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores perante cada utilizador individualmente considerado. Tendo em conta que o ano de 2021 decorreu ainda em contexto pandémico da COVID-19, marcado por períodos de confinamento e por uma realidade de teletrabalho bastante expressiva, com impactos na atividade de serviço comercial da E-REDES, os resultados obtidos em 2021, no âmbito da Qualidade de Serviço Comercial, podem considerar-se globalmente positivos.

É ainda de destacar a implementação, durante o ano de 2021, de diversos projetos com o objetivo de aumentar a eficiência operacional, a qualidade de serviço e a experiência do Cliente e focados, entre outros, na digitalização dos processos e no aumento da transparência dos serviços da E-REDES.

02

Caracterização da Rede de Distribuição.



2. Caracterização da Rede de Distribuição

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2021, as instalações e os equipamentos em serviço na rede operada pela E-REDES eram os indicados na Tabela 2.1.

	2020	2021
Subestações		
Nº de subestações	432	434
Nº de transformadores	783	774
Potência instalada (MVA)	18 475	18 455
Linhas (incluindo ramais, em km)	83 685	83 987
Aéreas	68 289	68 449
AT (60/132 kV)	9 033	9 045
MT (6/10/15/30 kV)	59 265	59 404
Cabos subterrâneos	15 387	15 538
AT (60/132 kV)	541	562
MT (6/10/15/30 kV)	14 846	14 976
Postos de Transformação de Distribuição		
Unidades	69 424	69 944
Potência instalada (MVA)	20 856	21 108
Redes BT (km)	145 483	146 689
Aéreas	110 883	112 502
Subterrâneas	33 914	34 187

Tabela 2.1 - Ativos de rede da E-REDES a 31 de dezembro de 2021

Nota: os dados apresentados incluem a rede em situação de reserva. O número de subestações indicado para 2021 inclui 28 subestações MT/MT, 1 subestação MAT/AT/MT e 11 subestações móveis de recurso.

No final do ano de 2021 a potência instalada nas 434 subestações existentes era de 18 455 MVA. Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD) totalizavam 69 944 no final do ano, com uma potência instalada de 21 108 MVA, correspondendo a um aumento de cerca de 1,2 % face ao ano anterior.

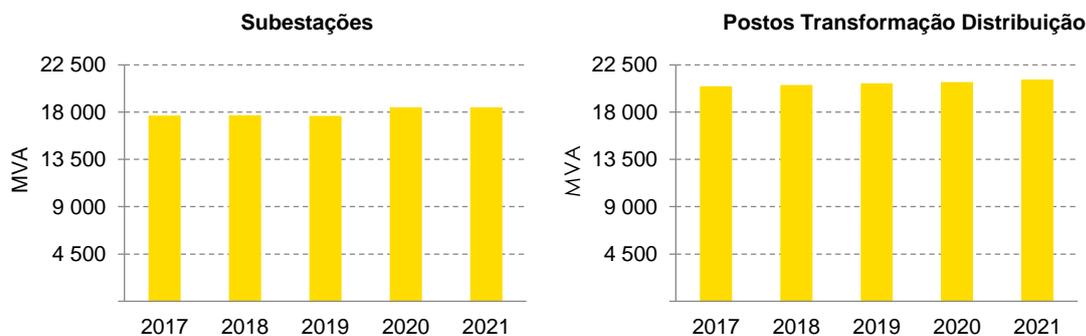
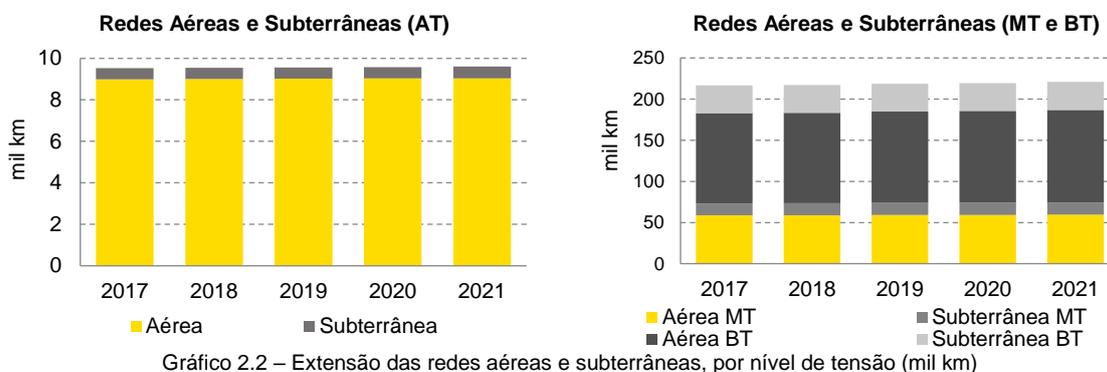


Gráfico 2.1 – Potência instalada em subestações e PTD.

A rede AT tinha, no final de 2021, uma extensão de 9 607 km, sendo 9 045 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT, estavam em exploração, respetivamente, 74 380 km e 146 689 km, sendo que o peso da rede aérea no total da rede MT era de 80%, enquanto no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.



Em relação a 2020, as redes AT, MT e BT registaram um aumento da sua extensão, de 0,3%, 0,4% e 0,8%, respetivamente.

2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais

Em 31 de dezembro de 2021, as redes exploradas pela E-REDES serviam cerca de 6,3 milhões de utilizadores. Os consumidores de BT representavam 99,6 % do número de consumidores de eletricidade e pouco menos de metade do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

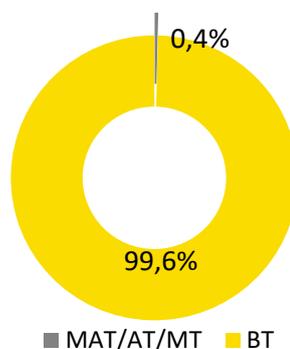


Gráfico 2.3 – Distribuição de utilizadores de rede por MAT/AT/MT e BT.

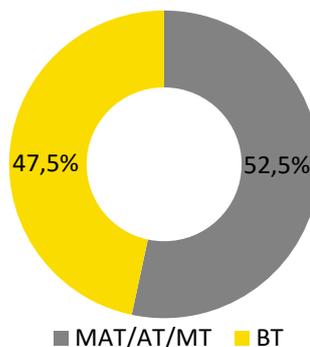


Gráfico 2.4 – Distribuição de energia entregue por MAT/AT/MT e BT.

O Gráfico 2.5 mostra a distribuição do número total de clientes (mercado livre e mercado regulado) e dos consumos anuais por cliente final (“BT” e “Outros Níveis de Tensão”), por regiões NUTS II¹.

O Artigo 14.º do RQS consagra a existência de zonas de qualidade de serviço para efeitos de aplicação do regulamento, sendo definidas, para Portugal continental, três zonas de qualidade de serviço (zonas A, B e C), às quais estão associados diferentes padrões gerais de continuidade de serviço. No estabelecimento das zonas de qualidade de serviço considera-se que todas as capitais de distrito são zonas A e faz-se a caracterização dos restantes lugares (definidos de acordo com as normas do Instituto Nacional de Estatística), tendo em consideração o número de clientes².

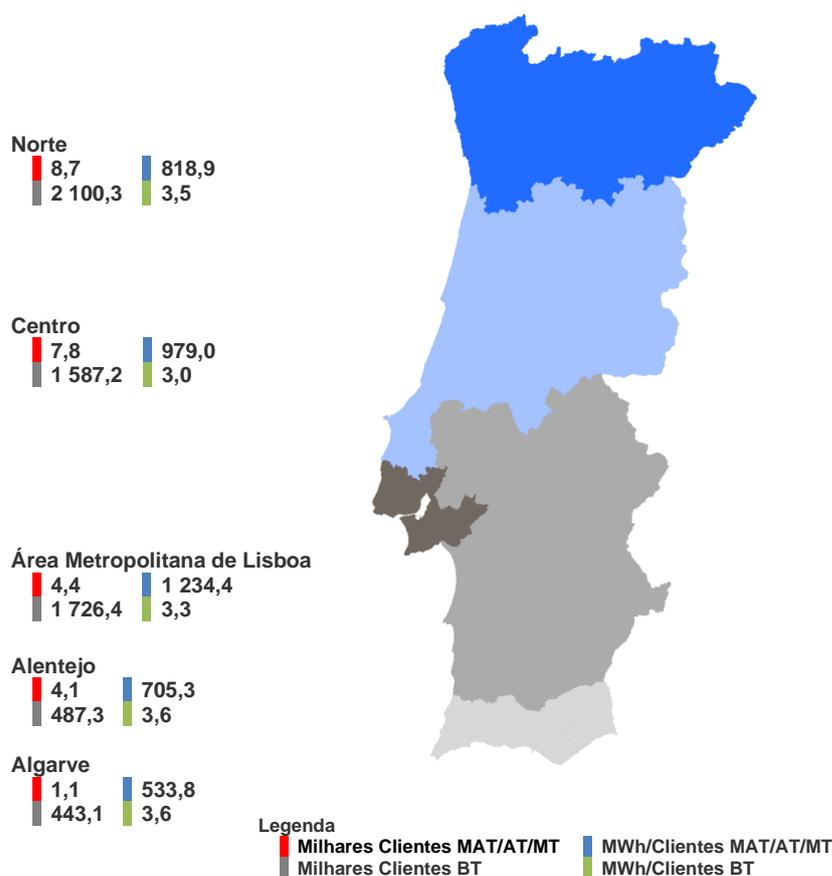


Gráfico 2.5 – Caracterização do número de clientes e consumos anuais por regiões NUTS II

¹ NUTS II que correspondem às Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional: Alentejo, Algarve, Área Metropolitana de Lisboa, Centro e Norte.

² A E-REDES encontra-se a aplicar as zonas de qualidade de serviço previstas na versão mais recente do RQS (Regulamento n.º 406/2021):

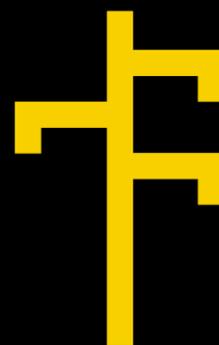
Zona A: capitais de distrito e lugares com mais de 25 000 clientes;

Zona B: lugares com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;

Zona C: restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

03

Qualidade de Serviço Técnico.



3. Qualidade de Serviço Técnico

No presente capítulo apresentam-se os principais indicadores de continuidade de serviço³ e os resultados da monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) no ano de 2021, caracterizando-se desta forma a qualidade de serviço de natureza técnica, na distribuição de energia elétrica, em AT, MT e BT nas redes de distribuição operadas pela E-REDES.

No que concerne à continuidade de serviço, os resultados apresentados contemplam o contributo de interrupções acidentais e previstas com origem, não apenas nas redes de distribuição operadas pela E-REDES, mas também com origem na Rede Nacional de Transporte (RNT) e em instalações particulares de consumo ou produção. Por outro lado, os mesmos resultados não contemplam o contributo de eventos excepcionais, devidamente classificados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Destes incidentes, que serão detalhados no Capítulo 5 deste relatório, destacam-se a Depressão Hortense, o fenómeno Rio Atmosférico e um Deslastre de Frequência que afetou o Sistema Elétrico Ibérico, ocorridos ao longo do ano de 2021.

Da mesma forma que na continuidade de serviço, os resultados da QEE apresentados contemplam igualmente o contributo da RNT e das instalações particulares de consumo ou produção, designadamente fenómenos contínuos e eventos de tensão. De forma idêntica, o contributo dos incidentes de grande impacto classificados como eventos excepcionais, especificamente a Depressão Hortense, o fenómeno Rio Atmosférico e o Deslastre de Frequência que afetou o Sistema Elétrico Ibérico, não está contemplado nos referidos resultados.

A descrição do contributo dos incidentes de grande impacto para os indicadores gerais de continuidade de serviço e para os resultados de monitorização da QEE consta do Capítulo 5, a par da caracterização do contributo dos restantes eventos excepcionais.

A totalidade dos valores obtidos relativamente à continuidade de serviço e à monitorização da QEE são adquiridos através de sistemas informáticos de registo, gestão de ocorrências e cálculo de indicadores, conforme requisitos e procedimentos estabelecidos no RQS.

³ *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI), Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI), Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) e Energia não Distribuída (END).*

3.1. Continuidade de Serviço da rede AT

3.1.1. Caracterização das interrupções

Apresenta-se de seguida, para o ano de 2021, a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em termos das interrupções acidentais e previstas.

Interrupções Acidentais AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	133	4	137
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	180	13	193
TOTAL		313	17	330

Tabela 3.1 – Balanço da continuidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais

Interrupções Previstas AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	7	0	7
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	247	0	247
TOTAL		254	0	254

Tabela 3.2 – Balanço da continuidade de serviço da rede AT – Interrupções previstas

Nota: Na coluna “Outras” estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede AT, que tiveram origem noutras redes ou instalações, nomeadamente RNT, rede MT e clientes AT.

Com base na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2, o gráfico seguinte ilustra a distribuição de interrupções acidentais e previstas na rede AT, tendo em conta as respetivas durações e origens.

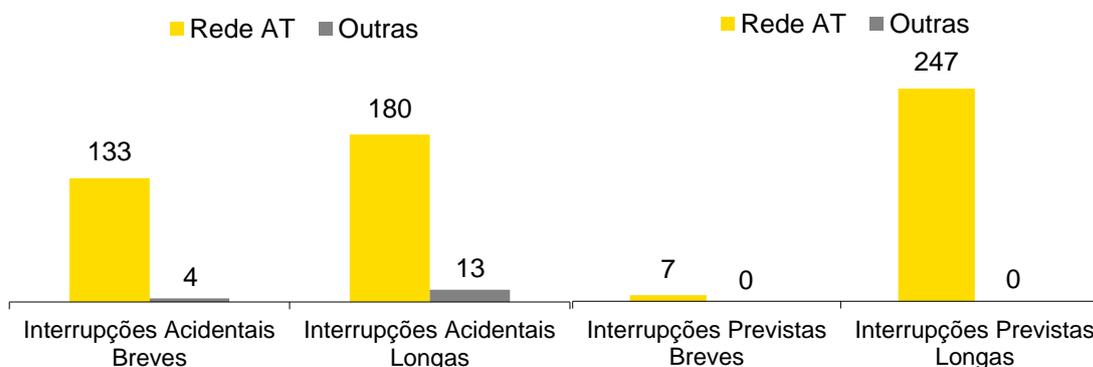


Gráfico 3.1 – Distribuição de interrupções na rede AT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

Refere-se que 93 % das interrupções acidentais longas tiveram origem na rede AT e 7% nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 75% do total de interrupções ocorridas na rede AT e resultam predominantemente de causas identificadas como “Próprias” (31,8%), “Outras redes ou

instalações” (27,5%) e “Acordo com o cliente” (28%). A distribuição por causas das interrupções consta no gráfico seguinte:

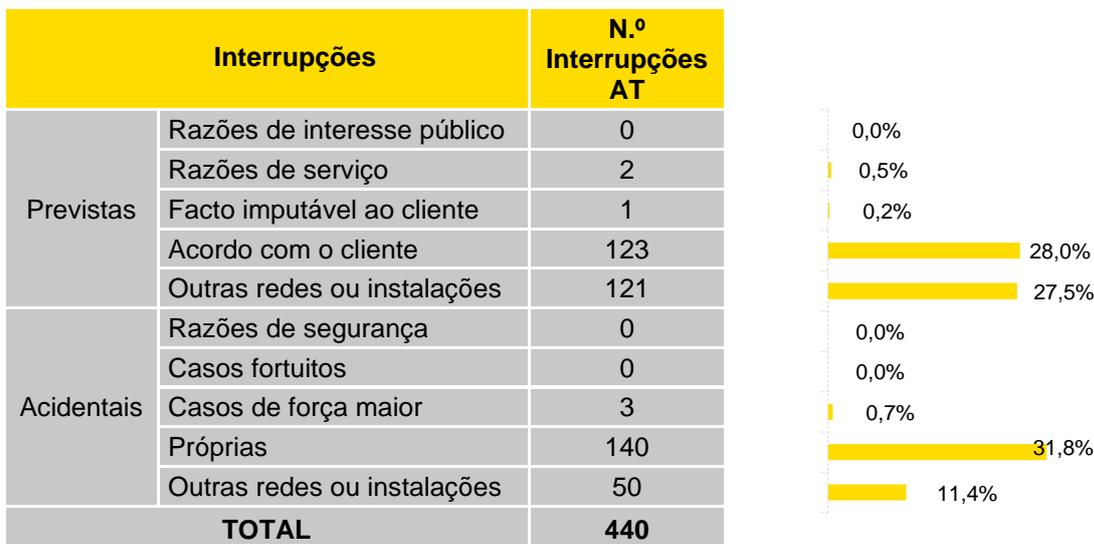


Gráfico 3.2 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, AT.

3.1.2. Evolução dos indicadores gerais para as instalações de consumo

De seguida apresentam-se os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, para as instalações de consumo em AT, SAIFI AT, SAIDI AT e MAIFI AT, bem como a sua discriminação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas, em comparação com os valores registados no ano de 2020.

Indicadores	Ano 2020	Ano 2021	ZONA A		ZONA B		ZONA C		
			2020	2021	2020	2021	2020	2021	
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,10	0,09	0,20	0,10	0,16	0,16	0,08	0,07
	Previstas	0,01	0,01	0	0	0,03	0	0	0,01
SAIDI AT (min)	Acidentais	6,64	4,89	29,72	0,60	15,82	4,07	2,00	5,47
	Previstas	0,78	1,38	0	0	3,90	0	0	1,87
MAIFI AT (nº)	Acidentais	0,38	0,45	0,20	0,10	0,39	0,74	0,39	0,40
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.3 – Indicadores da rede AT, para instalações de consumo, por zonas de qualidade de serviço.

Focando a análise nos resultados obtidos por regiões NUTS III⁴ no que diz respeito aos indicadores de SAIFI AT e SAIDI AT (Gráfico 3.3 e Gráfico 3.4), destaca-se que as regiões Alentejo Central, Alentejo Litoral, Algarve, Alto Tâmega, Área Metropolitana de Lisboa, Baixo Alentejo, Beira Baixa, Douro, Lezíria do Tejo, Médio Tejo, Região de

⁴ Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.E-REDES.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

Coimbra, Região de Leiria, Terras de Trás os Montes e Tâmega e Sousa não registaram qualquer interrupção em 2021.

No Gráfico 3.3, relativamente ao indicador SAIFI AT, que se apresenta de seguida, verifica-se que foram registadas melhorias significativas entre 47% e 100% face a 2020, em 9 regiões.

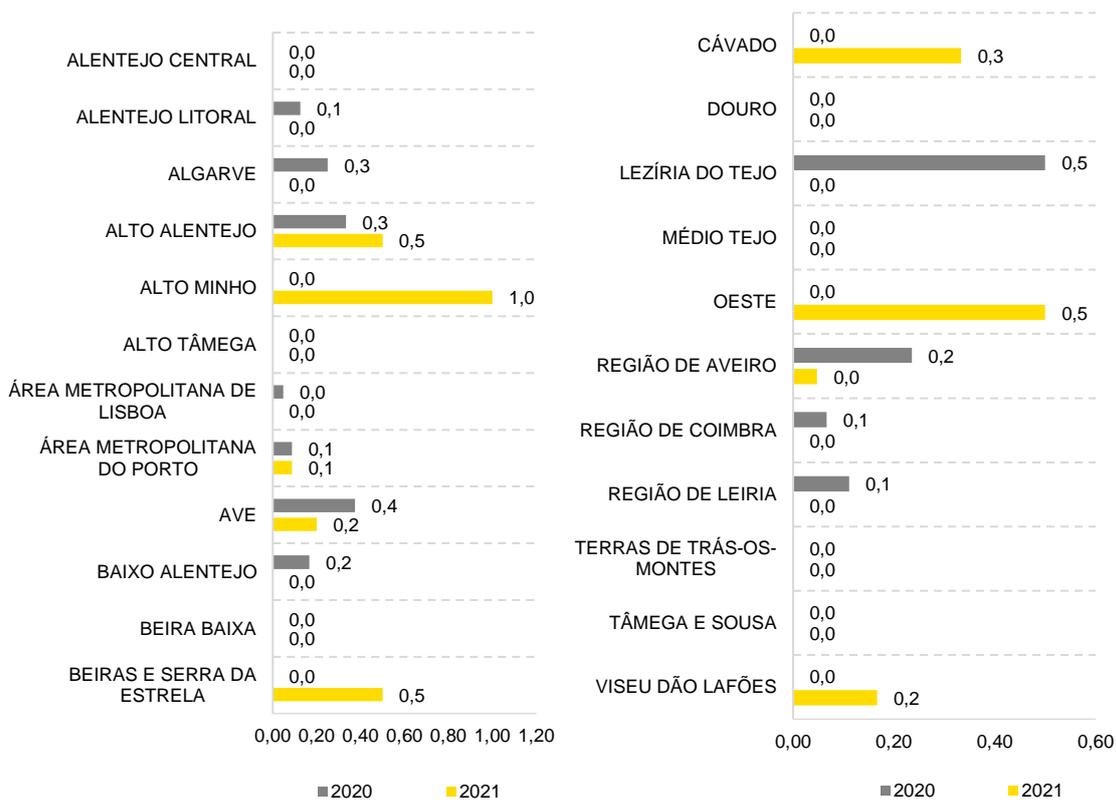


Gráfico 3.3 – Indicador SAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No caso do indicador SAIDI AT apresentado no Gráfico 3.4, verifica-se uma significativa melhoria relativamente a 2020 em 10 regiões.

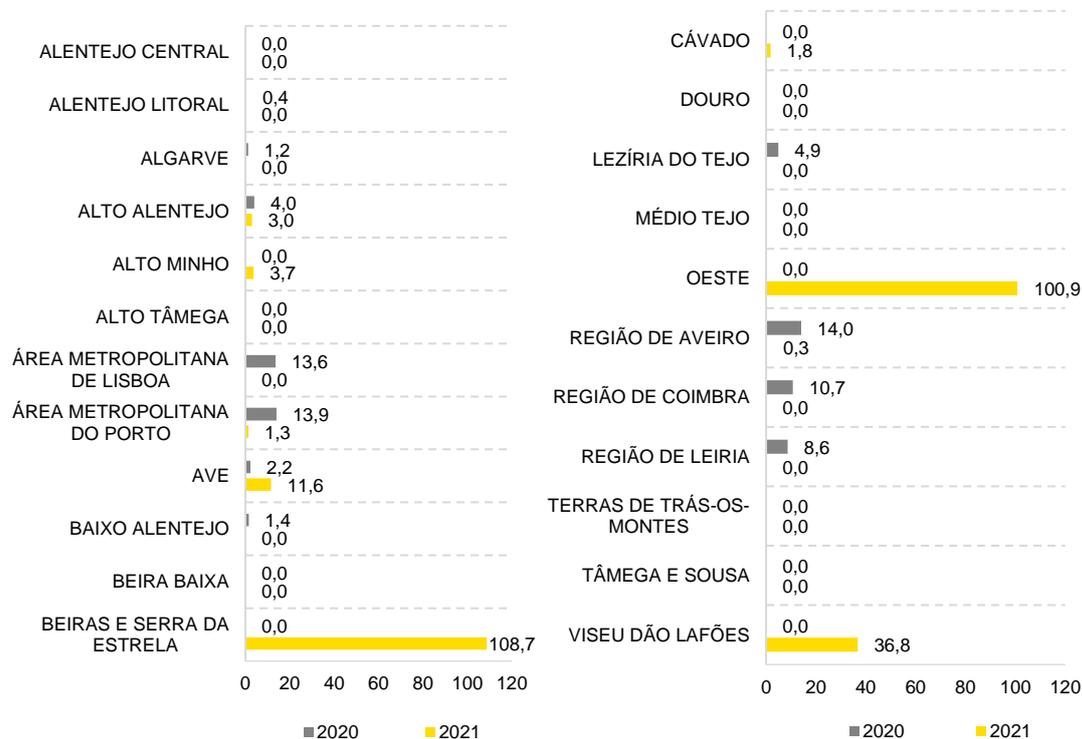


Gráfico 3.4 – Indicador SAIDI AT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No que diz respeito ao indicador MAIFI AT discriminado no Gráfico 3.5, registaram-se melhorias significativas entre 54% e 100% em 6 regiões.

