



Relatório da Qualidade de Serviço **2023**



Índice

1. Introdução.....	6
2. Caracterização da Rede de Distribuição	10
2.1. Ativos de rede	10
2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais	11
3. Qualidade de Serviço Técnico	16
3.1. Continuidade de Serviço da rede AT	16
3.1.1. Caracterização das interrupções.....	16
3.1.2. Evolução dos indicadores gerais para as instalações de consumo	18
3.1.3. Incidentes mais significativos	21
3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção	21
3.2. Continuidade de Serviço da rede MT.....	23
3.2.1. Caracterização das interrupções.....	23
3.2.2. Evolução dos indicadores gerais para instalações de consumo.....	24
3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais	29
3.2.4. Incidentes mais significativos	30
3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção	30
3.3. Continuidade de Serviço da rede BT	33
3.3.1. Caracterização das interrupções.....	33
3.3.2. Evolução dos indicadores gerais.....	33
3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais	35
3.4. Qualidade de Energia Elétrica	36
3.4.1. Plano de monitorização da QEE	37
3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT	39
3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão.....	40
3.4.2.2. Eventos de tensão.....	41
3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição	44

3.4.4. Ações de melhoria da QEE	45
3.4.4.1. Subestações AT/MT	45
3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição	46
3.5. Principais conclusões	46
4. Qualidade de Serviço Comercial.....	50
4.1. Meios de atendimento	52
4.1.1. Atendimento presencial.....	52
4.1.2. Atendimento telefónico.....	53
4.2. Pedidos de informação e reclamações.....	56
4.2.1. Pedidos de informação	56
4.2.2. Reclamações	58
4.3. Serviços	60
4.3.1. Ligações às redes.....	60
4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento	61
4.3.3. Visita combinada.....	62
4.3.4. Assistência técnica.....	63
4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN	64
4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	65
5. Eventos Excepcionais.....	68
5.1. Depressão Aline	68
5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	68
5.1.2. Impacto na QEE.....	69
5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial.....	70
5.2. Depressão <i>Ciarán</i>	70
5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	71
5.2.2. Impacto na QEE.....	71
5.2.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial.....	72
5.3. Depressão <i>Domingos</i>	73
5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço	73

5.3.2. Impacto na QEE.....	74
5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial	75
5.4. Outros eventos excepcionais.....	75
6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço	78
6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica	78
6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial	79
7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários	84
7.1. Clientes com necessidades especiais	84
7.2. Clientes prioritários.....	84
8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço.....	88
8.1. Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	88
8.1.1. Inovação e operação do sistema.....	88
8.1.1.1. Conectividade e Automação.....	89
8.1.2. Exploração dos ativos.....	89
8.1.3. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”.....	94
8.1.3.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente	94
8.1.3.2. Selo de Qualidade e+	94
8.1.4. Projetos realizados com recurso a redes inteligentes.....	95
8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial.....	96
9. Anexos.....	99

Anexo 1 – Caracterização das Regiões NUTS II e NUTS III

Anexo 2 – Definições e Siglas

1

Introdução



1. Introdução

O presente relatório divulga a análise, para o ano de 2023, da 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 da qualidade do serviço de âmbito comercial. O ano de 2023 foi marcado pela Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, que resultou na publicação, em Diário da República, de uma nova versão do Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS), publicado em Diário da República a 28 de julho de 2023 (Regulamento n.º 826/2023).

O presente Relatório da Qualidade de Serviço, cujo conteúdo se encontra definido no artigo 120.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 continuidade 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 resultados apurados para o ano de 2023 evidenciam um excelente desempenho da rede elétrica de distribuição, destacando-se uma melhoria significativa nos indicadores de continuidade de serviço MT. Os indicadores Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em Média Tensão (MT), *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) MT e *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) MT atingiram resultados de 48 minutos, 62 minutos e 1.57 interrupções, respetivamente, representando o melhor desempenho de sempre atingido pela E-REDES no que diz respeito ao indicador SAIDI MT.

Estes resultados estão 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, vêm 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 das características de tensão.

O presente relatório mostra a análise, para o ano de 2023, da 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 da qualidade do serviço de âmbito comercial. O ano de 2023 foi marcado pela revisão regulamentar do setor elétrico, que resultou na revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS), publicada em Diário da República a 28 de julho de 2023 (Regulamento n.º 826/2023).