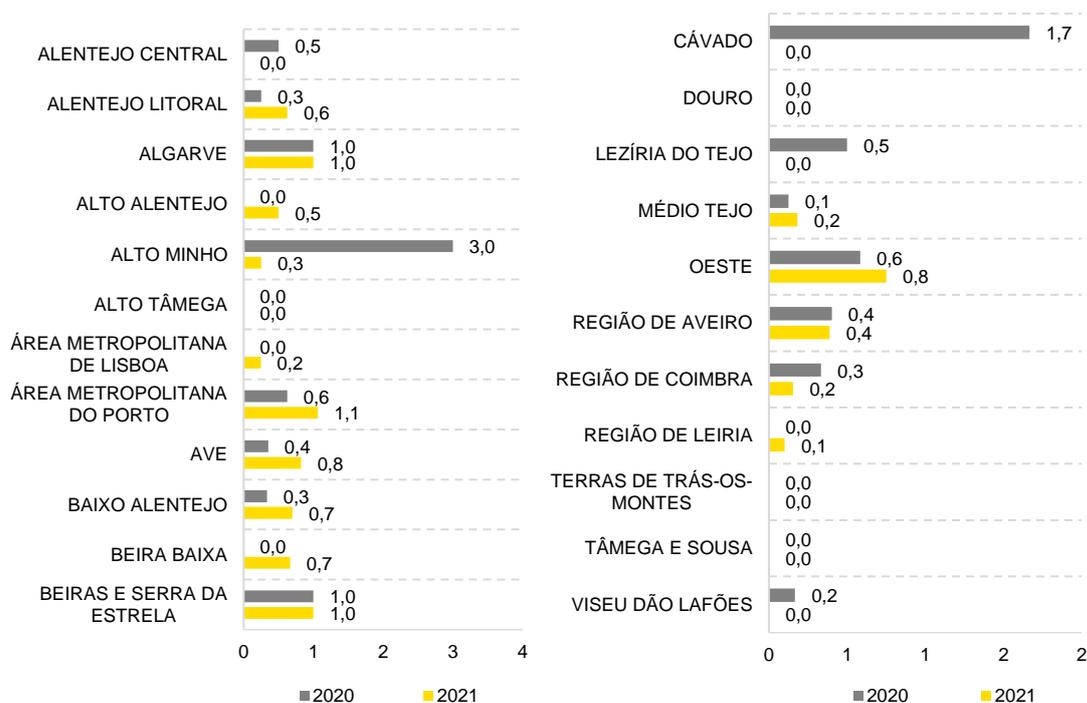


Gráfico 3.5 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

3.1.3. Incidentes mais significativos

A passagem da depressão Hortense, nos dias 21 e 22 de janeiro de 2021, que afetou as zonas centro e norte de Portugal continental, teve um impacto significativo na rede de distribuição de AT. No dia 24 de julho de 2021, a interligação do sistema elétrico entre França e Espanha foi afetada na sequência de um incidente com origem na rede de transporte francesa, tendo provocado uma situação de subfrequência na Península Ibérica. Perante a ocorrência deste fenómeno, como medida de emergência foi desencadeado o Plano Nacional de Deslastre de Freqüenciométrico, de forma a manter o equilíbrio entre Produção e Consumo numa situação de excesso de consumo/déficé de produção (subfrequência), tendo um impacto significativo na rede de distribuição de AT. A passagem de um fenómeno meteorológico, usualmente conhecido como Rio Atmosférico, entre os dias 28 e 29 de outubro de 2021, teve um elevado impacto na rede AT nas zonas norte e centro de Portugal continental, em resultado da precipitação e do vento de forte intensidade causado por este fenómeno. O impacto destes incidentes pode ser analisado com maior detalhe no Capítulo 5 - Eventos Excepcionais.

3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em 2021, apresentam-se de seguida os indicadores gerais de continuidade de serviço para instalações de produção em AT, SAIFI AT, SAIDI AT e MAIFI AT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2020	Ano 2021	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2020	2021	2020	2021	2020	2021
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,38	0,19	0,67	0	0,25	0	0,38	0,20
	Previstas	0,01	0,01	0	0	0	0	0,01	0,01
SAIDI AT (min)	Acidentais	250,36	31,38	1438,87	0	19,79	0	237,47	33,24
	Previstas	1,20	1,62	0	0	0	0	1,26	1,71
MAIFI AT (nº)	Acidentais	1,48	1,22	0,67	0,67	0	0,25	1,54	1,27
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.4 – Indicadores da rede AT, para instalações de produção, por zonas de qualidade de serviço.

Para o ano de 2021, e no que diz respeito ao indicador SAIFI AT discriminado no Gráfico 3.6, registaram-se valores nulos em 14 das 23 NUTS III, sendo a Região do Douro a que registou o valor mais elevado do indicador.

Quanto ao indicador MAIFI AT, discriminado no Gráfico 3.8, em 2021 registaram-se valores nulos em 8 das 23 NUTS III, sendo o Douro a região que registou o valor mais elevado com 4,2 interrupções, tendo as restantes apresentado valores inferiores.

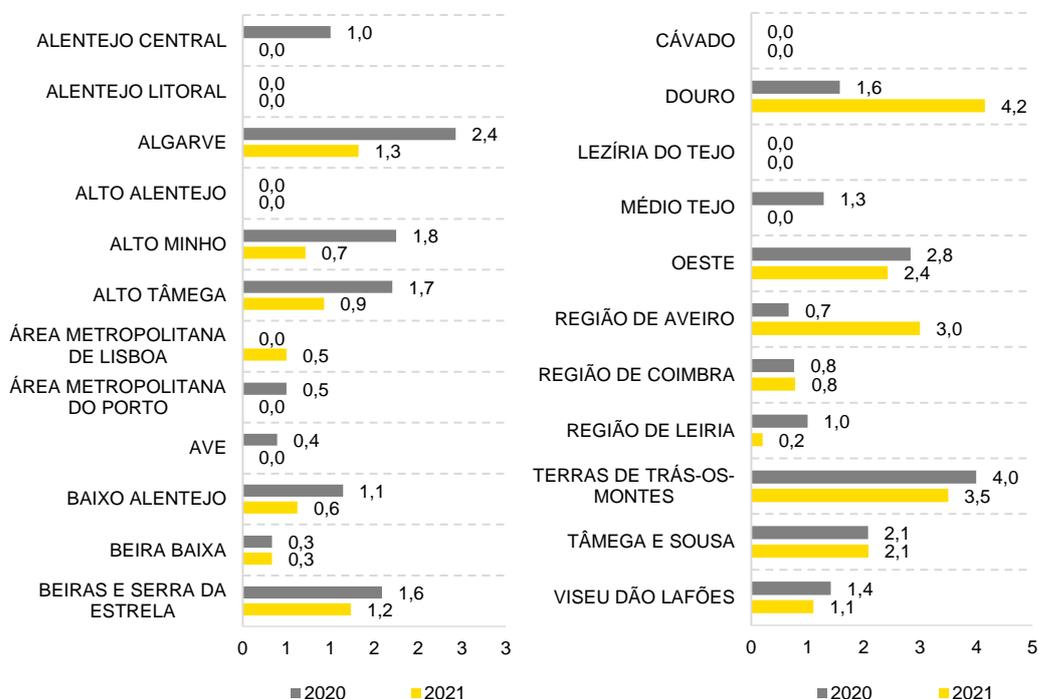


Gráfico 3.8 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2020 e 2021.

3.2. Continuidade de Serviço da rede MT

3.2.1. Caracterização das interrupções

Da mesma forma que para a rede AT, de seguida apresenta-se uma caracterização das interrupções acidentais e previstas, na rede MT, verificadas em 2021.

Interrupções Acidentais MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	8 707	28	8 735
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	5 606	51	5 657
TOTAL		14 313	79	14 392

Tabela 3.5 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais

Interrupções Previstas MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	3	0	3
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	106	9	115
TOTAL		109	9	118

Tabela 3.6 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções previstas.

Nota: Na coluna “Outras” estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede MT, que tiveram origem noutras redes ou instalações, nomeadamente RNT, rede AT, rede BT e clientes MT.

O gráfico seguinte ilustra a distribuição de interrupções acidentais e previstas na rede MT, considerando as respetivas durações e origens.

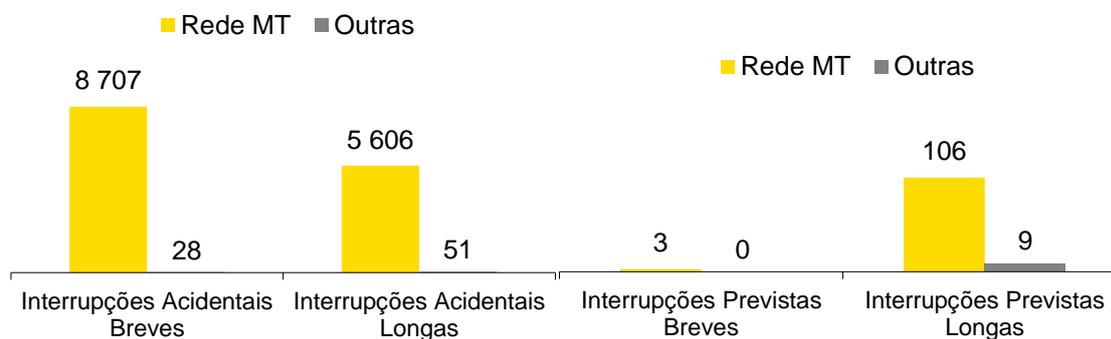


Gráfico 3.9 – Distribuição de interrupções na rede MT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

Relativamente às interrupções acidentais longas, verifica-se que 99% destas interrupções têm origem na rede MT e apenas 1% têm origem nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 40% do total de interrupções que ocorreram na rede MT, sendo que 90,3% são resultantes de causas “Próprias”, conforme se verifica no gráfico seguinte.

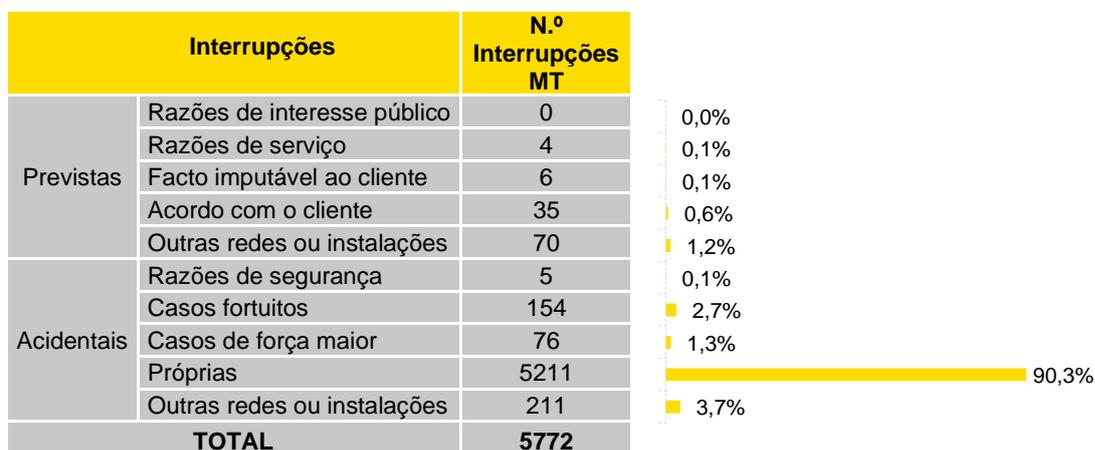


Gráfico 3.10 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, MT.

3.2.2. Evolução dos indicadores gerais para instalações de consumo

De seguida são apresentados os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI MT, SAIDI MT, TIEPI MT, END MT e MAIFI MT, bem como a sua

desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III⁵, resultantes de interrupções longas acidentais e previstas. No Gráfico 3.11 apresenta-se a evolução mensal acumulada do TIEPI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. Apesar do forte impacto de fatores climáticos nas infraestruturas de distribuição (com maior expressão na depressão Hortense ocorrida em 21 e 22 de janeiro e no fenómeno Rio Atmosférico ocorrido nos dias 29 e 30 de outubro), foi possível atingir, em 2021, um TIEPI MT de 47,53 minutos, correspondendo ao melhor desempenho de sempre.

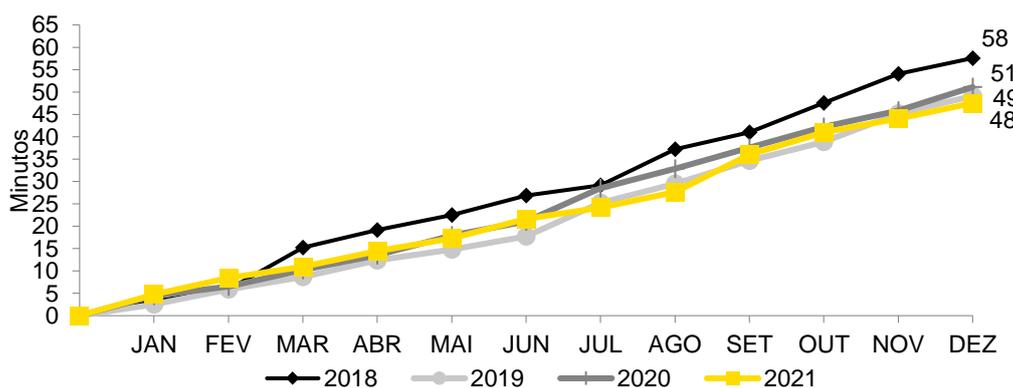


Gráfico 3.11 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

No Gráfico 3.12 apresenta-se a evolução mensal acumulada do SAIDI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. À semelhança do indicador apresentado anteriormente, o SAIDI MT obteve o melhor desempenho de sempre no ano de 2021.

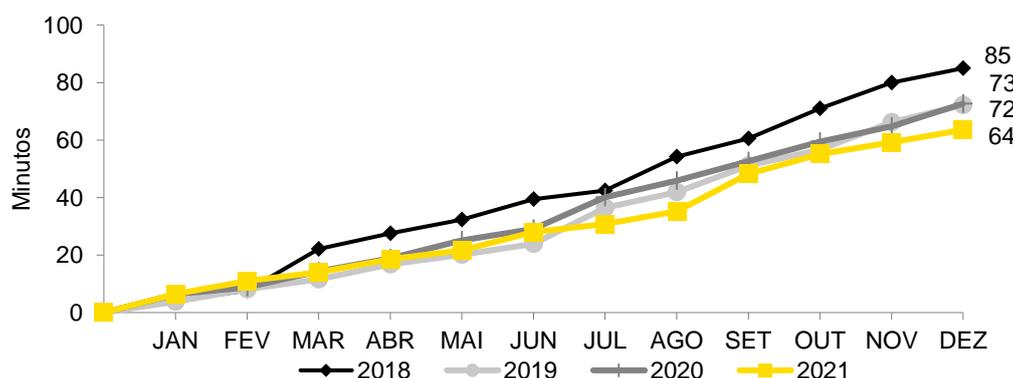


Gráfico 3.12 – Evolução mensal acumulada SAIDI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

⁵ Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.E-REDES.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

Na Tabela 3.7 apresenta-se, de forma resumida, os resultados obtidos para os indicadores de continuidade de serviço da rede MT, nos dois últimos anos e por zona de qualidade de serviço.

Indicadores		Ano 2020	Ano 2021	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2020	2021	2020	2021	2020	2021
TIEPI MT (min)	Acidentais	51,10	47,41	26,71	29,07	41,64	45,84	70,62	58,98
	Previstas	0,02	0,11	0	0	0	0	0,03	0,24
END MT (MWh)	Acidentais	3541,14	3310,21	499,14	549,10	757,75	842,20	2284,25	1918,92
	Previstas	1,17	7,45	0	0	0	0	1,17	7,45
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,75	1,63	0,72	0,79	1,17	1,22	2,13	1,92
	Previstas	0,00	0,00	0	0	0	0	0,00	0,00
SAIDI MT (min)	Acidentais	72,64	63,30	29,67	32,94	46,47	49,13	89,27	73,84
	Previstas	0,04	0,27	0	0	0	0	0,06	0,40
MAIFI MT (nº)	Acidentais	9,32	8,82	1,49	1,43	4,03	3,83	12,49	11,82
	Previstas	0,01	0,00	0,00	0	0,01	0,00	0,01	0,00

Tabela 3.7 – Indicadores da rede MT para instalações de consumo por zonas de qualidade de serviço

Através dos valores apresentados, e à semelhança do TIEPI MT, constata-se que todos os indicadores representados apresentam um excelente desempenho e uma melhoria face a 2020. O SAIDI MT é o que apresenta a evolução mais positiva, com uma variação de 13%.

No caso do indicador TIEPI MT (Gráfico 3.13), foram registadas melhorias significativas face a 2020 em 16 regiões, com reduções compreendidas entre os 1,3% e os 70%.

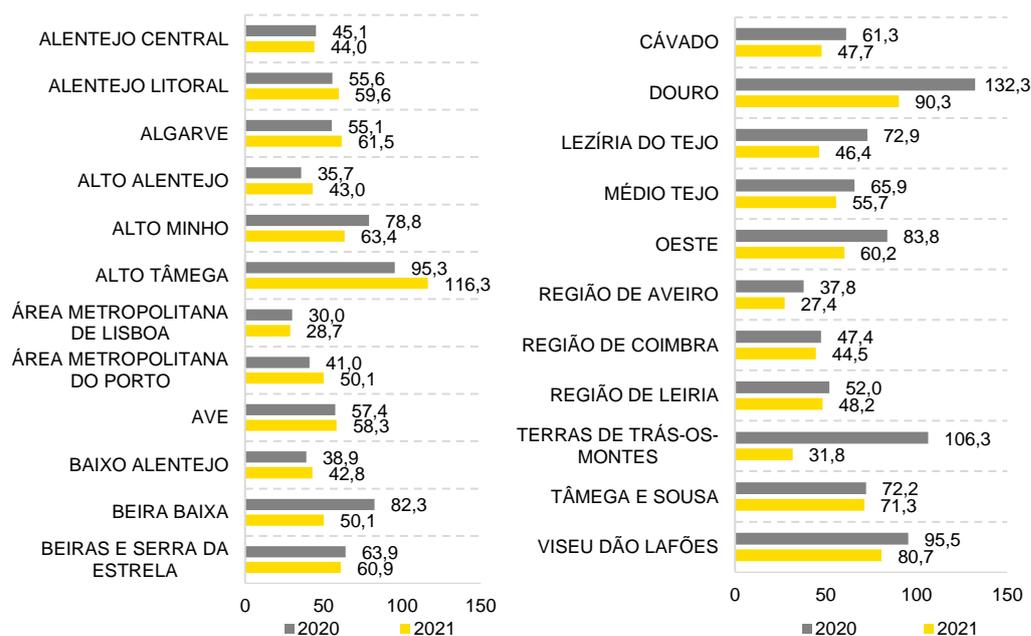


Gráfico 3.13 – Indicador TIEPI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

Relativamente ao indicador END MT (Gráfico 3.14) constata-se uma melhoria significativa em 16 regiões, tendo a Região de Trás-os-Montes a evolução mais favorável em cerca de 70%

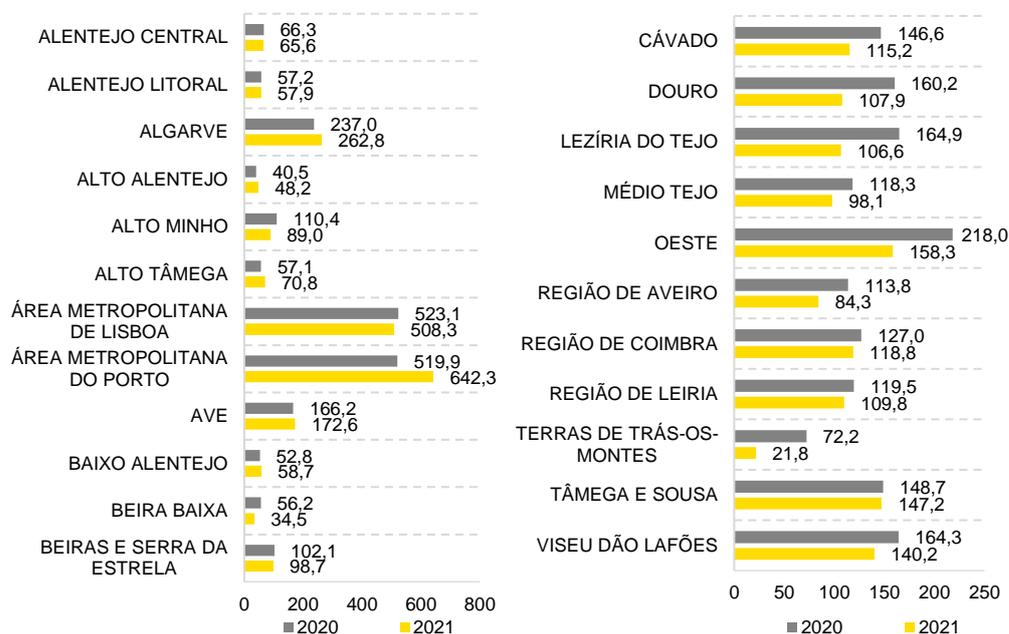


Gráfico 3.14 – Indicador END MT (MWh), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.15), relativamente a 2020 foi registada em 17 regiões uma melhoria significativa com reduções compreendidas entre os 0,7% e os 46%.

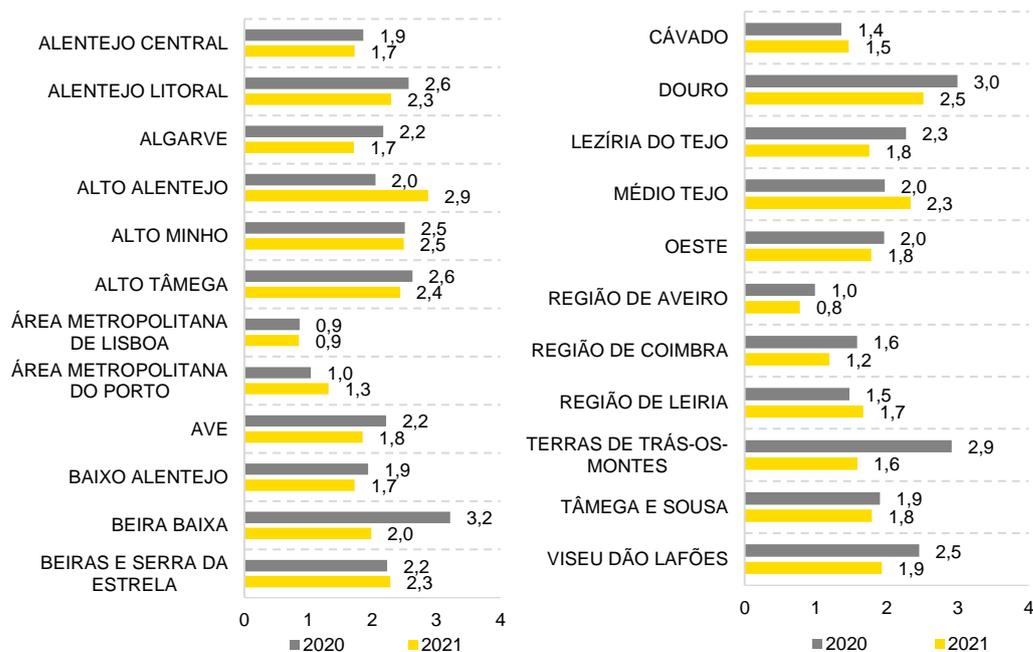


Gráfico 3.15 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No que diz respeito ao indicador SAIDI MT (Gráfico 3.16) foram registadas melhorias consideráveis em 17 regiões, com reduções compreendidas entre os 0,4% e os 64%.

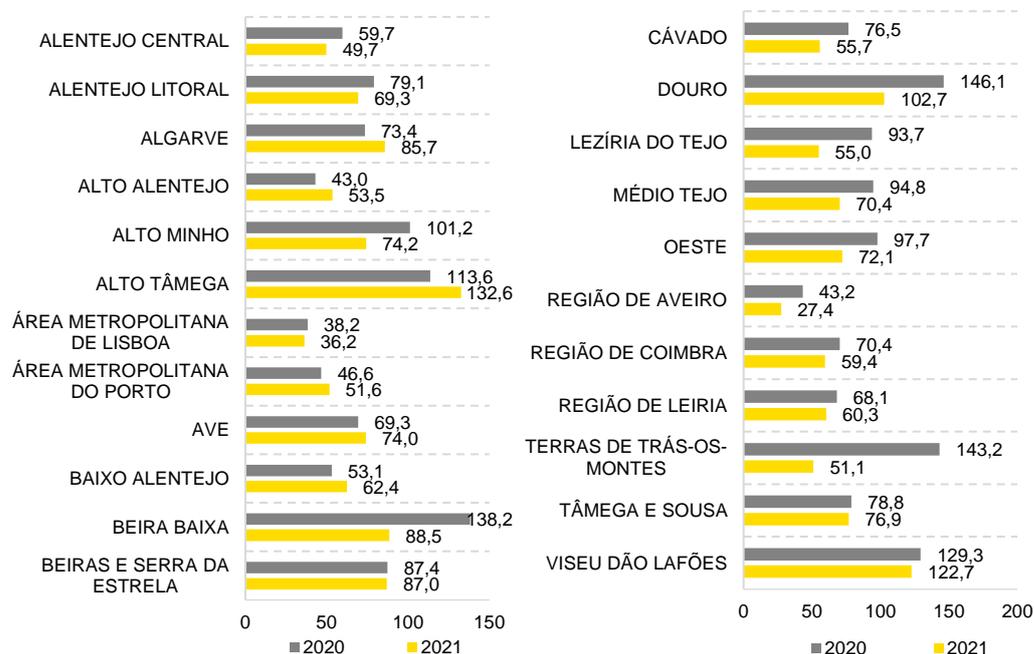


Gráfico 3.16 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

O indicador MAIFI MT (Gráfico 3.17) apresentou este ano uma melhoria face a 2020 em 15 regiões do país, sendo as regiões do Alto Minho e Baixo Alentejo Litoral as que mais se destacam, com uma diminuição na ordem dos 24%.

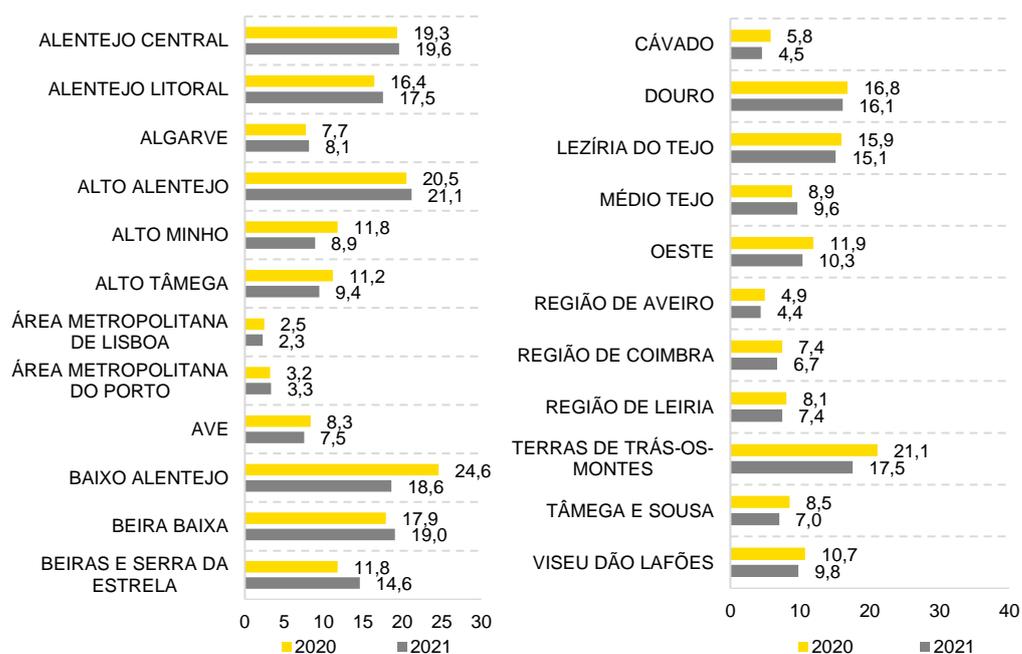


Gráfico 3.17 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

Os indicadores de continuidade de serviço alcançados pelas redes elétricas de distribuição em 2021 representam uma excelente *performance* e traduzem a consolidação e sustentabilidade da trajetória de melhoria conseguida nos últimos anos.

3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais

Conforme estabelecido no RQS, no Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no Setor Elétrico e no Setor do Gás Natural”, apresentam-se de seguida os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos para os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT e os respetivos valores atingidos pela rede MT em 2021.

Indicadores	Zonas de Qualidade de Serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI MT (n.º)	3	0,79	5	1,22	7	1,92
SAIDI MT (min)	180	32,94	240	49,13	420	73,84

Tabela 3.8 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

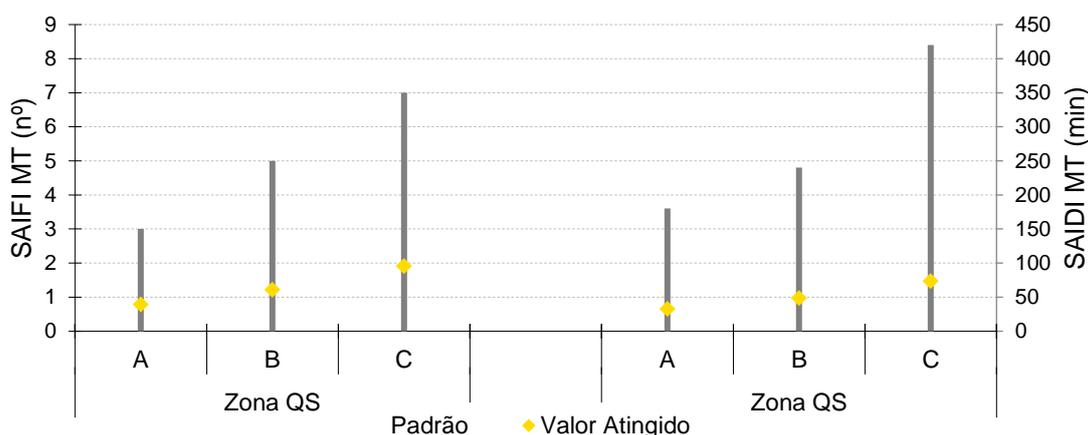


Gráfico 3.18 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 3.8 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.18), conclui-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas de qualidade de serviço.

3.2.4. Incidentes mais significativos

Os eventos referidos em 3.1.3, como tendo maior impacto na rede AT, são igualmente os incidentes que mais condicionaram o desempenho da rede MT em 2021. O impacto dos eventos mencionados pode ser analisado em maior detalhe no capítulo 5, onde se evidencia o forte impacto na rede MT.

3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede MT em 2021, e do mesmo modo que para a rede AT, apresentam-se de seguida os indicadores gerais de continuidade de serviço para instalações de produção SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2020	Ano 2021	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2020	2021	2020	2021	2020	2021
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,86	1,69	1,30	0,64	0,97	1,49	1,93	1,72
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
SAIDI MT (min)	Acidentais	77,63	91,59	74,18	9,88	21,25	76,66	81,25	93,96
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
MAIFI MT (nº)	Acidentais	9,08	8,53	4,42	5,95	3,95	4,42	9,55	8,80
	Previstas	0,03	0,00	0,06	0	0,06	0	0,02	0,00

Tabela 3.9 – Indicadores da rede MT, para instalações de produção, por zonas de qualidade de serviço

No caso do indicador SAIFI MT (Gráfico 3.19), verifica-se que, em 2021, 15 das 23 NUTS III apresentam duas ou menos interrupções.

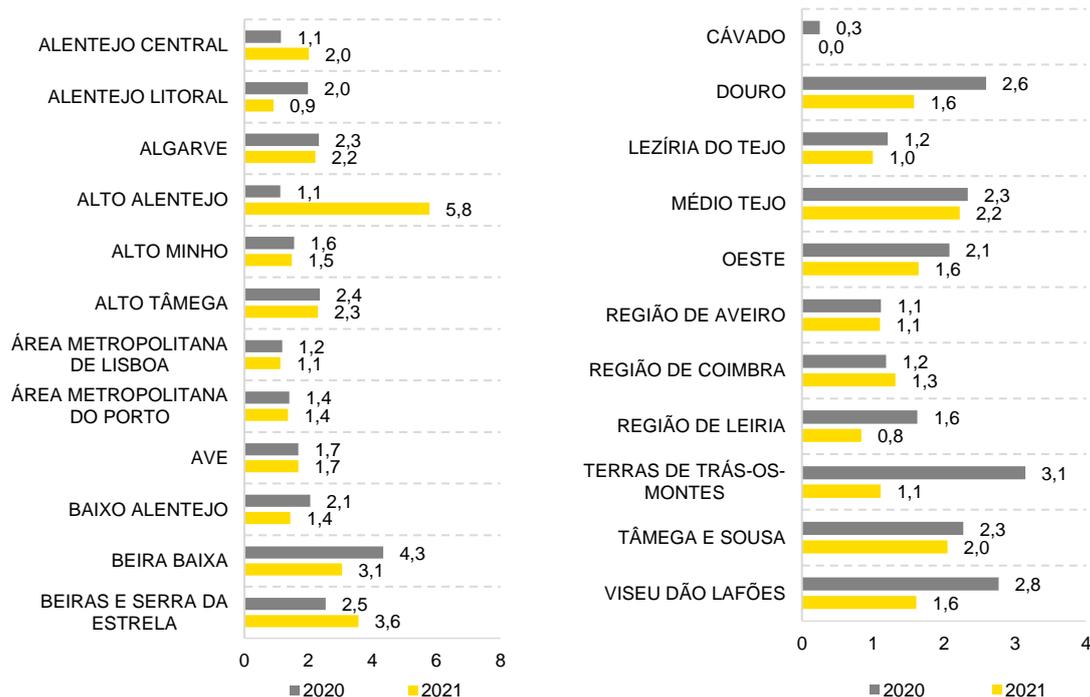


Gráfico 3.19 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No caso do indicador SAIDI MT (Gráfico 3.20), verifica-se que, em 2021, 15 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, uma duração inferior a 100 minutos.

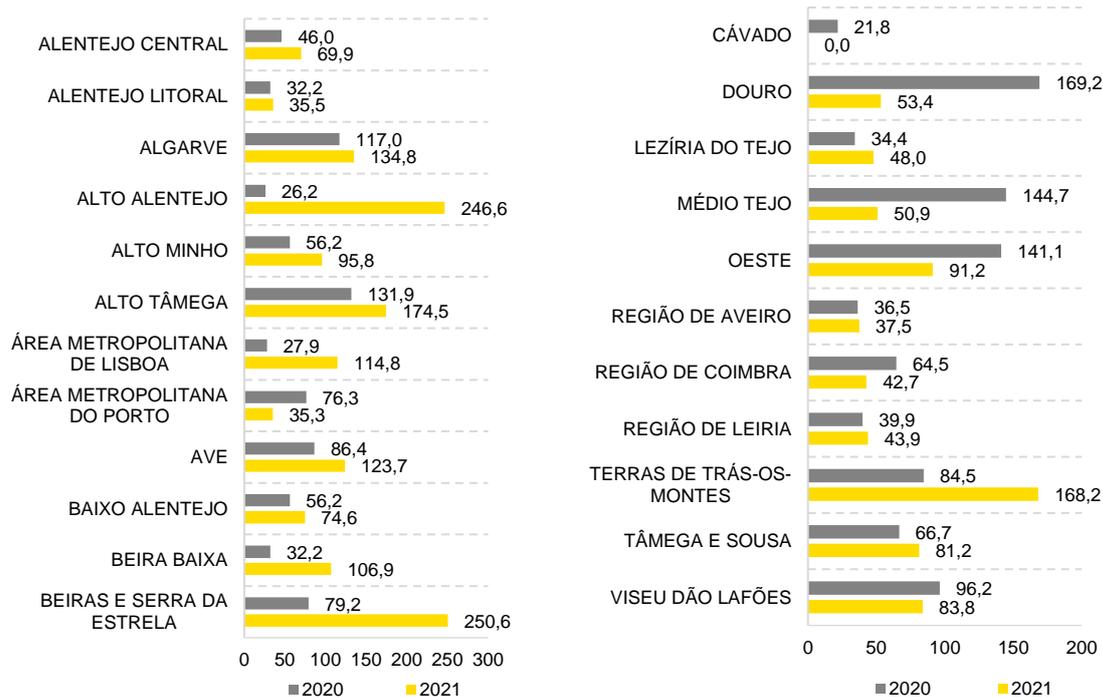


Gráfico 3.20 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

No caso do indicador MAIFI MT (Gráfico 3.21), verifica-se que 16 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, um valor inferior a 10 interrupções.

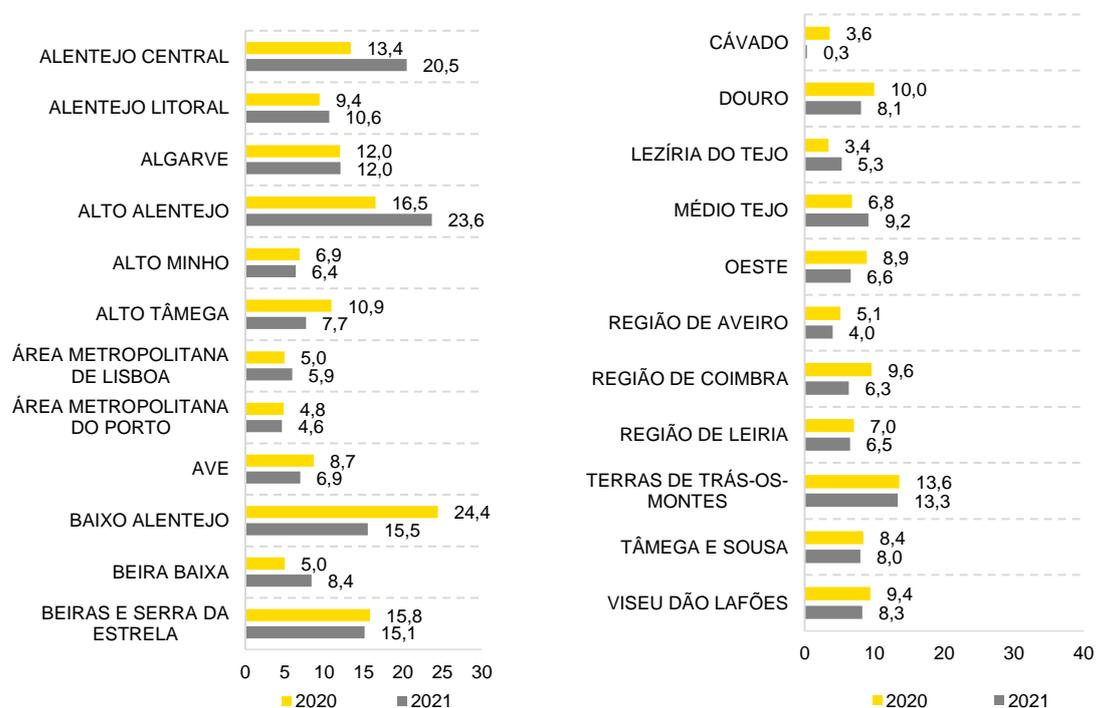


Gráfico 3.21 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2020 e 2021

3.3. Continuidade de Serviço da rede BT

3.3.1. Caracterização das interrupções

Como balanço global da continuidade de serviço da rede BT apresenta-se uma caracterização das interrupções longas, acidentais e previstas, verificadas em 2021.

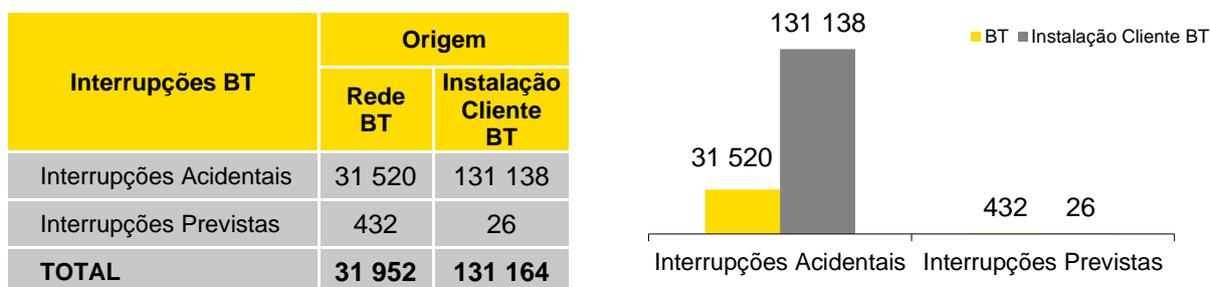


Gráfico 3.22 – Distribuição de interrupções longas na rede BT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

Relativamente aos dados apresentados, é de realçar o elevado número de interrupções acidentais com origem nas instalações dos clientes BT, comparativamente com as registadas nas redes BT da E-REDES, representando 80% do total de interrupções (acidentais e previstas). No que diz respeito às interrupções longas, com origem na rede de distribuição, nos vários níveis de tensão, verifica-se que as causas “Próprias” contribuem com cerca de 95% para o total das interrupções BT.

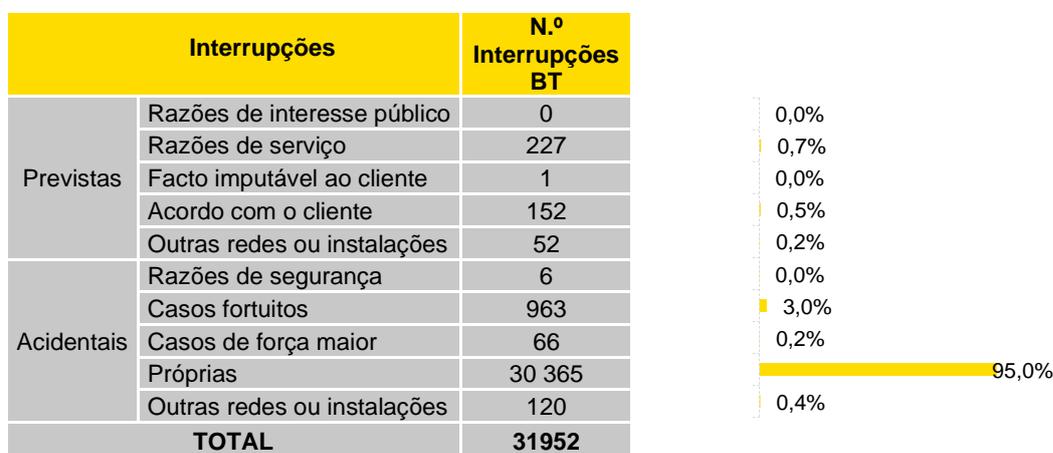


Gráfico 3.23 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, BT

3.3.2. Evolução dos indicadores gerais

De seguida apresentam-se os valores globais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT para a rede de distribuição BT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade

de serviço e regiões NUTS III⁶, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2020	Ano 2021	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2020	2021	2020	2021	2020	2021
SAIFI BT (nº)	Acidentais	1,56	1,52	0,80	0,90	1,25	1,33	2,23	2,03
	Previstas	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00
SAIDI BT (min)	Acidentais	73,16	75,48	41,68	53,46	56,93	69,42	102,83	92,77
	Previstas	0,50	1,26	0,54	1,38	0,59	1,52	0,41	1,02

Tabela 3.10 – Indicadores da rede BT globais e por zonas de qualidade de serviço

Analisando os resultados obtidos para a rede BT, verifica-se que apenas o indicador SAIDI BT apresenta um ligeiro aumento comparativamente a 2020, na ordem dos 4%

No caso do indicador SAIFI BT (Gráfico 3.24) foi registada em 13 regiões uma melhoria com reduções compreendidas entre os 0,7% e os 48%.

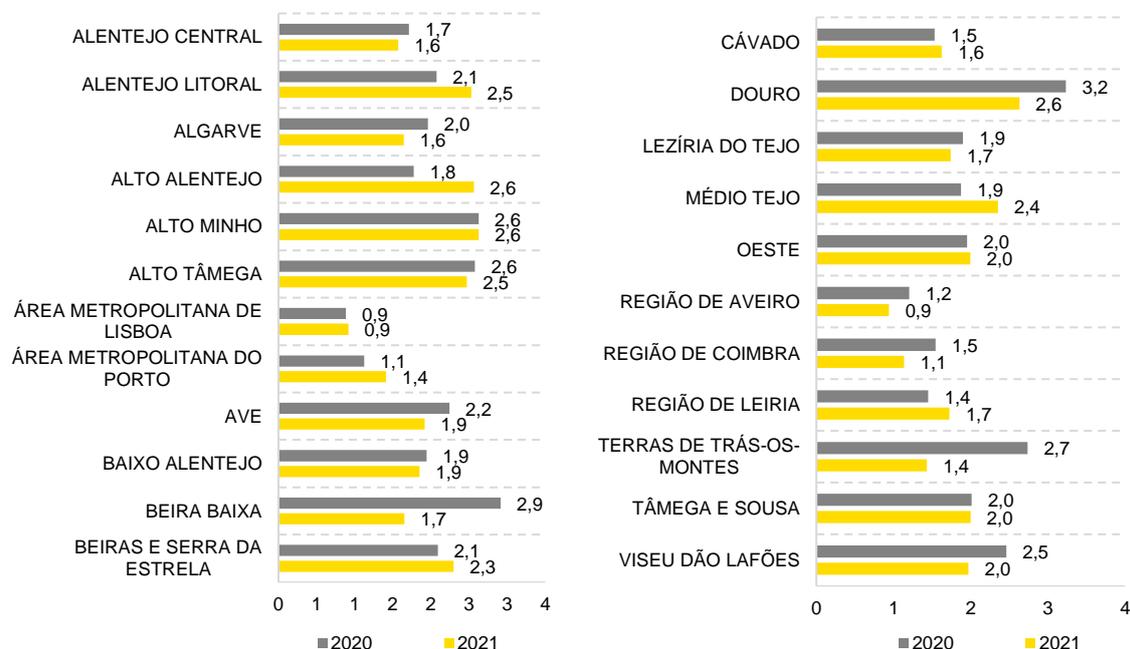


Gráfico 3.24 – Indicador SAIFI BT (n.º) por regiões NUTS III em 2020 e 2021

Relativamente ao indicador SAIDI BT (Gráfico 3.25), foram registadas em 12 regiões melhorias com reduções compreendidas entre 1% e 61%.

⁶ Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

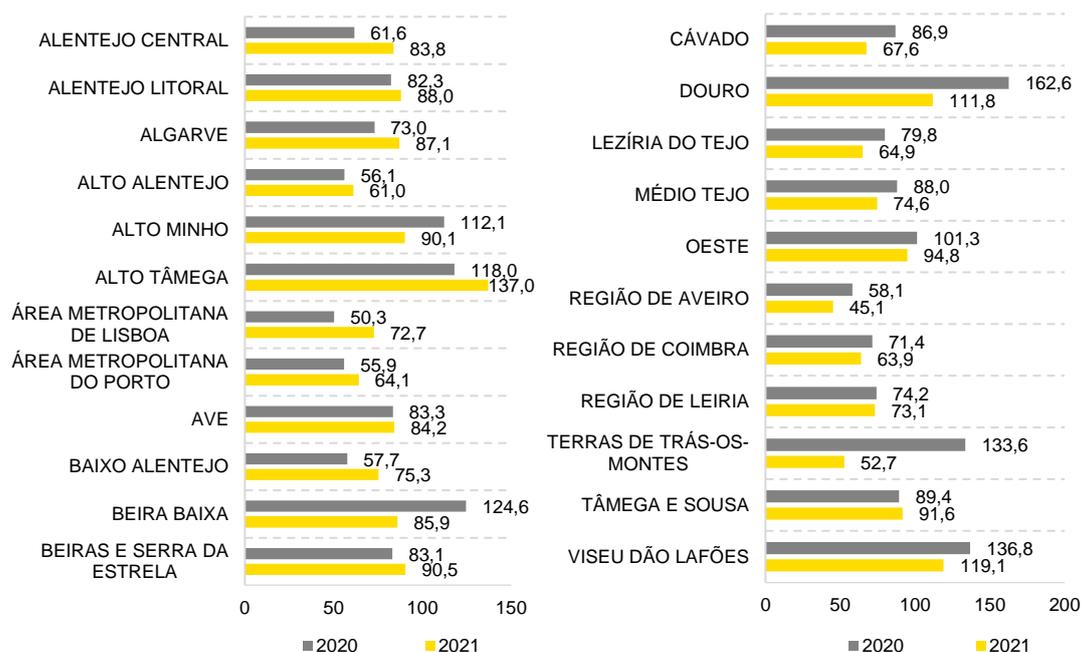


Gráfico 3.25 – Indicador SAIDI BT (min) por regiões NUTS III em 2020 e 2021

Analisando os resultados obtidos, em relação ao ano de 2020, verifica-se uma melhoria dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em 13 e 12 regiões, respetivamente.

3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais

Conforme estabelecido no RQS, Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no Setor Elétrico e no Setor do Gás Natural”, apresentam-se de seguida os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos para os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT e os respetivos valores atingidos pela rede BT em 2021.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT (nº)	3	0,90	5	1,33	7	2,03
SAIDI BT (min)	180	53,46	300	69,42	480	92,77

Tabela 3.11 - Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

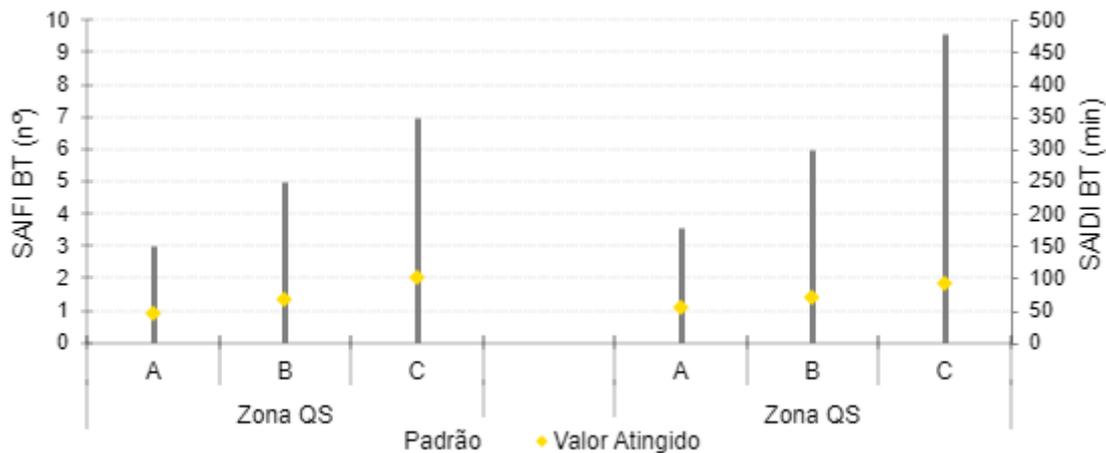


Gráfico 3.26 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

Através dos valores apresentados na Tabela 3.11 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.26), pode concluir-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas de qualidade de serviço.

3.4. Qualidade de Energia Elétrica

A E-REDES, como operador de rede de distribuição totalmente comprometido em fornecer um elevado nível de qualidade de serviço, tem vindo a monitorizar sistematicamente a Qualidade de Energia Elétrica da rede de distribuição, desde o ano 2001. Para o efeito, a Empresa tem vindo a desenvolver um ambicioso programa de monitorização da QEE, suportado numa plataforma tecnológica, que assegura:

- O cumprimento dos requisitos regulamentares;
- A caracterização da QEE na rede de distribuição, suportando a implementação de ações de melhoria contínua;
- A identificação do impacto de eventuais perturbações de tensão.

Neste ponto, referente à vertente QEE, é apresentada informação sobre o programa de monitorização, nomeadamente quanto à execução do Plano de Monitorização da QEE durante o ano de 2021, sobre os resultados das monitorizações efetuadas de acordo com o referido plano, bem como a análise dos principais resultados obtidos.

Decorrente da aplicação do RQS, em vigor no ano de submissão do plano, mais concretamente do Procedimento n.º 7 do MPQS, o plano de monitorização da QEE da RND prevê a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT, com um mínimo de 68 em monitorização permanente em 1 de janeiro de 2018. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente considera um acréscimo anual mínimo de 7. Nas subestações não abrangidas por este tipo de monitorização, a

monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

O mesmo procedimento estabelece que nos concelhos em que o operador da RND tenha também a concessão de ORD de BT, a monitorização da QEE deve ser efetuada num período máximo de quatro anos nos barramentos BT de, pelo menos, dois PTD de cada concelho, através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

Neste contexto, a E-REDES assegura a execução de um plano bianual de monitorização de um conjunto de pontos selecionados da rede de distribuição. A seleção dos pontos teve em consideração, nomeadamente, uma distribuição geográfica equilibrada, bem como a identificação dos clientes mais suscetíveis a variações da qualidade de tensão. Desta forma, são analisadas as características de tensão registadas durante as campanhas de monitorização de acordo com o estipulado pela norma NP EN 50160.

Nos termos estabelecidos nos referidos RQS e MPQS, a E-REDES submeteu à aprovação da ERSE o Plano de Monitorização da QEE para o biénio 2020-2021, identificando os PTD e as subestações AT/MT a monitorizar em regime temporário ou permanente, bem como os respetivos critérios de seleção considerados. O referido plano de monitorização encontra-se disponível na página da E-REDES⁷.

3.4.1. Plano de monitorização da QEE

Durante o ano de 2021, foram monitorizadas as seguintes instalações, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, definido para a RND em MT e rede de distribuição em BT, para o biénio 2020-2021:

- 30 subestações AT/MT (48 barramentos MT), em monitorização periódica - anual;
- 89 subestações AT/MT (143 barramentos MT), em monitorização permanente;
- 169 PTD, em monitorização periódica - trimestral.

Na caracterização do grau de cumprimento da execução do plano, no período em análise, destacam-se as seguintes conclusões:

- cumprimento do número total de monitorizações previstas, para subestações AT/MT e PTD;

⁷ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

- todos os pontos de medida respeitaram o respetivo tempo máximo de não medição estipulado.

Considerando que num período máximo de 4 anos deve ser efetuada a monitorização da QEE nos barramentos BT de, pelo menos, 2 PTD de cada concelho (total de 278 concelhos em Portugal continental), os 673 PTD monitorizados nos dois anos de vigência do anterior plano bianual de monitorização e nos dois anos de vigência do atual plano bianual estão alinhados com o universo regulamentar previsto para os 4 anos: 2018-2021.

Tendo por base o universo global de subestações AT/MT em exploração em 2021, estiveram em monitorização periódica anual cerca de 8% de subestações e cerca de 23% em monitorização permanente, num total de 31%.

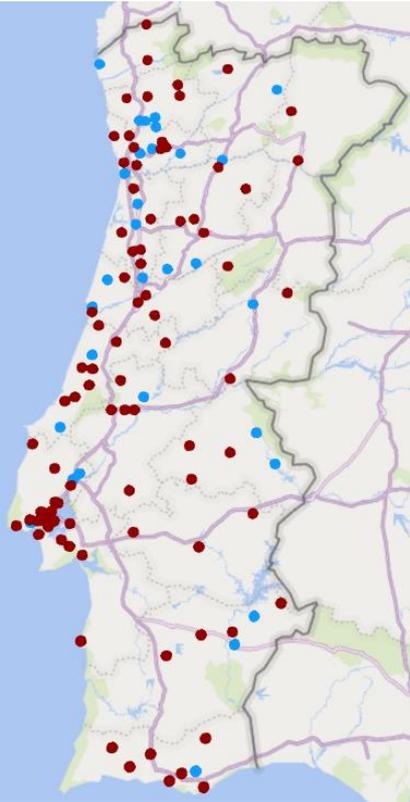
NUTS III	Subestação		NUTS III	Subestação	
Alto Minho	Âncora		Médio Tejo	Entroncamento	
	Mogueiras			Ourem	
	Troviscoso			Santa Cita	
Cávado	Lijó		Serrada Grande	Oeste	Vila Moreira
	São Martinho de Dume		Alcobaca		
Ave	Cançada		Cela		Lourinhã
	Ermal		Merceana		Sancheira
	Pevidém		Vale Tejo		Coruche
	Requião				
Alto Tâmega	Ruivães			Lezíria do Tejo	Espadanal
	Morgade				
Terras de Trás-os-Montes	Valpaços			Alto Alentejo	Alter do Chão
	Mirandela				Arronches
Tâmega e Sousa	Bustelo				Maranhão
	Lousada				Ponte Sor
	Marco de Canaveses				São Vicente
	Santiago de Subarifana				
Área Metropolitana do Porto	Alfena			Área Metropolitana de Lisboa	Areias
	Mindelo				Arroja
	Muro				Camarate
	São Martinho do Campo				Caneças
	Valongo				Cascais
	Jovim				Mercado
	Rebordosa				Póvoa
	Santa Marinha				São Marcos
	Serzedo				Alto do Lumiar
	Feira				Boavista
Oliveira de Azeméis			Leião		
Região de Aveiro	Barrô				Luz
	Esqueira				Marvila
	Mogofores				Parque
	Oliveira do Bairro				Santa Marta
	Sever do Vouga				Venteira
	Vista Alegre				Costa da Caparica
					Quinta do Anjo
Douro	Lamego				São Francisco
	Varosa			Terroa	
	Vila da Rua			Vila Chã	
	Açoreira			Borba	
Viseu Dão-Lafões	Carregal do Sal			Évora	
	Gumie			Vendas Novas	
	Viseu			Monte Feio	
Beiras e Serra da Estrela	Vouzela			Alentejo Litoral	Aljustrel
	Seia				Amareleja
Região de Coimbra	Fundão			Baixo Alentejo	Beja
	Antanhol				Brinches
	Cantanhede				Moura
	Corrente				Serpa
	Gala				Cachopo
	Miranda do Corvo			Loulé	
	Mortágua			Monchique	
	Pampilhosa			Olhão	
Beira Baixa	São Julião			Algarve	São Bartolomeu
	Tocha				Messines
	Meimoa				São Brás de Alportel
Região de Leiria	Vila Velha de Rodão				Silves
	Louriçal				Vilamoura B
	Marinha Grande				
	Ortigosa				
	Parceiros				
	Pedrogão				
	Pombal				
	São Jorge				

Gráfico 3.27 - Subestações AT/MT com monitorização da QEE em 2021

3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT

Os resultados das monitorizações efetuadas, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, em subestações da rede de distribuição, encontram-se disponíveis na página da E-REDES⁸.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a qualidade de energia observada nos pontos de medida, salientando-se a alta percentagem de valores conformes.

⁸ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão

Para avaliação das características de tensão, em regime permanente, foram considerados todos os registos de tensão, efetuados em intervalos de 10 minutos (10 segundos no caso da frequência), com as seguintes exceções:

- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, na avaliação do valor eficaz da tensão;
- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, cavas de tensão ou sobretensões na avaliação das restantes características de tensão (tremulação ou *flicker*, desequilíbrio de tensões, frequência fundamental e distorção harmónica).

Tendo em consideração os dados registados nos 191 barramentos MT monitorizados, num total de 9.695 semanas analisadas, é apresentada no Gráfico 3.28 uma análise evolutiva, para o período 2020-2021, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT, alvo de monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2021, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, passou de 82 para 89.

Da análise do gráfico conclui-se que, para 2021 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 191 barramentos MT das 119 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 0,15% na tremulação/*flicker* e 0,20% na distorção harmónica de tensão.

Em 2021, o valor eficaz da tensão, o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Nas restantes características de tensão, continuou a registar-se uma percentagem de conformidade muito próxima de 100%.

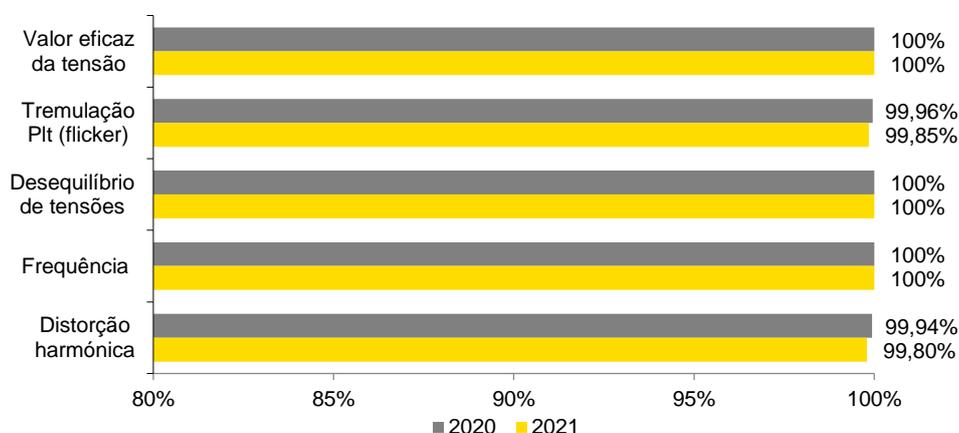


Gráfico 3.28 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos MT no período 2020-2021

3.4.2.2. Eventos de tensão

Tendo em consideração os eventos de tensão registados nos 191 barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise sobre cavas de tensão e sobretensões.

Na análise comparativa com 2020, no que diz respeito à caracterização de cavas de tensão e sobretensões, é de notar que o universo de subestações AT/MT, com monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2021, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, registou um acréscimo de 7, passando a ser de 89.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica, previsto na EN 61000-4-30, e temporal de 3 minutos, de acordo com o proposto pela norma NP EN 50160. Foi também seguida a recomendação da norma NP EN 50160 de que, nas redes MT, devem ser analisadas as tensões fase-fase.

Na Tabela 3.12 e no Gráfico 3.29 é apresentado o número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	52,0	5,7	4,4	0,3	0,0
80 > u ≥ 70	15,8	1,9	1,4	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	14,0	2,9	2,1	0,0	0,0
40 > u ≥ 5	3,5	1,8	0,4	0,0	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.12 – Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2021

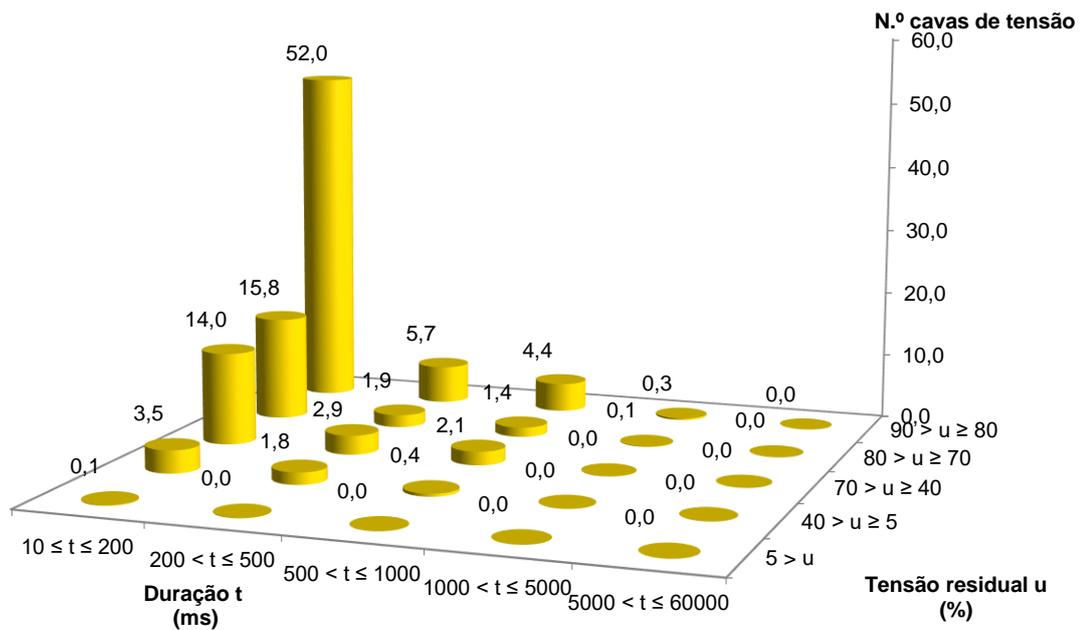


Gráfico 3.29 - N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2021

No Gráfico 3.30 é apresentada a evolução, para o período 2020-2021, do número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado.

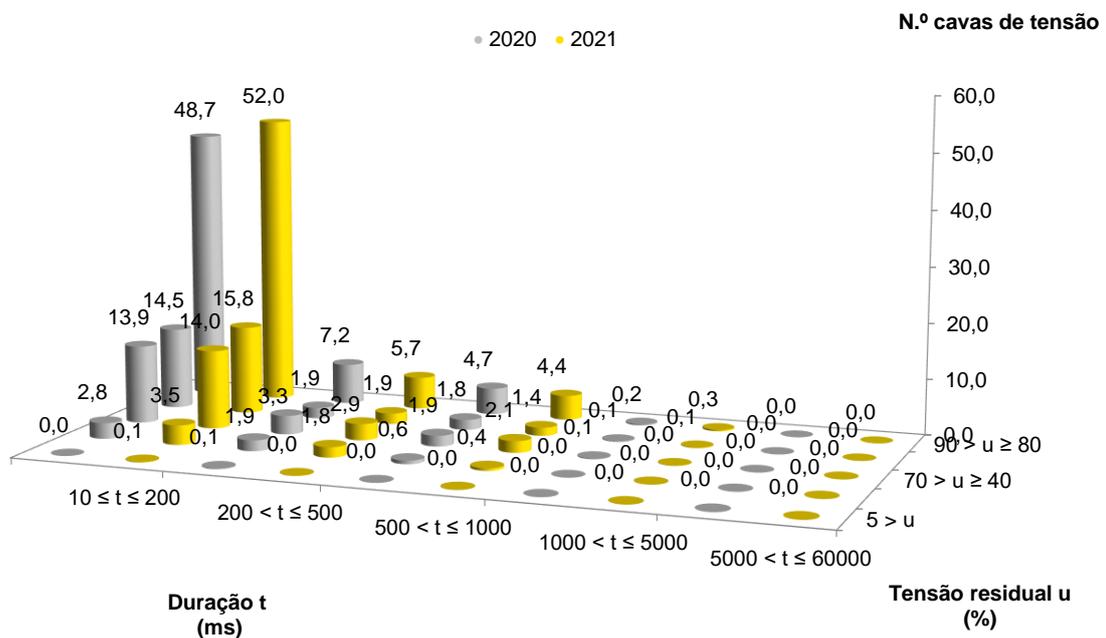


Gráfico 3.30 - Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2020-2021

Salienta-se que, do total de cavas de tensão registadas, cerca de 89% em 2020 e cerca de 90% em 2021 teve uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Na Tabela 3.13 e no Gráfico 3.31 é apresentado o número médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u \geq 120$	0,0	0,0	0,0
$120 > u > 110$	0,1	0,0	0,0

Tabela 3.13 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2021

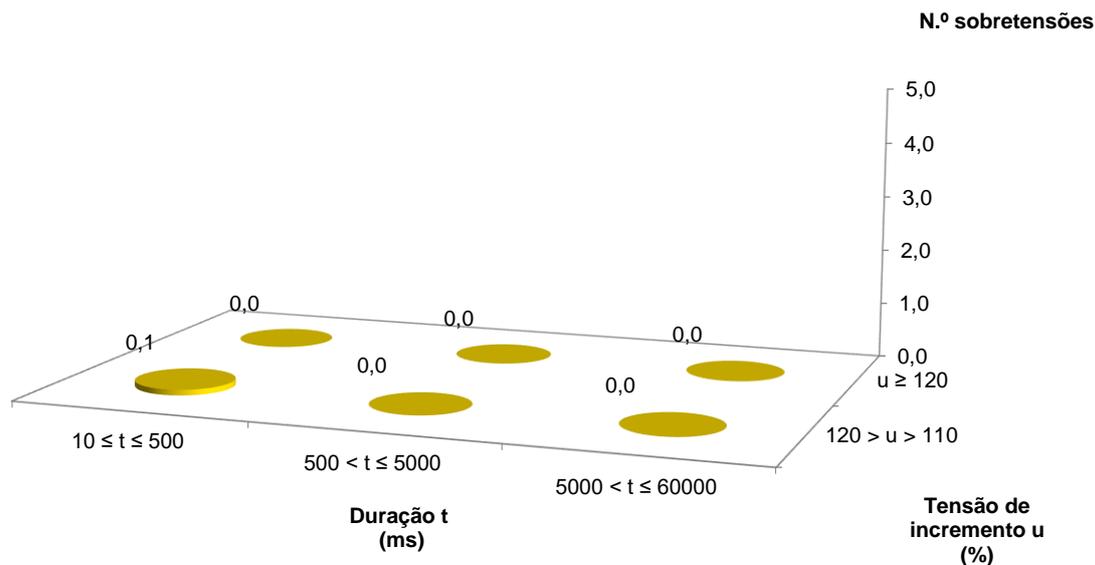


Gráfico 3.31 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2021

Salienta-se, tal como em 2020, o reduzido número médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado.

3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição

Os resultados das monitorizações efetuadas em PTD, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, encontram-se disponíveis na página da E-REDES⁹.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE registada nos pontos de medida, salientando-se a alta percentagem de valores conformes.

Tal como na análise dos resultados obtidos em subestações AT/MT, para a avaliação das características de tensão, em regime permanente, foram considerados todos os registos de tensão, efetuados em intervalos de 10 minutos (10 segundos no caso da frequência), com as seguintes exceções:

⁹ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, na avaliação do valor eficaz da tensão;
- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, cavas de tensão ou sobretensões, na avaliação das restantes características de tensão (tremulação/*flicker*, desequilíbrio de tensões, frequência fundamental e distorção harmónica).

Considerando os dados registados nos 169 barramentos BT monitorizados, num total de 1.888 semanas analisadas, é apresentada, no Gráfico 3.32, uma análise evolutiva, para o período 2020-2021, da conformidade de tensão em barramentos BT. De notar que o universo de PTD alvo de monitorização periódica varia em cada ano.

Da análise do referido gráfico conclui-se que, para 2021 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 169 barramentos BT monitorizados apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 3,23% de semanas não conformes no valor eficaz de tensão, 1,96% na tremulação/*flicker* e 0,16% na distorção harmónica de tensão.

Comparativamente a 2020, em 2021 o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Relativamente às restantes características de tensão, todas registaram um nível de conformidade em linha com o registado no ano anterior, embora com uma ligeira redução no valor eficaz da tensão e na tremulação/*flicker* e um ligeiro aumento na distorção harmónica.

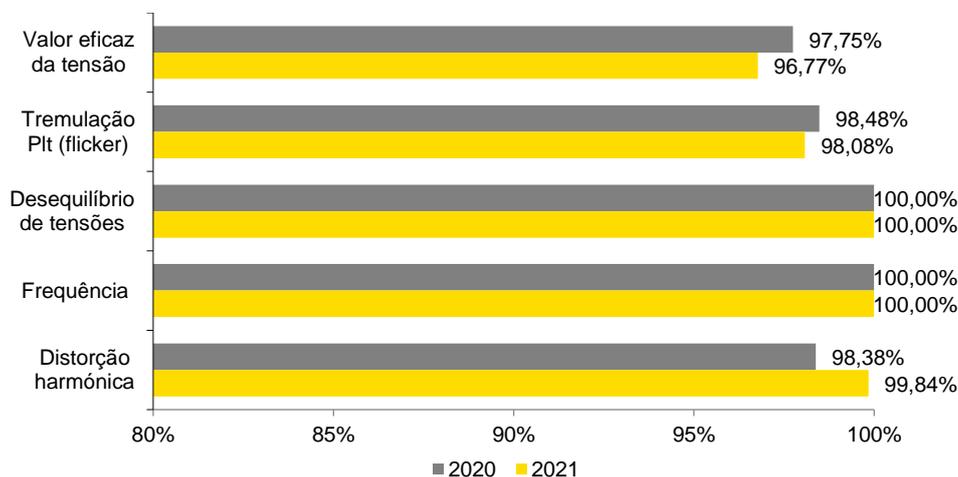


Gráfico 3.32 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos BT no período 2020-2021

3.4.4. Ações de melhoria da QEE

As situações de não conformidade detetadas no decurso das ações de monitorização da QEE foram objeto de acompanhamento e análise dedicada, tendo,

sempre que aplicável, desencadeado a adoção de medidas para garantir a conformidade das características da tensão.

3.4.4.1. Subestações AT/MT

Ao nível dos barramentos MT, apenas se verificaram situações pontuais de não conformidade na tremulação/*flicker* e na distorção harmónica de tensão.

Relativamente à tremulação/*flicker*, tratou-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância.

Quanto à distorção harmónica, tratou-se de um caso associado à 5.^a harmónica de tensão e outro associado à 6.^a harmónica de tensão, que motivaram maior vigilância e realização de um estudo mais aprofundado.

3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição

No caso particular das não conformidades no valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, todas as situações detetadas foram objeto de estudo e desencadearam, sempre que aplicável, medidas corretivas adequadas.

No que diz respeito à tremulação/*flicker*, as não conformidades verificadas correspondem a situações pontuais associadas a variações rápidas de tensão, dentro dos limites regulamentares, cujo valor da tensão residual não é suficientemente baixo para que seja registada uma cava de tensão.

Quanto à distorção harmónica, tratou-se de um caso associado à 7.^a harmónica de tensão, que motivou maior vigilância e realização de um estudo mais aprofundado.

3.5. Principais conclusões

Os indicadores de continuidade de serviço apurados para as redes elétricas de distribuição em 2021 traduzem a continuação do bom desempenho da rede de distribuição, consolidando a trajetória de melhoria continua conseguida nos últimos anos.

Apesar dos efeitos da Depressão Hortense, do fenómeno Rio Atmosférico e do Deslastre de Frequência que afetou o Sistema Elétrico Ibérico, foi possível atingir um TIEPI MT de 48 minutos, sendo o melhor desempenho de sempre atingido pela E-REDES.

Os resultados obtidos em 2021 ao nível dos indicadores SAIDI MT e SAIDI BT, que traduzem a duração total acumulada média anual, das interrupções com duração superior a 3 minutos, por ponto de entrega, das redes MT e BT, estão em linha com o bom desempenho evidenciado anteriormente, com valores totais de cerca de 64 e 77

minutos, respetivamente. À semelhança do TIEPI MT, o indicador SAIDI MT representa igualmente o melhor resultado de sempre atingido pela E-REDES.

Os indicadores SAIFI MT e SAIFI BT, que traduzem a frequência média anual das interrupções com duração superior a 3 minutos, por ponto de entrega, das redes MT e BT, e o indicador MAIFI MT, equivalente ao SAIFI MT para interrupções breves, evidenciam a manutenção da resiliência das redes, com valores de SAIFI MT, SAIFI BT e MAIFI MT de 1,63, 1,53 e 8,82 interrupções, respetivamente. Salienta-se o facto de o indicador MAIFI MT ter atingido o melhor resultado de sempre registado pela E-REDES.

Na vertente da qualidade de energia elétrica os principais resultados do plano bianual de monitorização 2020-2021, executado em 2021, em subestações AT/MT e em Postos de Transformação de Distribuição (PTD), permitem concluir que, de um modo geral, a tensão nos pontos monitorizados da rede operada pela E-REDES, cumpre os requisitos da regulamentação em vigor, em particular a norma NP EN 50160.

Tendo por base o desempenho já alcançado, é importante prosseguir uma trajetória de aumento do investimento nas redes elétricas por forma a sustentar o processo de transição energética, com incorporação de fontes renováveis intermitentes e a maior eletrificação da economia, e a desenvolver redes mais resilientes e flexíveis na resposta a fenómenos climáticos adversos.

04

Qualidade de Serviço Comercial.



4. Qualidade de Serviço Comercial

Os indicadores de qualidade de serviço objeto de análise neste capítulo referem-se aos serviços comerciais prestados pela E-REDES aos seus clientes.

O RQS estabelece, para a observação da qualidade de serviço deste âmbito, dois tipos de indicadores – gerais e individuais – em que os primeiros caracterizam o desempenho global do ORD, relativamente a um determinado aspeto do relacionamento comercial, enquanto os indicadores individuais correspondem ao desempenho do operador face a cada cliente individualmente considerado.

Na Tabela 4.1 constam os valores dos indicadores gerais verificados no ano de 2021 e os respetivos padrões.

Embora os centros de atendimento sejam objeto de avaliação centro a centro, como tal, não existindo um padrão, apresenta-se na Tabela 4.1 o valor de 94,8% para o indicador geral de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. Este valor traduz o facto de nos 5 centros de atendimento objeto de monitorização os atendimentos terem, na sua grande maioria, sido realizados com um tempo de espera até 20 minutos, correspondendo a uma melhoria de 7 p.p. face a 2020.

A actividade desenvolvida ao longo do ano de 2021 ainda ficou marcada pelo contexto da pandemia do COVID-19, cujo impacto se fez reflectir no resultado obtido pela E-REDES nalguns dos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2021 (%)
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 20 minutos , nos centros de atendimento	NA	95
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos , no atendimento telefónico para comunicação de avarias	85	78
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos , no atendimento telefónico comercial	85	65
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito e respondidos até 15 dias úteis	90	95
Percentagem de leituras locais com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias	92	84

Tabela 4.1 - Indicadores gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial (NA – Não Aplicável)

No que se refere aos indicadores individuais (Tabela 4.2), nos termos do estabelecido no RQS, o incumprimento de um indicador dá origem, no caso do incumprimento ser da responsabilidade do ORD, a que este pague uma compensação ao cliente. Em determinadas situações, se o incumprimento verificado for imputável ao

cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um montante nos termos definidos pelo RQS.

Indicador Individual		Padrão
Ligações às redes	Prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação	Serviços de ligação: 15 d.u. Construção: BT- 30 d.u., MT – 120 d.u.
Ativações	Disponibilidade de agenda para atuação no local de consumo	3 d.u. seguintes ao momento do agendamento
Desativações		
Reclamações	Tempo de resposta a reclamações	15 d.u.
Visitas Combinadas	Intervalo combinado para visita	2h30min
Assistências Técnicas	Prazo para chegada à instalação do cliente	Clientes prioritários: 2h Restantes clientes: 4h
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Prazo para chegada à instalação do cliente	Clientes BTN: 12h Restantes clientes: 8h Urgente: 4h

Tabela 4.2 - Indicadores individuais de qualidade de serviço de âmbito comercial (d.u. – dias úteis)

Nos pontos seguintes apresentam-se os valores dos indicadores obtidos no ano de 2021, sendo estes os que o regulamento estabelece como objeto de monitorização. No Capítulo 6, ponto 6.2, é feita a análise dos incumprimentos do ORD em termos dos vários indicadores individuais e dos valores das compensações pagas.

4.1. Meios de atendimento

A E-REDES disponibiliza aos seus clientes diversos meios de atendimento, nomeadamente por escrito, presencial (em pontos de atendimento) e telefónico.

4.1.1. Atendimento presencial

O RQS estabelece que o operador da rede de distribuição deve, em cada ano, informar o desempenho, em termos do atendimento, nos seus centros de atendimento presencial.

Esta análise é feita individualmente para os centros de atendimento que, no seu conjunto, tenham representado no ano anterior pelo menos 40% dos atendimentos realizados e é aferido através de um indicador geral, sem padrão, calculado pelo quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera¹⁰ inferior ou igual a 20 minutos e o número total de atendimentos, incluindo as desistências dos utilizadores do serviço com tempo de espera superior a 20 minutos.

Os números que a seguir se apresentam referem-se aos pontos de atendimento que foram objeto de monitorização, para efeitos de RQS, entre 1 de janeiro e 31 de Dezembro, nomeadamente Lisboa, Porto, Loures, Laranjeiro e Sintra. Nestes pontos foram realizados cerca de 52 mil atendimentos durante o período referido acima,

¹⁰ Medido pelo intervalo de tempo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.

correspondentes a 35,5% do total de 146 mil atendimentos registados em todos os pontos de atendimento.

Globalmente registou-se, para os cinco pontos de atendimento monitorizados, um Tempo Médio de Espera (TME) de 3,7 minutos para os atendimentos realizados, valor este que se situa 28% abaixo do TME registado em 2020 (5,2 minutos). Se se considerarem as desistências dos utilizadores, o TME registou um valor de 3,9 minutos, que se compara com 6 minutos em 2020. Em aproximadamente 95% dos atendimentos, o tempo de espera foi inferior ou igual a 20 minutos, o que representa uma melhoria de 7 p.p. face a 2020. No Gráfico 4.1 observa-se o desempenho obtido para cada um dos cinco pontos de atendimento monitorizados.

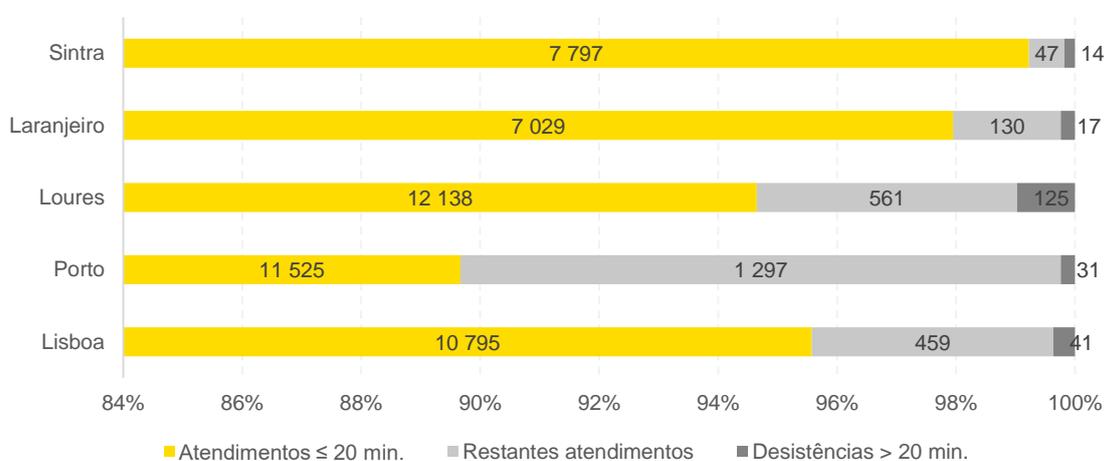


Gráfico 4.1 – Desempenho dos pontos de atendimento monitorizados.

4.1.2. Atendimento telefónico

A E-REDES, enquanto operador da rede, possui três números telefónicos que permitem a comunicação de leituras dos equipamentos de medição, a comunicação de avarias e o atendimento comercial.

A comunicação de leituras é realizada através de um sistema automático de atendimento (*Interactive Voice Response, IVR*).

O atendimento telefónico para a comunicação de avarias é avaliado através de um indicador geral referente ao tempo de espera e tem associado um padrão que estabelece que 85% das chamadas recebidas nesta linha telefónica devem ter um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. No cálculo do indicador não são consideradas as desistências com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos e a soma do número total de chamadas atendidas com as desistências com tempo de espera superior a 60 segundos.

Da leitura do Gráfico 4.2 observa-se que, em 2021, o indicador se situou nos 78%, para aproximadamente 807 mil chamadas recebidas, o que representa uma descida de 3 p.p. face a 2020. A evolução deste indicador ao longo de 2021 ainda reflecte o impacto da COVID-19, sobretudo devido ao teletrabalho e à alteração do comportamento dos clientes no contexto pandémico, e o impacto da vaga de frio verificada no início de 2021, que originou uma grande concentração de chamadas em períodos relativamente curtos.

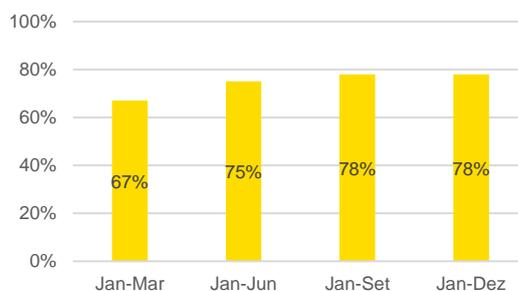


Gráfico 4.2 – Atendimento telefónico para comunicação de avarias – acumulado (%).

A linha do atendimento comercial destina-se ao tratamento de questões comerciais inerentes à atividade do ORD, em particular as ligações às redes.

O atendimento telefónico na linha comercial da E-REDES é avaliado por um indicador geral relativo ao tempo de espera, que tem associado um padrão que estabelece que 85% das chamadas recebidas nesta linha telefónica devem ter um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. No cálculo do indicador não são consideradas as desistências com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos e a soma do número total de chamadas atendidas com as desistências com tempo de espera superior a 60 segundos.

No Gráfico 4.3 observa-se que, em 2021, o indicador se situou nos 65%, para aproximadamente 1,3 milhões de chamadas recebidas, registando uma subida de 1 p.p. relativamente ao valor de 2020.

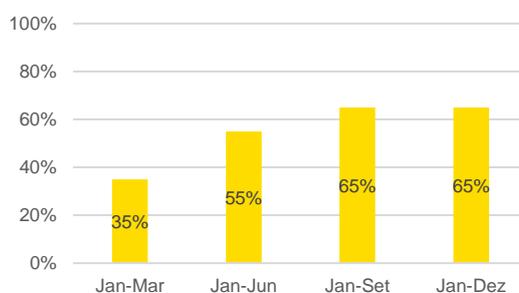


Gráfico 4.3 – Atendimento telefónico comercial – acumulado (%).

O ano 2021 decorreu ainda em contexto pandémico da COVID-19, tendo sido marcado por períodos de confinamento e por uma realidade de teletrabalho bastante expressiva, tendo o desempenho do atendimento telefónico sido fortemente afetado por diversas ocorrências:

- Vaga de frio e quatro depressões registadas durante as primeiras semanas do mês de janeiro, tendo a descida das temperaturas associadas a uma alteração do padrão de consumo da energia elétrica, resultante do incremento do teletrabalho, determinado o registo de um novo máximo de chamadas entradas e atendidas na linha de avarias (132 mil) desde a tempestade Leslie, em dezembro de 2019 (139 mil);
- Aumento do volume de chamadas por eventos atípicos em i) julho – deslastre por frequência que culminou num aumento de 340% de chamadas entradas na linha de avarias, num só dia, face à volumetria diária esperada e ii) setembro – retoma das interrupções e do processo prévio de redução temporária de potência; iii) impacto da alteração dos processos decorrente da implementação do novo sistema comercial JUMP.

Em 2021, em aproximadamente 34 mil situações, os clientes optaram por deixar o seu contacto e identificação e qual a finalidade da chamada para posterior contacto por parte do ORD (no âmbito do Regime Jurídico dos *Call Centers* – Decreto-Lei n.º 134/2009). Destas, apenas 0,04% das chamadas não foram devolvidas dentro do prazo de 2 dias úteis estabelecido pela legislação. O tempo médio do contacto posterior foi de 1,21 dias úteis. Estes valores são em tudo semelhantes a 2020, registando-se uma descida em 0,24 dias úteis no tempo médio do contacto posterior.

4.2. Pedidos de informação e reclamações

Todos os pedidos de informação e reclamações apresentados ao ORD pelos clientes são objeto de resposta.

4.2.1. Pedidos de informação

O RQS consagra obrigações específicas para o tratamento de Pedidos de Informação (PI) apresentados por escrito, sendo o desempenho do ORD avaliado através de um indicador geral de qualidade do serviço, com um padrão que define que 90% dos PI apresentados por escrito devem ser respondidos até 15 dias úteis.

A evolução deste indicador no ano de 2021 foi a que se observa no Gráfico 4.4. Foram recebidos cerca de 98 mil PI escritos, tendo o indicador registado o valor de 95% (idêntico ao valor atingido em 2020 e 5 p.p. acima do padrão).

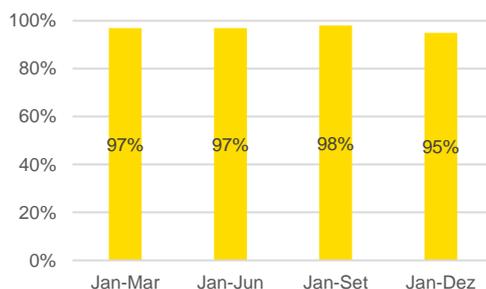


Gráfico 4.4 – PI apresentados por escrito – acumulado (%).

Os PI apresentados através de contacto telefónico devem ser respondidos de imediato ou, se tal não for possível, deve ser dada resposta no prazo máximo de 3 dias úteis a contar da data do contacto inicial do cliente¹¹.

Dada a especificidade da atividade do ORD, os PI apresentados através dos canais de contacto próprios, exigem, por vezes, para a formulação de uma resposta completa ao cliente, a interação com áreas mais operacionais da empresa, o que pode dificultar o cumprimento do prazo de três dias úteis. Em 2021, a não observação deste prazo ocorreu em 4,8% do total de PI entrados por este meio de contacto, o que corresponde a 45.192 contactos. Em 2021, a média mensal de pedidos formulados por contacto telefónico foi de 78.700, que contrasta com a média mensal de 33.700 pedidos registada em 2020. O tempo médio de resposta a estes pedidos foi de 1,17 dias úteis. Nos dois últimos trimestres do ano, registou-se uma melhoria significativa do tempo médio de resposta, com 0,78 dias úteis e 0,36 dias úteis, respectivamente no 3.º e 4.º trimestres.

4.2.2. Reclamações

A resposta a reclamações apresentadas pelos clientes é avaliada através de um indicador individual referente ao prazo máximo de resposta que, no caso do ORD, deve ser de 15 dias úteis.

O não cumprimento deste prazo, ou o não envio de uma resposta intercalar informando o reclamante das diligências que estão a ser efetuadas, dá ao cliente o direito a receber uma compensação.

Em 2021 foram recebidas cerca de 61 mil reclamações, valor que duplica o número de reclamações registadas em 2020, ano fortemente marcado pelo contexto da pandemia e em que o número de contactos decresceu na globalidade.

Os cinco temas com maior número de reclamações em 2021 estão relacionados com prejuízos, redes e infraestruturas, ordens de trabalho, leituras e equipamentos e

¹¹ Ao abrigo do Regime Jurídico dos *Call Centers* (Decreto-Lei n.º 134/2009).

ligações à rede. Registou-se uma distribuição equitativa das reclamações entradas pelos trimestres e por temas.

No segundo semestre relançou-se o Programa de Redução de Reclamações, um conjunto de análises e iniciativas com vista a otimizar processos, que já teve impacto no final do ano de 2021. Manteve-se o trabalho de revisão dos procedimentos internos relacionados com o tratamento de reclamações de clientes, iniciado no ano anterior, na ótica de melhoria contínua e com foco na qualidade da resposta fornecida ao Cliente.

O tempo médio de resposta a reclamações foi de 8,2 dias úteis. Não foram cumpridos os prazos de resposta ou de realização dos procedimentos previstos em 1.078 processos de reclamação.

Ao longo do ano, o tempo médio de resposta sofreu uma significativa e constante redução (ver gráfico 4.5), que resulta da gradual estabilização do novo sistema comercial, que se foi observando, tanto ao nível de procedimentos, como de melhorias implementadas. Destacam-se também, e numa ótica de melhoria contínua, um conjunto de iniciativas que tiveram lugar ao longo do ano, como a continuação do trabalho de revisão dos procedimentos internos relacionados com o tratamento de reclamações de clientes. Este foco na qualidade da resposta fornecida ao Cliente, resulta, entre outros, no aumento da eficiência dos procedimentos existentes e na diminuição do tempo de resposta, bem como na redução do número de incumprimentos.

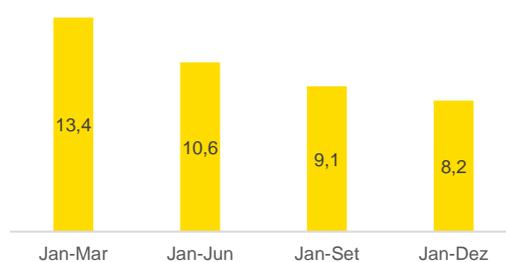


Gráfico 4.5 – Tempo média de resposta de reclamações – dias úteis.

4.3. Serviços

Enquanto operador de redes de distribuição e nos termos da regulamentação em vigor, a atividade da E-REDES inclui a prestação de serviços nas instalações, nomeadamente os respeitantes à ativação e desativação de fornecimento de energia e à leitura de equipamentos de medição. A análise da qualidade na prestação destes serviços é também objeto de monitorização no âmbito do RQS.

Em 2021 continuou a ser efetuada a análise da execução de outros serviços prestados pelo ORD que assentam na gestão de ordens de serviço criadas para acompanhar a realização das várias tarefas, nomeadamente daquelas que são necessárias para dar resposta a solicitações dos clientes.

4.3.1. Ligações às redes

O incumprimento dos prazos definidos regulamentarmente para os serviços de ligação e para a construção dos elementos de ligação às redes confere ao requerente o direito a uma compensação, cujo montante está estabelecido no RQS.

Assim, a não apresentação, por parte do ORD, de uma resposta ao requerente de uma ligação, num prazo igual ou inferior a 15 dias úteis, com a informação referente à realização da ligação, ao seu traçado e ao orçamento para a execução, confere ao requerente o direito a receber uma compensação.

Igualmente, quando haja lugar à construção de elementos de ligação, por parte do ORD, encontram-se estabelecidos regulamentarmente prazos a observar na construção: 30 dias para ligações BT e 120 dias para ligações MT com potência requisitada inferior a 2 MVA. O incumprimento desses prazos confere ao requerente o direito a receber uma compensação.

Relativamente a pedidos de 2021, foram incumpridos os prazos de apresentação dos elementos para os serviços de ligação (Art.º 201.º) em 2.496 situações; e em 1.309 situações foram incumpridos os prazos para construção dos elementos de ligação às redes (Art.º 204.º).

4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento

Consideram-se ativações de fornecimento as operações, a realizar pelo operador da rede de distribuição, para o início do fornecimento a uma instalação de utilização que não esteja a ser abastecida de energia na sequência da celebração de um contrato com um comercializador.

Este serviço já era acompanhado na anterior regulamentação através do apuramento de um indicador geral, sendo a partir de 2018 avaliado, caso a caso, a disponibilidade de agenda do ORD para a atuação, no local de consumo, necessária à ativação de fornecimentos em baixa tensão, envolvendo ações simples, em que a presença do cliente seja necessária.

O RQS acompanha também as situações de desativação em que, terminado um contrato de fornecimento, seja necessário que o cliente esteja presente aquando da atuação no local de consumo para efetivação da cessação do fornecimento.

Estes serviços são assim avaliados através de indicadores individuais que medem a disponibilidade de agenda que permita a marcação da visita combinada para a realização do serviço num dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento. Os incumprimentos, por parte do ORD, do prazo mencionado, conferem aos clientes o direito a receber uma compensação.

Os indicadores referidos aplicam-se às ativações ou desativações em baixa tensão que envolvam ações simples, tais como a instalação ou desinstalação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna e do dispositivo de controlo de potência. As situações em que o cliente indicou pretender uma data para ativação ou desativação com prazo superior a 3 dias úteis, não são consideradas no cálculo destes indicadores.

Em 2021 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.3 em termos de agendamentos de ativações e de desativações.

Serviço	Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes por indisponibilidade do ORD	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes a pedido expresso do cliente
Ativações	213 319	1 443	38 299
Desativações	85 125	754	36 210

Tabela 4.3 – Agendamentos de ativações e desativações

Em 2021 foram concretizadas 227 179 ativações e 155 730 desativações, das quais cerca de 20% (+ 5 p.p. face a 2020) e 40% (+ 8 p.p. face a 2020), respetivamente, foram concretizadas remotamente, o que é manifestação da crescente utilização das funcionalidades dos equipamentos de medição inteligentes (EMI) na execução destes serviços.

4.3.3. Visita combinada

A visita combinada envolve a deslocação do ORD à instalação do cliente, num intervalo de tempo previamente acordado. Não são consideradas visitas combinadas as leituras em roteiro, nem as assistências técnicas.

A avaliação da qualidade do serviço prestado é feita através de um indicador individual referente ao cumprimento do intervalo de tempo de 2,5 horas acordado.

O não cumprimento, por parte do ORD, do intervalo de 2,5 horas para início da visita combinada confere ao cliente o direito a receber uma compensação.

Se se verificar que o cliente esteve ausente da instalação para a qual foi agendada a visita e o operador tenha estado no local, dentro do intervalo de tempo acordado, o ORD tem direito a uma compensação de valor igual à que tem que pagar aos clientes quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2021 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4 em termos das visitas combinadas. De um total de cerca de 922 mil visitas inicialmente agendadas, 18,0% não foram realizadas por facto não imputável ao ORD. De referir que existiram visitas que, embora programadas em 2021, foram agendadas para 2022, no âmbito de iniciativas de duração prolongada lançadas pelo ORD, como seja a instalação de EMI.

Agendadas	Não realizadas por facto imputável ao ORD	Não realizadas por facto não imputável ao ORD	Realizadas no prazo	Realizadas fora do prazo
922 250	21 494	166 417	676 525	21 542

Tabela 4.4 – Visitas combinadas

O RQS consagra a possibilidade de os comercializadores e clientes poderem cancelar ou reagendar visitas até às 17.00 horas do dia útil anterior à data marcada, sem que haja lugar ao pagamento de qualquer compensação.

Assim, em 2021, foram canceladas ou reagendadas 78.625 visitas. Em 8.059 situações o cancelamento ou reagendamento foi efetuado após as 17.00 horas.

As visitas não realizadas dentro do prazo acordado, incluindo os cancelamentos ou reagendamentos efetuados após as 17.00 horas do dia útil anterior pelo ORD, atingiram o valor de 31.568 (cerca de 3,5% do total de visitas combinadas agendadas).

4.3.4. Assistência técnica

A qualidade do serviço prestado na sequência da comunicação de uma avaria que origina uma deslocação à instalação do cliente é avaliada através de um indicador individual que mede o tempo de chegada do ORD à instalação, e que nos termos do RQS deve ser de 2 horas para os clientes prioritários e de 4 horas para os restantes clientes, independentemente da zona de qualidade de serviço.

O incumprimento por parte do ORD dos prazos mencionados confere aos clientes o direito a receber uma compensação.

Se a avaria se verificar na instalação de utilização do cliente, o operador tem direito a uma compensação de valor igual ao valor que tem que pagar aos clientes quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2021 foram observadas as situações que constam na Tabela 4.5 em termos das assistências técnicas prestadas a clientes.

Nº de comunicação de avarias nas instalações de clientes	Nº de assistências técnicas a clientes prioritários	Nº de assistências técnicas a clientes não prioritários	Nº de assistências técnicas a avarias nas instalações de clientes cuja responsabilidade não é do ORD
548 586	43	146 998	49 606

Tabela 4.5 – Assistências técnicas

Em 2021 não foram cumpridos os prazos regulamentares para as assistências técnicas em 2 052 situações. De referir que, em média, o tempo de chegada ao local foi de 76 minutos.

O RQS estabelece a possibilidade de o cliente solicitar que a assistência técnica seja realizada fora do prazo previsto, passando a ser considerada como visita combinada. Em 2021 os clientes manifestaram indisponibilidade para receber a assistência técnica nos prazos regulamentares em 3 033 situações.

4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN

A frequência da leitura dos equipamentos de medição em BTN é avaliada através de um indicador geral, com padrão, sendo consideradas quer as leituras recolhidas diretamente pelo ORD, quer as comunicadas pelos clientes ou comercializadores.

O padrão fixado para este indicador estabelece que 92% dos equipamentos de medição devem ser lidos com um intervalo entre leituras inferior ou igual a 96 dias, independentemente do grau de acessibilidade ao equipamento de medição.

No ano de 2021, a evolução do indicador relativo à frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN foi a que se observa no Gráfico 4.6. Este indicador é calculado pelo quociente entre o número de leituras locais realizadas com intervalo inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais efetuadas no período em análise.

A variação do valor obtido ao longo de 2021 face ao valor verificado em 2020 (descida de 7 p.p.) deve-se, em parte, à alteração do método de cálculo deste indicador imposta pelo RQS, que passou a considerar apenas as leituras locais (leituras recolhidas presencialmente pelo ORD ou comunicadas pelos clientes). Com o crescente número de instalações BTN abrangidas por recolha remota de leituras, este indicador

torna-se particularmente sensível à existência de instalações em que o acesso ao equipamento de medição se revele mais complexo (por exemplo, impossibilidade de acesso à instalação).

De referir que o número de leituras registado em 2021 (ORD e clientes/comercializadores) foi de aproximadamente 532,5 milhões. Destas, cerca de 96% foram obtidas por recurso à recolha remota¹².

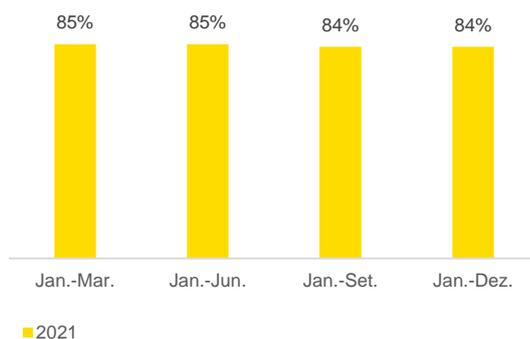


Gráfico 4.6 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%)

4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Ultrapassada a situação que esteve na origem de uma interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, o serviço de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos clientes é avaliado através do cumprimento dos seguintes padrões individuais de qualidade de serviço¹³:

- até 12 horas para os clientes BTN;
- até oito horas para os restantes clientes;
- até quatro horas no caso em que os clientes paguem um preço regulado relativo ao restabelecimento urgente.

O incumprimento por parte do ORD dos prazos anteriormente mencionados confere aos clientes o direito a receber uma compensação.

Em 2021 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.6 em termos de restabelecimentos.

¹² Em 2021, a E-REDES instalou aproximadamente 869 mil equipamentos de medição inteligentes, tendo registado, a 31 de Dezembro do mesmo ano, um total de 1.685.054 instalações integradas em redes inteligentes nos termos do Regulamento de Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

¹³ Os prazos indicados só se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento envolveu apenas situações simples, tais como a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou da caixa de coluna.

Realizados	Não realizados por facto imputável ao ORD	Não realizados por facto não imputável ao ORD	Realizados no prazo	Realizados fora do prazo
48 059	13	2 035	45 732	2 285

Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

Em 2021, dos cerca de 48 mil restabelecimentos realizados, não foi possível cumprir os prazos regulamentares para o restabelecimento do fornecimento em 2.285 situações. De referir que 26% (menos 6 p.p. face a 2020) dos restabelecimentos foram concretizados remotamente.

05

Eventos Excepcionais.



5. Eventos Excepcionais

Nos termos do Artigo 9.º do RQS, a E-REDES deve caracterizar os eventos excepcionais ocorridos em cada ano. Seguidamente descrevem-se os principais eventos excepcionais classificados pela ERSE em 2021 e o seu impacto na qualidade de serviço – vertente técnica e comercial.

5.1. Depressão Hortense

Ao início da tarde do dia 21 de janeiro de 2021, o estado do tempo em Portugal continental encontrava-se influenciado pela passagem de uma superfície frontal fria de atividade moderada. Após a passagem desta superfície frontal fria, o território ficou sob a influência de um fluxo forte de sudoeste e da aproximação de uma nova superfície frontal fria, associada à depressão Hortense. Às primeiras horas do dia 22 de janeiro de 2021, esta nova superfície frontal fria, muito ativa, encontrava-se na Corunha, aproximando-se de Viana do Castelo, verificando-se a intensificação do fluxo de sudoeste sobre o território do continente assim como a influência de uma massa de ar húmido (ar tropical) e instável.

As condições de instabilidade atmosférica associada à depressão Hortense originaram intensificação do vento e da precipitação.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Sertã, com 184 km/h, e no concelho de Góis, com 183 km/h.

O impacto da tempestade foi mais acentuado nas regiões do Norte e Centro de Portugal continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram significativamente afetadas, registando-se um conjunto alargado de ocorrências nos diferentes níveis de tensão, reunindo critérios de Incidente de Grande Impacto (IGI). Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 297.636 clientes.

5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

Este IGI teve um impacto significativo na continuidade de serviço, conforme evidenciado pelos seguintes indicadores gerais, que caracterizam o evento.

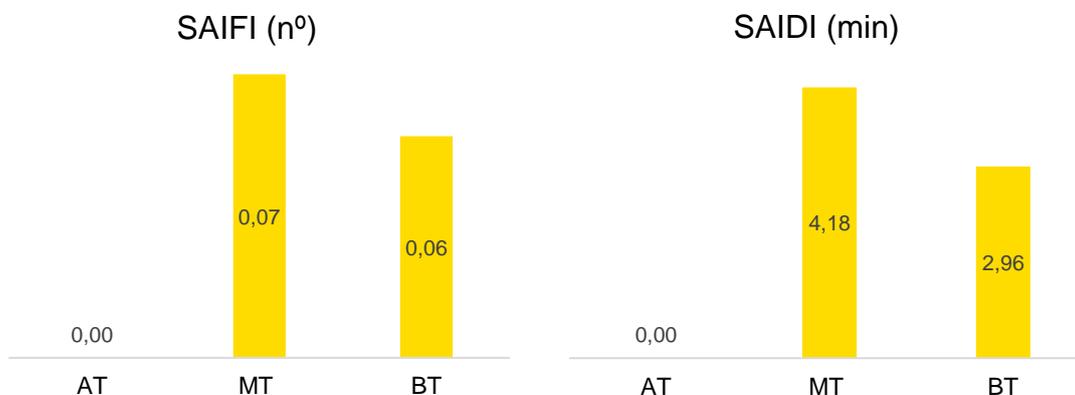


Gráfico 5.1 - Impacto da depressão Hortense, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 2,10 minutos e em 153 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0 e 0,23 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.1.2. Impacto na QEE

Este tipo de ocorrência também tem um impacto significativo na qualidade de energia elétrica. Assim, registou-se um impacto relevante nas características de tensão nos pontos de medida em monitorização na área geográfica de impacto, tendo conduzido a um acentuado aumento na quantidade e severidade de cavas de tensão, durante este período excecional. O impacto individualizado por ponto de medida encontra-se disponível na página da E-REDES¹⁴.

Para o universo dos 80 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 5,6 cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI. Na tabela e gráfico seguintes apresenta-se a respetiva classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

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

Tabela 5.1 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

¹⁴ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

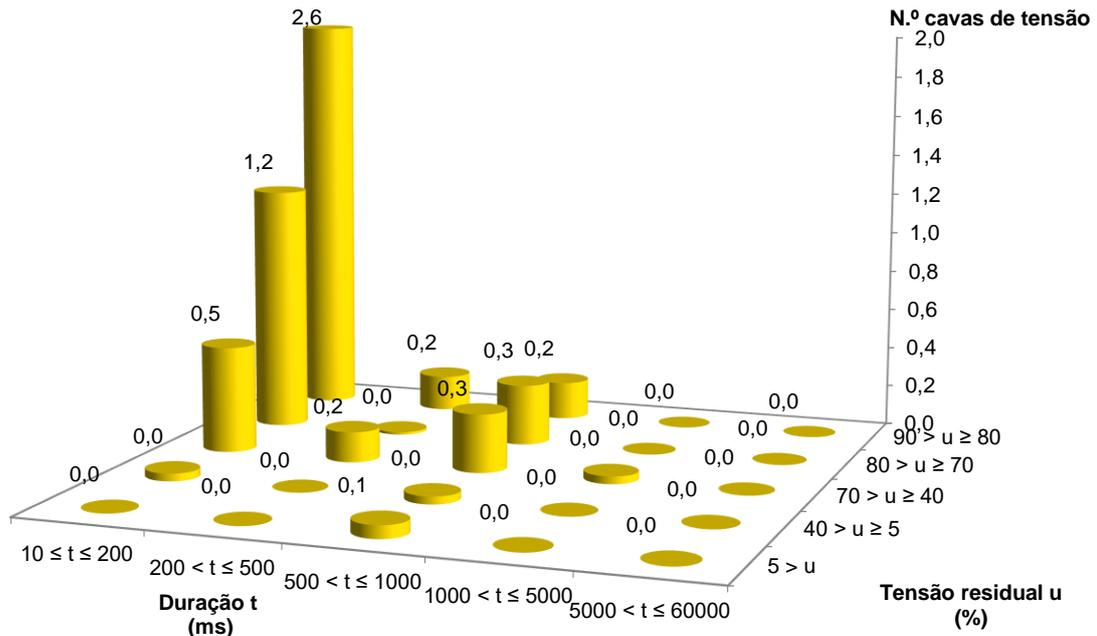


Gráfico 5.2 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 15 pedidos de assistência técnica.

A E-REDES solicitou igualmente a exclusão dos tempos de atendimento telefónico para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

5.2. Deslastre de Carga Automático por Frequência

No dia 24 de julho de 2021, às 15:36, a interligação do sistema elétrico entre França e Espanha foi afetada na sequência de um incidente com origem na rede de transporte francesa.

Segundo informação do Operador de Rede de Transporte Francês (RTE) verificou-se, num momento inicial, pelas 15:33 e 15:35, o disparo de duas linhas de 400 kV, entre as subestações da rede de transporte francesa, Baixas e Gaudière, na sequência de um incêndio que decorrida sob as mesmas.

Em consequência e fruto da elevada importação que o programa de mercado ditava no momento (eram importados para a Península Ibérica 2.500 MW) verificou-se a sobrecarga e disparo das restantes interligações Espanha – França, motivando a separação da rede europeia em duas zonas, a Península Ibérica (e parte residual do sudeste de França), com uma situação de subfrequência, e a restante rede europeia com uma situação de sobrefrequência.

Perante a ocorrência de fenómenos de subfrequência, como medida de emergência para evitar o colapso total do sistema, o Plano Nacional de Deslastre Freqüenciométrico (PNDF) prevê o deslastre automático de carga, por escalões, de modo a manter o equilíbrio entre Produção e Consumo numa situação de excesso de consumo/défice de produção (subfrequência).

Na sequência do evento em causa, verificou-se a atuação do deslastre da carga afeta aos dois primeiros escalões implementados nas instalações da RND (1º Escalão - 49,0 Hz; 2º Escalão - 48,8Hz), tendo-se registado na Rede Nacional de Distribuição (RND) um valor mínimo de frequência de 48,676 Hz.

A ativação do PNDP evitou consequências mais graves que, *in extremis*, poderiam ter-se traduzido num apagão total do Sistema Elétrico Ibérico.

Em consequência deste evento, registaram-se um conjunto alargado de ocorrências nos diferentes níveis de tensão, reunindo critérios de IGI. Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pelo evento um total de 977 394 clientes.

5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

O IGI teve um impacto extremamente elevado na continuidade de serviço, conforme evidenciado pelos seguintes indicadores gerais, que caracterizam o evento.

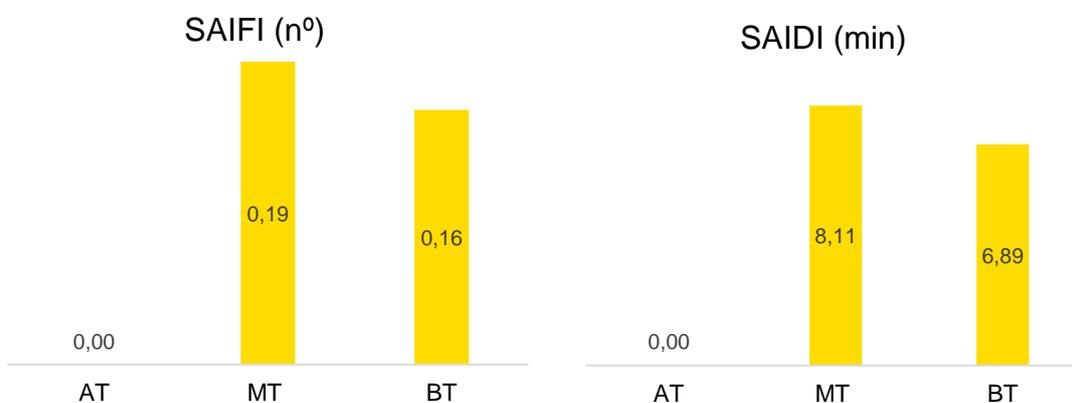


Gráfico 5.3 - Impacto do deslastre de carga automático por frequência, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 7,44 minutos e em 505 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0 e 0,01 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.2.2. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI teve impacto na capacidade de resposta aos tempos de atendimento telefónico, tendo a E-REDES solicitado a sua exclusão para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

5.3. Rio Atmosférico

Na sequência da aproximação de uma superfície frontal fria, nos dias 28 e 29 de outubro de 2021 e, posteriormente, a influência de uma massa de ar tropical com elevado conteúdo em vapor de água, transportada latitudinalmente, originou-se um fenómeno usualmente conhecido como *Rio Atmosférico*.

Este fenómeno meteorológico originou precipitação persistente, por vezes forte, em todo o território continental, e por vezes muito forte, em especial nas regiões Norte e Centro, a partir do final da tarde do dia 29 de outubro, registando-se também ventos de elevada intensidade em diferentes regiões do país.

As condições de instabilidade atmosférica associada a este fenómeno meteorológico originaram intensificação do vento e da precipitação.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Arganil, com 176 km/h, e no concelho de Amarante, com 175 km/h.

O impacto da tempestade foi mais acentuado nas regiões do Norte e Centro de Portugal continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram significativamente afetadas, registando-se um conjunto alargado de ocorrências nos diferentes níveis de tensão, reunindo critérios de Incidente de Grande Impacto (IGI). Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 237.413 clientes.

5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

O IGI teve um impacto extremamente elevado na continuidade de serviço, conforme evidenciado pelos seguintes indicadores gerais, que caracterizam o evento.

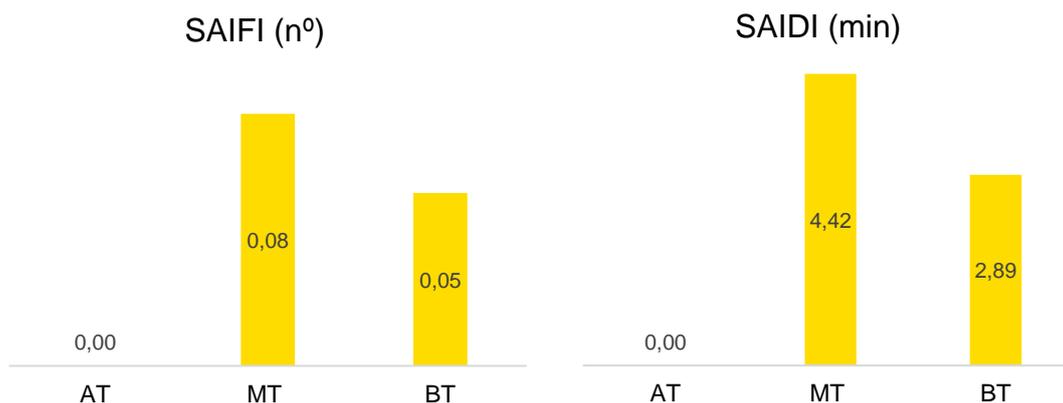


Gráfico 5.4 - Impacto do fenómeno Rio Atmosférico, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 3,32 minutos e em 216 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0 e 0,17 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.3.2. Impacto na QEE

Este tipo de ocorrência também tem impacto significativo na qualidade de energia elétrica. Assim, registou-se um impacto relevante nas características de tensão nos pontos de medida em monitorização na área geográfica de impacto, tendo conduzido a um acentuado aumento na quantidade e severidade de cavas de tensão, durante este período excecional. O impacto individualizado por ponto de medida encontra-se disponível na página da E-REDES¹⁵.

Para o universo dos 89 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 5,1 cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI. Na tabela e gráfico seguintes apresenta-se a respetiva classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	2,1	0,3	0,1	0,0	0,0
80 > u ≥ 70	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0
70 > u ≥ 40	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0
40 > u ≥ 5	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.2 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

¹⁵ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

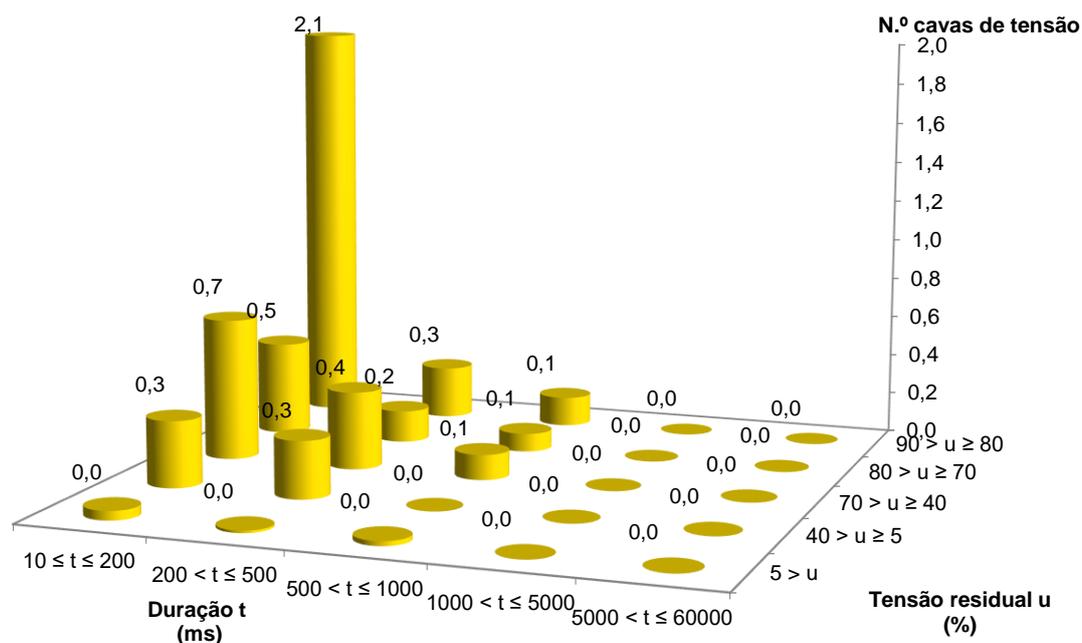


Gráfico 5.5 – N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 33 pedidos de assistência técnica.

A E-REDES solicitou igualmente a exclusão dos tempos de atendimento telefónico para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

5.4. Outros eventos excepcionais

Os restantes incidentes classificados como eventos excepcionais também tiveram um impacto significativo na continuidade de serviço, conforme evidenciado seguidamente nos diferentes indicadores gerais (Gráfico 5.6), que caracterizam globalmente estes incidentes.

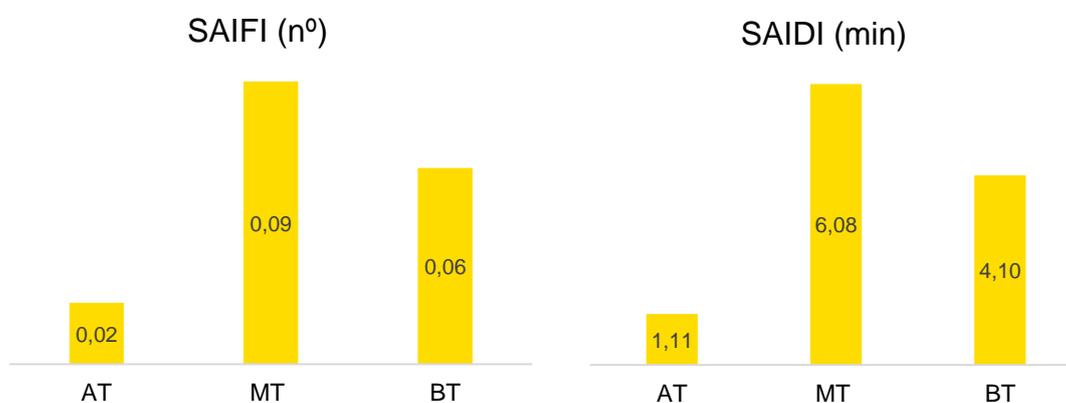


Gráfico 5.6 – Impacto de outros eventos excepcionais nos indicadores de continuidade de serviço SAIDI e SAIFI

Ao nível do TIEPI MT e da END MT, os restantes incidentes, classificados como eventos excepcionais, resultaram em 3,59 minutos e em 252 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, tiveram um impacto de 0 e 0,10 interrupções em AT e MT, respetivamente.

06

Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço.



6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço

6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica

O Artigo 23.º do RQS estabelece que o ORD deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço, nomeadamente a quantidade e a duração total acumulada das interrupções, de acordo com o disposto no Procedimento n.º 3 do MPQS. Por outro lado, o Artigo 24.º do RQS estabelece os seguintes padrões individuais de continuidade de serviço aplicáveis à quantidade e à duração total acumulada de interrupções acidentais longas, registadas anualmente por instalações de consumo (Tabela 6.1). Excetuam-se as interrupções resultantes de incidentes classificados como eventos excecionais.

Número de interrupções por ano				Duração total das interrupções por ano			
	AT	MT	BT	(min)	AT	MT	BT
Zona A	6	8	10	Zona A	180	240	360
Zona B		12	15	Zona B		480	600
Zona C		18	20	Zona C		720	1020

Tabela 6.1 – Padrões individuais de continuidade de serviço

Decorrente da avaliação dos padrões individuais de continuidade de serviço em cada uma das instalações de consumo alimentadas pela rede de distribuição durante o ano 2021, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, tendo em consideração as interrupções acidentais não classificadas como evento excecional, a Tabela 6.2 apresenta a quantidade de instalações de consumo em que se verificou incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço e as respetivas compensações pagas pela E-REDES.

Nível de Tensão	Zona QS	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valores a deduzir nos proveitos da DEE* (€)
AT	A	-	-	- €
	B	-	-	- €
	C	1	2,383.95 €	- €
	Total	1	2,383.95 €	- €
MT	A	115	28,730.63 €	202.30 €
	B	54	22,360.04 €	- €
	C	52	8,283.10 €	- €
	Total	221	59,373.77 €	202.30 €
BTE	A	203	12,888.12 €	675.66 €
	B	46	2,339.08 €	148.76 €
	C	7	1,870.70 €	- €
	Total	256	17,097.90 €	824.42 €
BTN	A	34854	297,963.81 €	21,682.25 €
	B	13788	142,610.02 €	9,368.66 €
	C	3763	76,761.45 €	3,364.61 €
	Total	52405	517,335.28 €	34,415.52 €
TOTAL		52 883	596,190.90 €	35,442.24 €

*DEE – Distribuição de energia elétrica

Tabela 6.2 – Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

Das 52.883 situações de incumprimento, 52.778 foram relativas à duração acumulada das interrupções e 105 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes 596.190,90 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões¹⁶.

6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial

A par dos incumprimentos que decorrem do tratamento de reclamações (secção 4.2.2) e na prestação de serviços – visitas combinadas, assistências técnicas e restabelecimentos de fornecimento na sequência de interrupções por facto imputável ao cliente (secções 4.3.3, 4.3.4 e 4.3.6), são também observados os incumprimentos dos prazos estabelecidos regulamentarmente para as ligações à rede, bem como para as ativações e desativações de fornecimento (pontos 4.3.1 e 4.3.2). Todas as situações de incumprimento conferem, ao cliente ou requisitante o direito a uma compensação de valor estabelecido no RQS¹⁷.

Observa-se que, em 2021 e em termos dos indicadores individuais de qualidade de serviço, ocorreram os incumprimentos-constantos da Tabela 6.3, tendo sido pagos, pelo ORD aos clientes, cerca de 792 mil euros a título de compensações.

¹⁶ Na página da E-REDES constam os valores das compensações pagas aos clientes, por Concelho: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/indicadores-individuais>

¹⁷ O valor de cada compensação por incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial é de 20 euros nos termos constantes do Anexo ao RQS “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço”

Indicador	Compensações pagas aos clientes pelo ORD	N.º Incumprimentos	N.º Exclusões	N.º Compensações	Montante (€)
Ligações às redes	Não cumprimento do prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação	7 408	153	7 255	145 100
Ativações	Não cumprimento da disponibilidade de agenda nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	1 443	1	1 459	29 180
Desativações		754	0	724	14 480
Reclamações		1 189	3	1 186	23 720
Visitas Combinadas	Não cumprimento do intervalo combinado para visita e cancelamento ou reagendamento após as 17:00 do dia útil anterior, pelo ORD	31 568	2 607	28 426	568 520
Assistências Técnicas	Não observação do prazo para chegada à instalação do cliente	2 061	24	2 065	41 300
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Não observação do prazo máximo para restabelecimento	2 285	404	2 073	41 460

Tabela 6.3 – Número e montante das compensações pagas aos clientes

Tal como estipulado no RQS, nas situações em que a visita combinada não se realiza por “ausência, na instalação de utilização, do cliente” ou do “requisitante de ligação” ou nas situações em que a assistência técnica não se realiza pelo facto da avaria se situar na instalação de utilização do cliente ou pelo facto do cliente estar ausente, o ORD tem direito a uma compensação²⁰. Os valores relativos a 2021 são apresentados na Tabela 6.4.

Indicador	Compensações pagas pelos clientes ao ORD	Nº	Montante (€)
Visitas Combinadas	Ausência do cliente na instalação	356	7 120
Assistência Técnica	Avaria na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual cuja responsabilidade não é do ORD	9 247	184 940

Tabela 6.4 – Número e montante das compensações pagas pelos clientes

²⁰ O valor de cada compensação é de 20 euros.

07

Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários.



7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários

Os clientes com necessidades especiais e os clientes prioritários constam dos registos do operador da rede com o objetivo de que, na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, seja assegurado o serviço adequado às suas características.

7.1. Clientes com necessidades especiais

A solicitação do registo como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente, sendo feita junto do respetivo comercializador. As solicitações aceites devem ser transmitidas ao operador da rede, o qual tem a obrigação de manter um registo desses clientes. Desta forma quer os operadores das redes quer os comercializadores têm informação que permite desenvolver as ações que assegurem a estes clientes os níveis de serviço adequados nos termos regulamentarmente estabelecidos.

No final do ano de 2021 encontravam-se registados 287 clientes com necessidades especiais. O Gráfico 7.1 ilustra a distribuição destes clientes. Os clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão são, em 2021, a maioria (70%).

Em 2021 foram mantidas práticas de anos anteriores no relacionamento com estes clientes, não tendo sido desenvolvidas ações específicas a eles dirigidas.

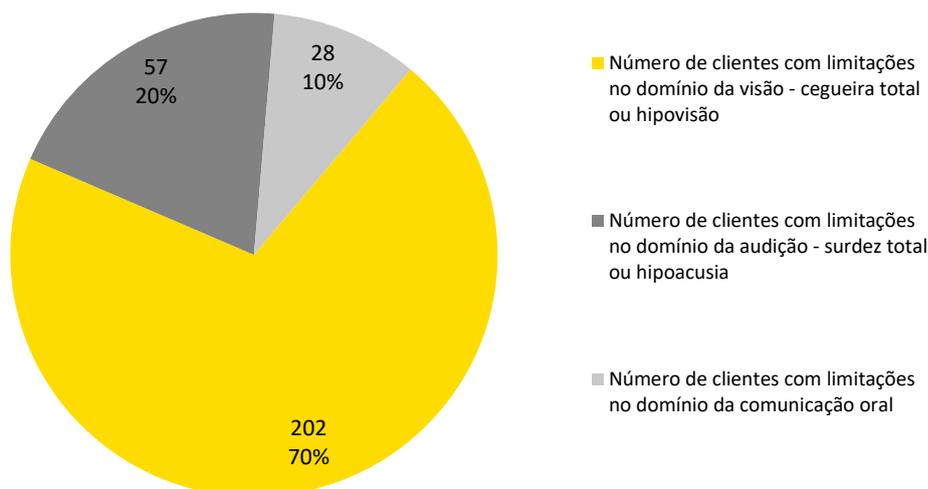


Gráfico 7.1 – Distribuição de clientes com necessidades especiais

7.2. Clientes prioritários

Consideram-se clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica cause graves alterações à sua atividade. Estes clientes são designadamente os estabelecimentos hospitalares, forças de segurança, instalações de segurança nacional, bombeiros, proteção civil, bem como equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo e instalações penitenciárias.

Os clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamento cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica e clientes que coabitem com pessoas nestas condições são considerados como clientes prioritários. Estão excluídas todas as instalações que, ainda que pertencendo a clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.

Os comercializadores devem comunicar ao ORD as solicitações aceites relativas à caracterização como cliente prioritário, sem prejuízo do próprio ORD fazer a inscrição no seu registo de algum utilizador da rede como cliente prioritário, devendo, nesse caso, informar o respetivo comercializador.

O ORD deve manter um registo atualizado destes clientes e deve assegurar uma informação individualizada, diretamente ou através dos respetivos comercializadores, das interrupções previstas com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais. Nas situações de assistência técnica após comunicação de avaria em que seja necessária deslocação do ORD, deve ser dada prioridade aos clientes prioritários. O restabelecimento do fornecimento de energia deve ser feito de forma prioritária, desde que a interrupção não seja imputável ao próprio cliente.

No final de 2021 estavam identificados 2.527 clientes prioritários, reflexo da indicação fornecida pelos respectivos comercializadores. O Gráfico 7.2 ilustra a distribuição destes clientes. Verifica-se que aproximadamente 57% dos clientes registados como prioritários eram instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependiam de equipamento cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica.

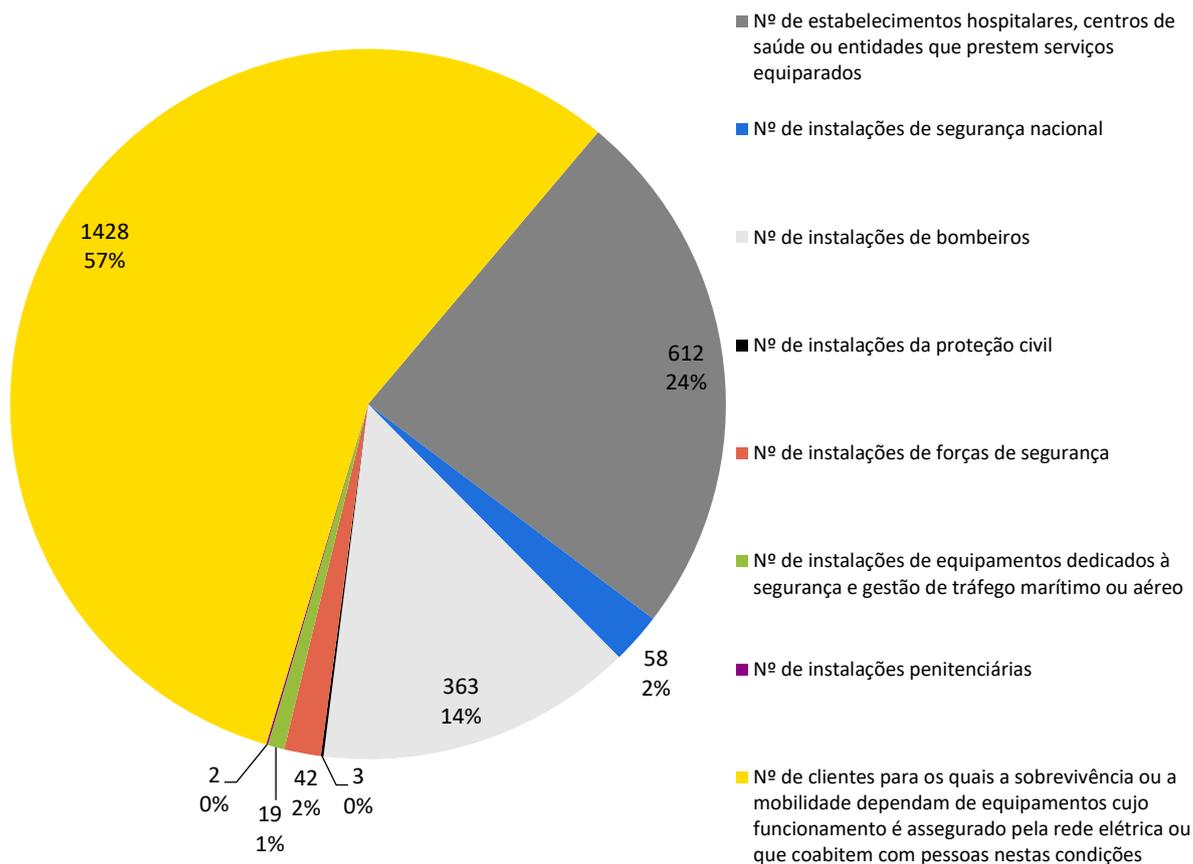


Gráfico 7.2 – Distribuição de clientes prioritários

Sem prejuízo dos direitos consignados aos clientes prioritários, estes devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência, ou a sistemas alternativos de alimentação de energia.

08

Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço.



8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço

8.1. Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico

8.1.1. Inovação e operação do sistema

No que diz respeito a documentação normativa, em 2021 foram revistos/elaborados 40 documentos normativos técnicos, com os quais se pretende estabelecer novas regras de execução e de montagem, características técnicas e funcionais dos equipamentos e aparelhos e requisitos de ensaios que procuram tornar a rede de distribuição mais resiliente e preparada para os novos desafios. Dá-se destaque à revisão das especificações dos cabos isolados de MT, designadamente pela atualização da solução cabo MT em torçada (possibilitando a construção de rede aérea MT menos exposta a elementos externos) e pela adoção do cabo isolado MT desenhado para rede de 15 kV na rede subterrânea de 10 kV (permitindo aumentar a resiliência e robustez desta rede).

Ao longo de 2021 foram dinamizadas iniciativas que permitem estabelecer um conjunto de instalações-piloto para validação de novas tecnologias e o seu potencial de incorporação no portefólio de soluções tecnológicas da E-REDES, destacando-se:

- a validação do terminal BT em liga única que irá substituir o atual terminal BT bimetálico, procurando assim mitigar incidentes na rede BT subterrânea, incluindo incidentes relacionados com falta de neutro;
- a entrada em exploração dos projetos de *Selfhealing* da rede subterrânea e aérea MT, piloto este que procura validar a automatização do processo de deteção de defeito, isolamento do troço em avaria e reposição de serviço, tendo o objetivo de ser uma solução promissora na redução dos tempos de reposição de serviço e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço.

No âmbito da gestão da vegetação, salienta-se o contributo dos seguintes projetos inovadores:

- EOVM – Solução de analítica sobre imagens de satélite para gestão da vegetação na proximidade das redes;
- LVWatch - Tratamento de imagens e vídeos recolhidos através de viaturas durante as atividades de manutenção preventiva sistemática para identificar automaticamente a proximidade de vegetação nas linhas.

Ao nível da antecipação da falha em TP AT/MT, a E-REDES continuou em 2021 a aposta na monitorização efetuada por via do sistema TRANSFO, tendo atualmente em monitorização 53 TP AT/MT, e na continuidade da instalação de sistemas de videovigilância em instalações críticas, no âmbito da política de segurança ciber-física da E-REDES. Adicionalmente, destaca-se a aquisição de *drones* para inspeções/monitorização dos ativos de rede, bem como os desenvolvimentos de modelos preditivos e de avaliação da condição técnica dos ativos e a sua integração em plataformas corporativas, que permitem agilizar as operações e antecipar falhas, contribuindo decisivamente para a melhoria da QST, destacando-se o *Analytics for Assets* (A4A) desenvolvido para as linhas, disjuntores e transformadores AT.

Em 2021 iniciou-se um projeto piloto com vista à mitigação de fenómenos transitórios de tensão durante a ocorrência de defeitos nas redes subterrâneas que se foca na instalação de uma resistência em série com a reactância de neutro. A utilização desta solução pretende diminuir o *stress* provocado nos cabos pelas sobretensões transitórias mitigando o risco e ocorrência de múltiplos contornamentos na rede.

Foi igualmente concluída a revisão do projeto tipo de subestações, no sentido de reflectir alterações ao nível do comportamento e interação dentro dos sistemas de proteção comando e controlo, que visam melhorar a sua performance e capacidade de resposta durante incidentes de rede.

Durante o ano de 2021 foi introduzida a utilização da ferramenta *GridControl* na pesquisa/identificação de avarias na rede BT, bem como na operação MT para identificação de potenciais problemas na rede BT causados pela rede MT (nomeadamente valores de tensão).

Ainda relativamente à rede MT, foram otimizados procedimentos de análise de reincidências de disparos de curta duração de linhas MT, bem como de ocorrências de longa duração de linhas MT nas quais não foi identificada causa.

Prosseguindo a concretização de valor e de qualidade por via da transformação digital, inovando e evoluindo na digitalização das suas operações, promovendo uma cultura de agilidade e de eficiência, destacam-se em 2021, agrupados por linhas de ação, os seguintes contributos:

ACELERAR A TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

O programa de transformação digital da E-REDES manteve a ambição de fazer mais em menos tempo, promovendo e acelerando a adoção de novas tecnologias

digitais por toda a empresa através de mVP (*minimum Viable Product*) e soluções *LowCode*, criando soluções em ciclos de desenvolvimento rápido e iterativo.

Durante o ano de 2021 foram lançados mais de 22 novos mVPs em diferentes tecnologias – realidade aumentada, *computer vision*, soluções móveis, modelos de analítica avançada, automatização de fluxos de decisão – para diferentes contextos de negócio, desde a condução de rede, *smart grids*, manutenção de ativos técnicos, gestão de energia, entre outros. Foram ainda concluídas 4 novas soluções em plataformas *LowCode Outsystems* nas áreas de Manutenção, Investimento Programado, Ligações à Rede e Solicitações.

A conjugação destas aplicações elementares em clusters funcionais permite criar aplicações complexas e robustas de grande abrangência funcional, destacando-se:

- **PROGEST**: digitalização e automatização dos principais processos das áreas operacionais da E-REDES, nomeadamente Manutenção, Investimento Programado e Ligações à Rede, permitindo a criação de um *frontend* único que agrega informação dos sistemas de *backend* da empresa, disponibilizando informação de forma amigável e intuitiva, para suporte à decisão;
- **FIELD REMOTE SUPPORT**: digitalização *end-to-end* do apoio à jornada das equipas no terreno com a requisição de equipamentos de segurança, *check-in* na realização das atividades, meios digitais de formação *on-the-spot* a suporte remoto com realidade aumentada. Este projeto foi vencedor do prémio **BEST ENERGY & UTILITIES PROJECT** no *Portugal Digital Awards 2021*²¹;
- **E-CONNECTION**: digitalização *end-to-end* da jornada de cliente relativa ao processo de ligação à rede de energia elétrica, garantindo: i) simulação online de custos e prazos; ii) submissão do pedido de ligação à rede em *selfcare*; iii) seguimento *online* e *real time* de todo o processo e agendamento de reuniões virtuais, por videochamada.

QUALIDADE E CAPTURA DO VALOR DA INFORMAÇÃO

A E-REDES tem feito uma aposta forte nos dados e na captura do valor da informação para potenciar a transição energética, a experiência dos utilizadores e a eficiência dos ativos e operações, através da disponibilização de uma plataforma de dados cada vez mais acessível, consistente e segura, bem como de novas ferramentas

²¹ *Portugal Digital Awards* é uma iniciativa anual da IDC/AXIANS, que tem como principal objetivo reconhecer as organizações e os líderes empresariais com a visão e o arrojo para elevar as suas empresas ao nível mais sofisticado, capacitando-os para a transformação digital dos seus negócios.

intuitivas para acesso e exploração da informação e novos modelos analíticos avançados para suporte à decisão.

Em 2021 foi operacionalizado o Modelo de Governo de Dados visando a implementação de uma estrutura que garante a gestão dos dados ao longo do seu ciclo de vida, nomeadamente a definição de procedimentos e responsabilidades aplicáveis ao longo do ciclo de vida dos dados, desde a análise de uma nova necessidade, a sua implementação, divulgação e utilização, com a disponibilização de um catálogo de *dashboards*/relatórios, acessível a toda a organização, garantindo assim mais consistência e menos redundância na informação disponível.

Ainda no quadro da qualidade, implementou-se uma plataforma de qualidade de dados centralizada, tendo em vista o apoio para a correção e monitorização dos dados, em articulação com os responsáveis dos dados. Em 2021 foram considerados os dados relativos aos ativos técnicos e cadastro que serão, nos próximos anos, seguidos de novos domínios de dados.

No âmbito das atividades de *business intelligence*, para além do desenvolvimento de *dashboards* e relatórios críticos da organização, nomeadamente para a Gestão de RH, Gestão da Iluminação Pública, Gestão de Prestadores de Serviços Externos ou Acompanhamento OPEX e CAPEX, foram promovidas 10 iniciativas de desenvolvimento de *dashboards* (em *Power BI*), incluindo a formação em ferramenta de GSA (*GeoSpatial Analysis*) permitindo à organização maior autonomia na exploração de dados de cadastro da rede e informação geográfica.

No capítulo da segurança e proteção de dados, a gestão das atividades de tratamento de dados foi enquadrada em ferramenta corporativa (Ferramenta de Gestão de Dados Pessoais), tornando o acompanhamento das atividades mais eficaz e permitindo a recolha e registo de informação mais granular e minuciosa, o que motivou o início do projeto LOCK que prevê uma renovação do Registo de Atividades de Tratamento, o desenvolvimento de análises de risco e um maior envolvimento de toda a organização neste processo.

No domínio da analítica avançada foi lançado um produto específico para iniciativas de *big data & analytics* e algoritmos de *machine learning*, garantindo uma capacidade interna de desenvolvimento, destacando-se os seguintes contributos em 2021:

- O projeto PREDIS, desenvolvido para a otimização da gestão da rede elétrica e minimização de perdas, suportado em algoritmos de *machine learning* e que prevê diariamente o consumo e produção em 100.000 pontos da rede de alta e

média tensão para os 5 dias seguintes, com uma granularidade de 30 minutos. Estas estimativas são realizadas em *Azure Databricks* utilizando um modelo GAM (*Generic Additive Model*), com uma regressão linear que minimiza o erro quadrático, e os algoritmos são treinados com anos de histórico de consumos e previsões meteorológicas. Este projeto foi vencedor do Prémio *BEST FUTURE OF INTELLIGENCE PROJECT* no *Portugal Digital Awards*;

- O projeto *Analytics4Vegetation*, cuja implementação foi concluída em 2021, implementa um modelo de crescimento que prevê as distâncias dos obstáculos às linhas de distribuição com base na análise de fatores externos e o crescimento das diferentes espécies em cada local, conjugado com um modelo de severidade que atribui uma pontuação a cada segmento de linha na rede, permitindo classificar os diferentes segmentos de linha de acordo com o impacto na rede causado por uma interrupção na mesma. Decorre uma fase piloto por forma a otimizar as operações de corte da vegetação.

GESTÃO DE ATIVOS E OPERAÇÃO DE REDE

No contexto da evolução contínua da eficiência, digitalização das operações, qualidade de serviço e cumprimento regulatório, destaca-se em 2021 a operacionalização das seguintes iniciativas de suporte aos processos de gestão de ativos e de operação/condução da rede elétrica:

- *GIS Mobile*: aumento da eficiência das operações de recolha de dados no terreno e atualização/correção de cadastro de rede. Esta ferramenta vem permitir que operações até então efetuadas em escritório, passem a poder ser efetuadas a partir do terreno, *in loco*, com maior precisão e com economia de tempo e custos. Iniciou-se ainda em 2021 a etapa de industrialização desta solução, com o *roadmap* de consolidação previsto para 2022;
- *DPLAN*: novas funcionalidades no sistema de planeamento e condução da rede, nomeadamente ao nível de monitorização e previsões, aumentando a resiliência dos dados e da aplicação para efeitos da realização de estudos de apoio à decisão em tempo real. Foi também confirmada a solução de revisão de arquitetura da plataforma para evolução *cloud* e suporte ao contexto da sua utilização.

O ano foi também marcado pela operacionalização da nova Plataforma de Gestão de Processos de Indisponibilidade (PGPI), pela consolidação da plataforma interativa *LIVEGRID* e evolução da ferramenta *GridView*, relevantes para a gestão dos trabalhos

de consignação, processos de indisponibilidades e suporte e supervisão das ocorrências sobre a rede elétrica de forma mais eficaz, eficiente e segura.

Ainda no contexto dos sistemas de suporte às operações no terreno, salientam-se algumas iniciativas relevantes:

- Move2Cloud: no âmbito da estratégia de evolução para *cloud* das aplicações da E-REDES, em 2021 foi efetuada a migração do conjunto de aplicações de mobilidade de suporte ao terreno, dotando assim a empresa de sistemas de suporte aos serviços no terreno mais resilientes e alinhados com as tendências tecnológicas de mercado;
- Operações em regime perturbado: agilização/otimização do processo suportado nos sistemas de mobilidade, que visou o aumento da eficiência dos prestadores de serviço no registo/comunicações de informação de avarias e reposições de serviço, em regimes de rede perturbada.

CONETIVIDADE, AUTOMAÇÃO, IOT E CIBERSEGURANÇA

Para resposta às necessidades de conectividade na automação e operação digital da RND, num contexto de profunda digitalização que implica uma crescente e permanente transferência de informação, a E-REDES manteve o desenvolvimento dos serviços e redes de comunicações, capitalizando na inovação tecnológica e de serviço nas Redes privadas e na integração dos serviços proporcionados pelas Redes públicas de comunicações, assegurando uma abordagem holística e integrada.

8.1.2. Exploração dos ativos

No que diz respeito à resiliência da rede, durante o ano de 2021 foi efetuado um robustecimento dos ativos, tornando-os mais resilientes a eventos adversos, e minimizando o aparecimento de falhas potenciais e funcionais e contribuindo para a melhoria da disponibilidade desses ativos, nomeadamente através da aplicação de *Room Temperature Vulcanizing* (recobrimento do isolamento) para reforço e/ou reposição do nível de isolamento das linhas AT e MT, das SE e dos PT.

Adicionalmente, foi dada especial atenção à monitorização da condição dos ativos, através do reforço das ações de monitorização dos mesmos, assegurando o cumprimento da Manutenção Preventiva Sistemática (MPS).

Continuando a assumir o compromisso de orientação para o cliente, a E-REDES deu cumprimento, durante o ano de 2021, à execução de um plano de investimentos,

que, no seu todo, contribuiu para a melhoria efetiva da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição.

Em 2021 entraram em exploração os Postos de Corte AT Alcanhões (concelho de Santarém), Ínsua (concelho de Serpa) e Cantanhede (concelho da Cantanhede).

Relativamente a subestações AT/MT, entrou em exploração a Subestação de Poldra 60/15 kV – 10 MVA (concelho de Aljezur). Procedeu-se à instalação e/ou substituição de 12 Transformadores de Potência na SE Alcobaça, SE Andrinos, SE Arco Carvalhão, SE Areias (Santo Tirso), SE Avanca, SE Casal Cinza, SE Guarda, SE Lousado (2x), SE Turquel (2x) e SE S. M. do Campo.

É ainda de salientar, relativamente a linhas, um conjunto de procedimentos efetuados no ano de 2021 que contribuirão para uma rede de distribuição mais robusta e fiável.

Entraram ao serviço ou foram remodeladas as seguintes linhas AT:

- LN 60 kV Antas – Campo 24 de Agosto;
- LN 60 kV Pracana-Talagueira I/ Vila Velha de Ródão;
- LN 60 kV Pedroso-Crestuma e LN 60 kV Pedroso-PC B&A/Sanguedo;
- LN 60 kV PE Tocha – SE Tocha;
- As LN 60 P/ PC CANTANHEDE;
- LN 60 kV Pracana-Castelo Branco - interligação de duas linhas (Pracana-Talagueira com Talagueira-Castelo Branco);
- Remodelação da rede AT na SE Guimarães associado à remodelação da subestação;
- LN AT PS ALTOS JOÃO - SE BOAVISTA 2CS;
- LN AT SE Divor (REN) – Cerâmica, Ligação ao PdE REN – Divor.

Entraram ao serviço ou foram remodeladas as seguintes linhas MT:

- LN 15 kV SE Tondela – Ap. 9 LN 15 kV p/ PTD Vale do Porco;
- LN 15 kV Vouzela-Oliveira de Frades I (remodelação de ativos danificados nos incêndios);
- LN 15 kV Lousã-Penacova (remodelação de ativos danificados nos incêndios);
- LN 15 kV p/ PTD Currais (remodelação de ativos danificados nos incêndios).

No que diz respeito a remodelações, foram igualmente desenvolvidas inúmeras ações, nomeadamente:

- remodelação dos andares AT e MT da SE Guimarães;
- reconstrução da SE Lousado;
- reconstrução da SE Moita;
- substituição de 10 Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC) em Subestações AT/MT e Postos de Corte AT (SE Avanca, SE Guimarães, SE Lousado, SE Moita, SE Paranhos, SE S. Romão do Neiva, SE Telheiro, SE Vilar do Paraíso, SE Vitória e PC AT Circunvalação);
- substituição de sistemas de alimentação em 17 instalações;
- ações de beneficiação extraordinárias (manutenções complexas) nas celas GIS (Gas Insulated Substation) da SE Parceiros.

Numa perspetiva de permitir a realização de trabalhos em subestações, seja de manutenção, seja de investimento na rede, sem necessidade de efetuar a interrupção no fornecimento de energia, foram instaladas várias subestações móveis, nomeadamente nas subestações de Pinhel, Marvão, Pampilhosa, Turquel, Guimarães, Fermil, Espinho e São Martinho do Campo.

Ainda no que diz respeito à rede MT, sublinha-se a realização de ações de limpeza de PS de PTD e PTD em zonas com reincidências de avarias MT, bem como a alteração de exploração de rede da SE Alhandra com melhorias significativas na qualidade de serviço.

Com o objetivo de caracterizar a vaga de frio fortemente sentida nas primeiras semanas de 2021, foram realizadas análises das redes de baixa tensão afetadas com maior severidade. Adicionalmente, foi feito um estudo de forma a equilibrar redes e realizar obras de reabilitação/remodelação de redes com o intuito de torná-las mais resilientes.

Prosseguiu-se ainda com o programa de expansão do telecomando MT (TCMT), decisivo para a melhoria dos indicadores de QST e de desempenho. Reforçou-se em 2,5% o número de pontos telecomandados, totalizando no final do ano as 8.289 unidades instaladas. Foram instalados 145 novos órgãos de corte de rede (OCR), incluindo 12 realocações, e telecomandados 67 Postos de Transformação e Seccionamento (PT/PS).

Ao nível dos sistemas técnicos, continuou-se a expansão do projeto de localização de defeitos na rede MT. Neste âmbito, e dando continuidade ao desenvolvimento da ferramenta de localização de defeitos, prosseguiu-se com a instalação em 30 subestações com proteções digitais, mas sem a funcionalidade de cálculo e envio da

localização de defeitos para SCADA, de equipamentos que permitem garantir a recolha automática das oscilografias e também efetuar o cálculo e envio das localizações de defeito para o sistema SCADA. Desta forma, consegue-se a diminuição dos tempos de interrupção associados à pesquisa de avaria e ainda obter ganhos operacionais com a eliminação da necessidade de deslocação a estas instalações para recolha de dados oscilográficos.

Os Trabalhos em Tensão, contribuem de forma determinante para os elevados níveis de qualidade de serviço ao permitirem intervir nos ativos sem necessidade de os colocar fora de serviço, i.e. mantendo a continuidade de serviço. Nesse âmbito, 2021 foi um ano onde se privilegiou, sempre que possível, a realização das intervenções em tensão.

Em 2021 a autonomização da operacionalização da temática da Vegetação numa Direção própria, iniciada em 2020, foi reforçada nos recursos humanos alocados, demonstrando o compromisso da E-REDES e o reconhecimento da dimensão e da exigência de intervenção no território. A capacidade também foi reforçada, iniciando-se em fevereiro de 2021 uma nova empreitada contínua, mais exigente e com mais parceiros. Este compromisso permitiu que em 2021 se eliminassem mais de 279 mil proximidades de vegetação a linhas de distribuição de eletricidade (+34% face ao ano anterior). A atividade para proteção de infraestrutura, agregando a garantia da zona de proteção atuando nas proximidades e a garantia da gestão de combustível atuando no coberto, apresentou um custo de 18 M€.

8.1.3. Comunicação com outros operadores de rede

Relativamente a outros operadores de rede de distribuição, mensal, trimestral e anualmente, foi disponibilizada informação relativa a continuidade de serviço, aos dez Operadores de Rede de Distribuição exclusivamente em BT (ORD_{BT}) de Portugal continental. Esta informação consiste no número e na duração das interrupções que afetaram cada um dos respetivos postos de transformação, bem como a identificação das diferentes causas das interrupções.

Quanto à qualidade de energia elétrica, o Plano de Monitorização da QEE 2020-2021 inclui um conjunto de subestações AT/MT, distribuídas uniformemente ao longo do biénio, que alimentam a quase totalidade dos postos de transformação dos dez ORD_{BT}. Da mesma forma, foi disponibilizada informação trimestral e anual sobre os resultados das medições da QEE, relativa à conformidade de fenómenos contínuos de tensão e a eventos de tensão, nas subestações AT/MT, em monitorização em 2021, que alimentam postos de transformação dos ORD_{BT}.

8.1.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”

A E-REDES é parceira da campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”, desenvolvida no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, dinamizado pela ERSE. Esta campanha tem como objetivo a criação de uma rede de parcerias com instituições-chave do Sistema Elétrico Nacional, no sentido de sensibilizar os utilizadores das redes elétricas de que a melhoria da qualidade de serviço deve contar com a contribuição de todos, sendo uma responsabilidade global. No âmbito desta campanha, estão em curso duas iniciativas em que a E-REDES, enquanto operador de rede, participa de forma ativa no contexto da promoção para a melhoria global da qualidade de serviço na distribuição de energia elétrica aos seus clientes:

- sensibilização para a necessidade de manutenção de postos de transformação de cliente;
- selo de Qualidade e+.

8.1.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente

Esta primeira iniciativa da campanha tem por objetivo transmitir a mensagem de que a qualidade de serviço técnica deve ser uma motivação partilhada por todos os clientes e alertar para a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos respetivos postos de transformação. Para o efeito, um folheto de divulgação desta iniciativa e um Manual de Boas Práticas para a manutenção de postos de transformação de cliente estão disponíveis na página da *internet* da campanha.

8.1.4.2. Selo de Qualidade e+

O Selo de Qualidade e+ é a segunda iniciativa da campanha e que pretende divulgar e valorizar as medidas de melhoria da qualidade de serviço concretizadas pelos gestores de parques empresariais e industriais. Para o conjunto de parques empresariais e industriais que aderiram à fase piloto desta iniciativa, a E-REDES, enquanto operador de rede a que essas instalações elétricas estão ligadas, é um elemento-chave para a atribuição do selo.

8.1.5. Redes inteligentes

A E-REDES tem em curso um programa de transformação digital que procura promover a adoção de novas tecnologias digitais de baixo custo, tentando simultaneamente obter ganhos rápidos e significativos que tocam em várias áreas do negócio. As redes inteligentes desempenham um papel central no processo de transição energética, contribuindo para a otimização e melhoria dos sistemas de energia, proporcionando uma relação mais direta entre o ORD e os vários *stakeholders*, uma

relação mais próxima entre cliente e comercializador, bem como uma generalização da produção descentralizada.

Têm sido desenvolvidos esforços importantes no campo das redes inteligentes, com a implementação de projetos que visam potenciar a utilização da informação que é disponibilizada pelos *smart meters*. Destaca-se o trabalho desenvolvido na plataforma que permite identificar proactivamente constrangimentos na rede BT provocados por instalações de autoconsumo e/ou postos de carregamento de veículos elétricos, bem como o trabalho que promove a identificação de zonas de rede com possíveis fragilidades no neutro - através dos dados dos EMI, nomeadamente dos eventos de tensão, procura-se identificar situações de pré-rotura de neutro de forma proativa, atuando antes da avaria. Complementarmente, em 2021 a E-REDES instalou mais de 868 mil contadores inteligentes, atingindo cerca de 3,98 milhões de *smart meters* instalados (cerca de 65% das instalações de BT).

Para a maioria destes clientes, a faturação é feita com base no consumo real e têm acesso a informação detalhada que permite um maior controlo sobre os seus hábitos de consumo. Adicionalmente, reforçou a capacidade de implementação de serviços de eficiência energética pelos agentes de mercado, com potencial impacto nas suas faturas energéticas e no desenvolvimento de novos modelos de negócio. Para além disso o operador de rede vê alargado o universo de clientes sobre os quais tem a capacidade de identificar e detetar com maior precisão a localização de eventuais incidentes na rede BT, aumentando assim a rapidez de resposta.

Para potenciar o benefício das *SMARTGRIDS*, mantendo-se o foco no valor acrescentado da informação que a infraestrutura inteligente oferece na melhoria contínua da gestão da rede de distribuição e qualidade de serviço aos clientes, salientam-se alguns tópicos relevantes concretizados durante o ano:

- Ações para a evolução da infraestrutura *Sysgrid*, nomeadamente na performance da base de dados e propagação da base de dados *Sysgrid* para a *cloud* com foco na disponibilização da informação aos utilizadores.
- Otimização da execução de Ordens de Serviço Remotas via infraestrutura *InovGrid*, com melhoria na eficiência e resposta à operação.
- Dotação no *GridControl* – Gestão de Rede BT - de regras relativas à correlação de eventos para uma gestão de rede mais proativa de forma a melhorar a resposta à operação (ex. regras relativas a condutores caídos e arcos partidos), assim como no estudo de redes problemáticas e otimização na componente de

visualização e performance do mapa, nomeadamente ao nível da visibilidade da rede BT.

8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial

Com o objetivo de melhorar e desenvolver novas formas de interação com o Cliente, surgiu o Programa FOCUS, lançado em 2020, promovendo o aumento da eficiência operacional, a qualidade de serviço e a experiência do Cliente.

Um ano após o seu lançamento, foram várias as funcionalidades desenvolvidas:

- o “**e-PLR**”, o pedido de ligação à rede feito de forma cómoda e prática, através do site da E-REDES, que agora, para além de poder ser feito *online*, permite ao Cliente simular todos os custos associados antes de efetuar o seu pedido através do novo simulador;
- o “**Siga o seu Pedido**”, que se trata de um *link* para uma página que é enviado por e-mail, após o pedido de ligação ter sido enviado e validado pela E-REDES, no qual o Cliente pode consultar, em tempo real, o estado em que o mesmo se encontra, tal como se acompanha uma encomenda *online*;
- a **videochamada**, que permite ao Cliente em qualquer altura do seu processo esclarecer alguma dúvida através do agendamento de uma reunião com um assistente de forma personalizada e sem sair de casa.

Outro grande destaque do Programa FOCUS é o '**Balcão Digital**', cuja implementação está atualmente em curso, e que pretende proporcionar ao Cliente a possibilidade de interagir com a Empresa, num local especializado. Este será o novo "ecossistema digital" da E-REDES, a partir do qual o Cliente poderá realizar diversos pedidos e acompanhar o estado das suas interações com a Empresa numa única área.

Focando ainda na digitalização dos processos e no aumento da transparência dos serviços da E-REDES, foi feito o *roll-out* do “**Siga a Equipa**” para todo o território nacional, o que permite ao Cliente, através de um *link* enviado via SMS no decorrer de uma visita técnica, identificar a equipa e acompanhar o tempo que falta para a sua chegada ao local, evitando assim potenciais desencontros.

No âmbito das avarias foi desenvolvida uma **notificação das interrupções programadas** que tem como propósito alertar o Cliente, caso a sua instalação esteja

abrangida numa zona afetada por uma interrupção programada, a fim de evitar chamadas para o *Contact Center* e ajudar o Cliente a prevenir eventuais prejuízos.

Para além destes novos serviços disponibilizados ao Cliente e, com vista a melhorar também a *performance* dos assistentes dos canais de atendimento da E-REDES, foi desenvolvida a plataforma “**NEXUS**” onde temos toda a informação centralizada num único ecrã, o que nos permite dar mais e melhores esclarecimentos, assim como reduzir os tempos de atendimento.

Na área de melhoria contínua, 2021 foi marcado com o (re)lançamento do “**Programa-R**”. Este Programa tem como objetivo identificar as principais causas-raiz de insatisfação do Cliente e melhorar os processos da E-REDES, assim como criar e desenvolver medidas mitigadoras para melhorar a sua relação com a Empresa. Através deste acompanhamento contínuo pelas diferentes áreas do Negócio é possível identificar os processos com maior destaque e traçar planos a curto e médio/longo prazo para inverter e corrigir as causas detetadas. Em 2021, os principais focos do Programa-R foram as Ordens de Trabalho, as Ligações à Rede e os temas relacionados com Leituras e Consumos. Para colmatar as subidas destas tipologias que, na sua maioria, se justificaram com a entrada dos novos sistemas (JUMP / EDM) podem-se destacar algumas iniciativas como:

- i. A revisão das comunicações enviadas para o Cliente, com o objetivo de darmos mais informação sobre os processos, de forma clara e transparente, a fim de evitar contactos futuros para eventuais esclarecimentos;
- ii. A melhoria e criação de novos procedimentos nos canais de atendimento, garantido que o Cliente fica esclarecido ao 1º contacto;
- iii. Criação de uma equipa dedicada ao tratamento dos Pedidos de Ligação à Rede mais complexos ou com atrasos – CMA ±;
- iv. Maior acompanhamento dos clientes reincidentes, de modo a perceber o motivo da reincidência junto do Cliente;
- v. Mais formações, seja aos técnicos responsáveis, equipas de gestão de contactos ou aos responsáveis pelos canais de atendimento.

Outro dos objetivos do Programa FOCUS está relacionado com o acompanhamento das diferentes áreas do negócio com impacto no Cliente. Assim, foram pensados e desenvolvidos diversos **dashboards** que, alinhados com o acompanhamento das reclamações, permitem controlar todos as fases dos processos da Empresa e atuar de forma proativa nos pontos críticos. Em paralelo, e também com vista a identificar pontos

críticos, foram desenhadas, em conjunto com uma consultora externa, as “**Jornadas do Cliente**”. Neste trabalho foram entrevistados vários segmentos de clientes, *stakeholders* e áreas do negócio que permitiram conhecer as diferentes perspetivas que cada processo pode ter e desenhar a jornada do Cliente desde a sua 1ª interação com a Empresa até ao último contacto.

Por fim, mas não menos importante, outro destaque de 2021 foi a extinção do e-mail do Apoio ao Cliente. A partir de agora, qualquer Cliente que queira contactar a E-REDES deve utilizar o novo formulário - **Contacte-nos**. Este formulário foi desenvolvido não só com o propósito de melhorar a experiência do Cliente, como também a eficiência operacional alocada ao tratamento e gestão de contactos, pois através deste formulário é solicitada a informação necessária para dar seguimento a qualquer contacto (evitando contactos futuros para solicitar novos dados) e chega de forma estruturada e segmentada por tema, permitindo encaminhar para as equipas corretas e, no futuro, a abertura automática de contactos, melhorando assim o tempo de resposta.

09

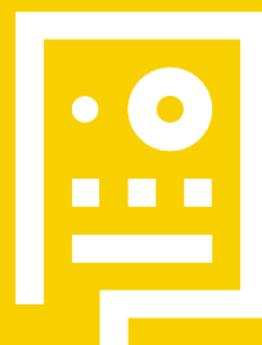
Anexos.

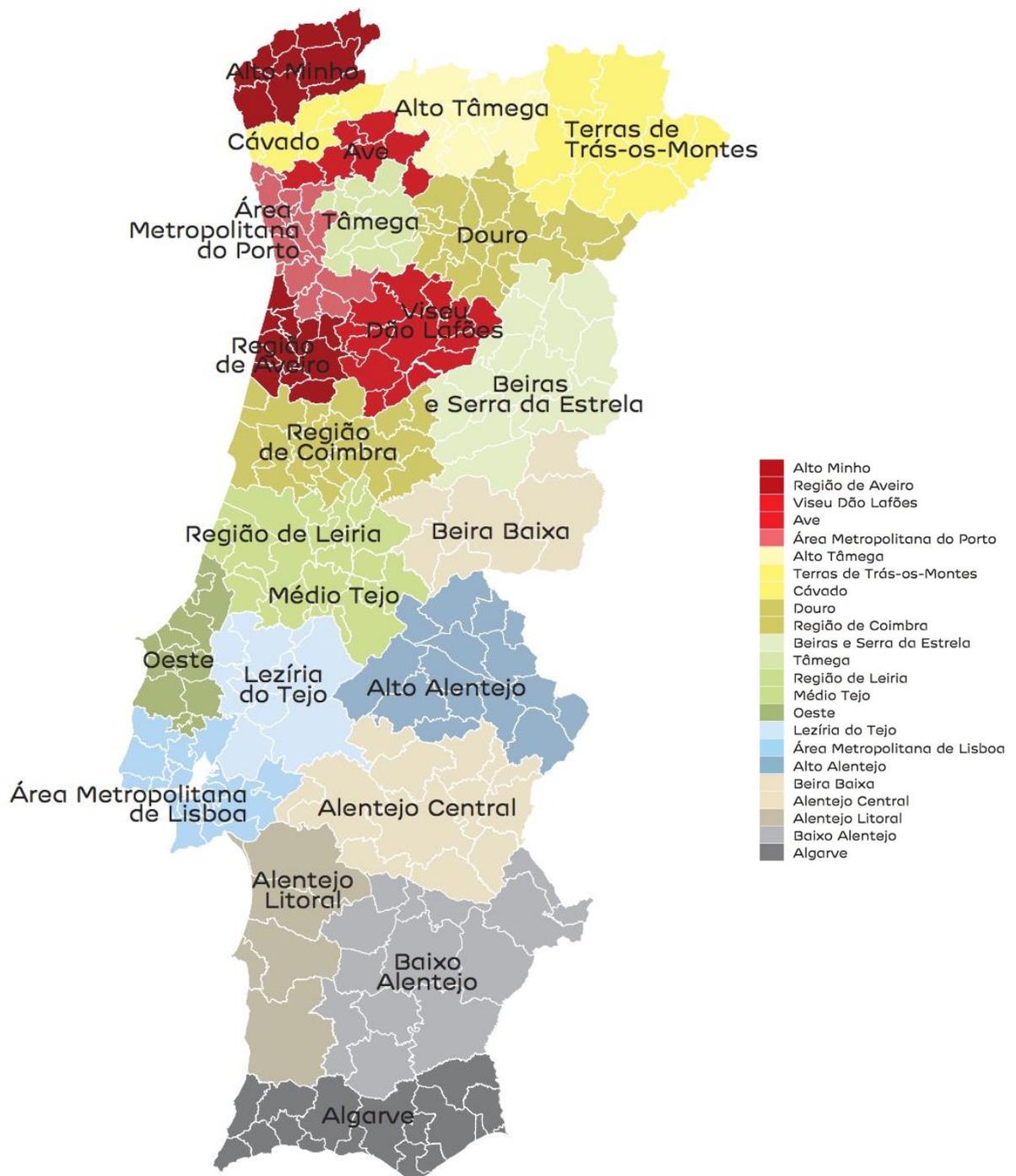


09

Anexos.

Anexo I





Constituição das regiões NUTS II

Norte

- Alto Minho
- Cávado
- Ave
- Área Metropolitana do Porto
- Alto Tâmega
- Tâmega e Sousa
- Douro
- Terras de Trás-os-Montes

Centro

- Região de Aveiro
- Região de Coimbra
- Região de Leiria
- Viseu Dão Lafões
- Beiras e Serra da Estrela
- Beira Baixa
- Oeste
- Médio Tejo

Área Metropolitana de Lisboa

- Área Metropolitana de Lisboa

Alentejo

- Alentejo Litoral
- Alto Alentejo
- Alentejo Central
- Baixo Alentejo
- Lezíria do Tejo

Algarve

- Algarve

Constituição das regiões NUTS III

Alto Minho

- Arcos de Valdevez
- Caminha
- Melgaço
- Monção
- Paredes de Coura
- Ponte da Barca
- Ponte de Lima
- Valença
- Viana do Castelo
- Vila Nova de Cerveira

Cávado

- Amares
- Barcelos
- Braga
- Esposende
- Terras de Bouro
- Vila Verde

Ave

- Cabeceiras de Basto
- Fafe
- Guimarães
- Mondim de Basto
- Póvoa de Lanhoso
- Vieira do Minho
- Vila Nova de Famalicão
- Vizela

Algarve

- Albufeira
- Alcoutim
- Aljezur
- Castro Marim
- Faro
- Lagoa
- Lagos
- Loulé
- Monchique
- Olhão
- Portimão
- São Brás de Alportel
- Silves
- Tavira
- Vila do Bispo
- Vila Real de Santo António

Área Metropolitana de Lisboa

- Alcochete
- Almada
- Amadora
- Barreiro
- Cascais
- Lisboa
- Loures
- Mafra
- Moita
- Montijo
- Odivelas
- Oeiras
- Palmela
- Seixal
- Sesimbra
- Setúbal
- Sintra
- Vila Franca de Xira

Alentejo Litoral

- Alcácer do Sal
- Grândola
- Odemira
- Santiago do Cacém
- Sines

Baixo Alentejo

- Aljustrel
- Almodôvar
- Alvito
- Barrancos
- Beja
- Castro Verde
- Cuba
- Ferreira do Alentejo
- Mértola
- Moura
- Ourique
- Serpa
- Vidigueira

Lezíria do Tejo

- Almeirim
- Alpiarça
- Azambuja
- Benavente
- Cartaxo
- Chamusca
- Coruche
- Golegã

- Rio Maior
- Salvaterra de Magos
- Santarém

Alto Alentejo

- Alter do Chão
- Arronches
- Avis
- Campo Maior
- Castelo de Vide
- Crato
- Elvas
- Fronteira
- Gavião
- Marvão
- Monforte
- Nisa
- Ponte de Sor
- Portalegre
- Sousel

Alentejo Central

- Alandroal
- Arraiolos
- Borba
- Estremoz
- Évora
- Montemor-o-Novo
- Mora
- Mourão
- Portel
- Redondo
- Reguengos de Monsaraz
- Vendas Novas
- Viana do Alentejo
- Vila Viçosa

Área Metropolitana do Porto

- Arouca
- Espinho
- Gondomar
- Maia
- Matosinhos
- Oliveira de Azeméis
- Paredes
- Porto
- Póvoa de Varzim
- Santa Maria da Feira
- Santo Tirso

- São João da Madeira
- Trofa
- Vale de Cambra
- Valongo
- Vila do Conde
- Vila Nova de Gaia
- Alto Tâmega
 - Boticas
 - Chaves
 - Montalegre
 - Ribeira de Pena
 - Valpaços
 - Vila Pouca de Aguiar
- Tâmega e Sousa
 - Amarante
 - Baião
 - Castelo de Paiva
 - Celorico de Basto
 - Cinfães
 - Felgueiras
 - Lousada
 - Marco de Canaveses
 - Paços de Ferreira
 - Penafiel
 - Resende
- Douro
 - Alijó
 - Armamar
 - Carraceda de Ansiães
 - Freixo de Espada à Cinta
 - Lamego
 - Mesão Frio
 - Moimenta da Beira
 - Murça
 - Penedono
 - Peso da Régua
 - Sabrosa
 - Santa Marta de Penaguião
 - São João da Pesqueira
 - Sernancelhe
 - Tabuaço
 - Tarouca
 - Torre de Moncorvo
 - Vila Nova de Foz Côa
 - Vila Real
- Terras de Trás-os-Montes
 - Alfândega da Fé
 - Bragança
 - Macedo de Cavaleiros
 - Miranda do Douro
 - Mirandela
 - Mogadouro
 - Vila Flor
 - Vimioso
- Vinhais
- Oeste
 - Alcobaça
 - Alenquer
 - Arruda dos Vinhos
 - Bombarral
 - Cadaval
 - Caldas da Rainha
 - Lourinhã
 - Nazaré
 - Óbidos
 - Peniche
 - Sobral de Monte Agraço
 - Torres Vedras
- Região de Aveiro
 - Águeda
 - Albergaria-a-Velha
 - Anadia
 - Aveiro
 - Estarreja
 - Ílhavo
 - Murtosa
 - Oliveira do Bairro
 - Ovar
 - Sever do Vouga
 - Vagos
- Região de Coimbra
 - Arganil
 - Cantanhede
 - Coimbra
 - Condeixa-a-Nova
 - Figueira da Foz
 - Góis
 - Lousã
 - Mealhada
 - Mira
 - Miranda do Corvo
 - Montemor-o-Velho
 - Mortágua
 - Oliveira do Hospital
 - Pampilhosa da Serra
 - Penacova
 - Penela
 - Soure
 - Tábua
 - Vila Nova de Poiares
- Região de Leiria
 - Alvaiázere
 - Ansião
 - Batalha
 - Castanheira de Pêra
 - Figueiró dos Vinhos
 - Leiria
 - Marinha Grande
 - Pedrógão Grande
 - Pombal
- Porto de Mós
- Viseu Dão Lafões
 - Aguiar da Beira
 - Carregal do Sal
 - Castro Daire
 - Mangualde
 - Nelas
 - Oliveira de Frades
 - Penalva do Castelo
 - Santa Comba Dão
 - São Pedro do Sul
 - Sátão
 - Tondela
 - Vila Nova de Paiva
 - Viseu
 - Vouzela
- Beira Baixa
 - Castelo Branco
 - Idanha-a-Nova
 - Oleiros
 - Penamacor
 - Proença-a-Nova
 - Vila Velha de Ródão
- Médio Tejo
 - Abrantes
 - Alcanena
 - Constância
 - Entroncamento
 - Ferreira do Zêzere
 - Mação
 - Ourém
 - Sardoal
 - Sertã
 - Tomar
 - Torres Novas
 - Vila de Rei
 - Vila Nova da Barquinha
- Beiras e Serra da Estrela
 - Almeida
 - Belmonte
 - Celorico da Beira
 - Covilhã
 - Figueira de Castelo Rodrigo
 - Fornos de Algodres
 - Fundão
 - Gouveia
 - Guarda
 - Manteigas
 - Meda
 - Pinhel
 - Sabugal
 - Seia
 - Trancoso

09

Anexos. Anexo II



Apresentam-se em seguida as definições e siglas adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica” e dos seguintes regulamentos publicados: Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

A

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

Avaria - condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

B

Baixa Tensão (BT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Baixa Tensão Especial (BTE) – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW.

Baixa Tensão Normal (BTN) – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

C

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.

Causa - todo o conjunto de situações que deram origem ao aparecimento de uma ocorrência.

Cava da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% 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. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

Centro de Condução de uma rede - órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

Cliente - pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica.

Compatibilidade eletromagnética (CEM) - aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Concessão da RND – contrato através do qual o Estado outorga a exploração da Rede Nacional de Distribuição exercida em regime de serviço público.

Condições normais de exploração - condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia elétrica, às manobras da rede e à eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de

proteção, na ausência de condições excepcionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

Condução da rede - ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

Consumidor - cliente final de eletricidade.

Corrente de curto-circuito - corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

D

Defeito (elétrico) - anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões - estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Despacho Nacional ou Regional de uma rede - órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia.

Disparo - abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - “System Average Interruption Duration Index”) - quociente da soma das durações das interrupções longas nos Pontos de Entrega, durante determinado período, pelo número total dos Pontos de Entrega, nesse mesmo período.

E

Elemento avariado - todo o elemento da rede elétrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

EMI – Equipamento de medição inteligente.

EMI em telegestão – Equipamento em que a comunicação com o concentrador de dados é estável, cumprindo requisitos mínimos definidos para realizar serviços remotos, recolher informação de consumos com periodicidade diária (quarto-horária ou relativa a 24 horas) e recolher eventos.

EMI registado – Equipamento em que a comunicação com o concentrador de dados ainda está em avaliação (podem evoluir para telegestão) ou em que a comunicação não é estável (ruído, atenuação), permitindo apenas a recolha de leituras.

Emissão (eletromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

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 (normalmente 1 ano civil).

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 (normalmente 1 ano civil).

Entrada - canalização elétrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Exploração - conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e os não elétricos.

F

Flutuação de tensão - série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

Fornecedor - entidade com capacidade para efetuar fornecimentos de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades; produtor em regime ordinário, cogenerador, comercializador ou comercializador de último recurso.

Frequência da tensão de alimentação (f) - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - “System Average Interruption Frequency Index”) - quociente do número total de interrupções longas nos Pontos de Entrega, num determinado período, pelo número total de Pontos de Entrega.

Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI – “Momentary Average Interruption Frequency Index”) - quociente entre o número total de interrupções breves nos Pontos de Entrega, num determinado período, pelo número total de Pontos de Entrega.

I

IGI – Incidente de grande impacto.

Imunidade (a uma perturbação) - aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.

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.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como por exemplo um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder.

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.

Instalação elétrica eventual - instalação elétrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

Instalação de utilização - instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção acidental - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção breve - interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

Interrupção do fornecimento ou da entrega - situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no Ponto de Entrega é inferior a 5 % da tensão declarada U_c , em todas as fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa - interrupção com uma duração superior a 3 minutos.

Interrupção prevista - interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

IP-MPLS - *IP Multi-protocol Label Switching*.

Isolamento - isolar um elemento de rede (ou uma instalação) consiste na abertura de todos os órgãos de corte visível (seccionadores, ligações amovíveis, disjuntores de proteção de todos os secundários dos transformadores de tensão, etc.) de modo a garantir, de forma eficaz, a ausência de alimentação proveniente de qualquer fonte de tensão.

IVR – Interactive Voice Response. - *IP Multi-protocol Label Switching*.

L

Limite de emissão (duma fonte de perturbação) - valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade - valor mínimo requerido do nível de imunidade.

M

MAIFI – “Momentary Average Interruption Frequency Index” (ver definição de Frequência média de interrupções breves do sistema).

Manobras - ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou a regular os níveis de tensão ou a produção de energia relativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

Manutenção - combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

Manutenção corretiva (reparação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

Manutenção preventiva (conservação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.

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

Muito Alta Tensão (MAT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

N

Nível de compatibilidade (eletromagnética) - nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.

Nível de emissão - nível de uma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido de uma maneira especificada.

Nível de imunidade - nível máximo de uma perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

Nível de perturbação - nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.

Nível (de uma quantidade) - valor de uma quantidade avaliada de uma maneira especificada.

O

Ocorrência (evento) - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

Operador Automático (OPA) - dispositivo eletrônico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

Operação - ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

Origem da ocorrência - localização da ocorrência na rede elétrica que provocou a respetiva ocorrência.

P

Padrão individual de qualidade de serviço - nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes.

Perturbação (eletromagnética) - fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

PI – Pedidos de informação.

PNUF – Plano Nacional de Deslastre Frequenciométrico.

Ponto de entrega (PdE) - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega, os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação - ponto da rede eletricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede) - é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica.

Ponto de medida - ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

Posto elétrico (de uma rede elétrica) - parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de corte - posto englobando aparelhagem de manobra (disjuntores ou interruptores) que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas, no mesmo nível de tensão, e incluindo geralmente barramentos.

Posto de seccionamento - posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas, por meio de seccionadores.

Posto de transformação - posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

Potência nominal - é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

Potência de recurso – valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

Produtor - pessoa singular ou coletiva que produz energia elétrica.

Protocolo IP - Protocolo Internet (em inglês: *Internet Protocol*).

PTC – Posto de Transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

PTD – Posto de Transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor de energia elétrica.

Q

QEE – Qualidade de Energia Elétrica.

R

Ramal - canalização elétrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

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.

Rede de distribuição - parte da rede utilizada para a transmissão da energia elétrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte - parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Rede Nacional de Distribuição (RND) – a rede nacional de distribuição em média e alta tensão.

Rede Nacional de Transporte (RNT) - rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os respetivos bens e direitos conexos.

Regime Especial de Exploração - situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco elétrico ou a minimizar os seus efeitos.

Religação - operação automática de disparo e fecho de disjuntor, para eliminar defeito transitório em rede aérea, originando uma interrupção inferior a 1 segundo.

Reposição de serviço – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

S

SAIDI – “*System Average Interruption Duration Index*” (ver definição de Duração média de interrupções do sistema).

SAIFI – “*System Average Interruption Frequency Index*” (ver definição de Frequência média de interrupções do sistema).

SCADA – Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, proveniente do inglês “*Supervisory Control and Data Acquisition*”.

Severidade da tremulação - intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

Severidade de curta duração (Pst) medida num período de 10 min;

Severidade de longa duração (Plt) calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

Sistema de comando – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de controlo – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de proteção – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

Sobretensão temporária à frequência industrial - sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória - sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Subestação - posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

T

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.

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.

Tempo de reposição de serviço – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

Tensão de alimentação - valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão de alimentação declarada (Uc) - 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 .

Tensão harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

individualmente, segundo a sua amplitude relativa (U_h) em relação à fundamental (U_1), em que “h” representa a ordem da harmónica;

globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

Tensão inter-harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (Un) - tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Trabalho programado (ocorrência programada) - toda a ocorrência que tenha origem numa causa voluntária. Tem geralmente um pedido de indisponibilidade associado e dá origem a uma ou mais interrupções previstas.

Tremulação (“flicker”) - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

U

Utilizador da rede – pessoa singular ou coletiva que entrega energia elétrica à rede ou que é abastecido através dela.

V

Varição de tensão - aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

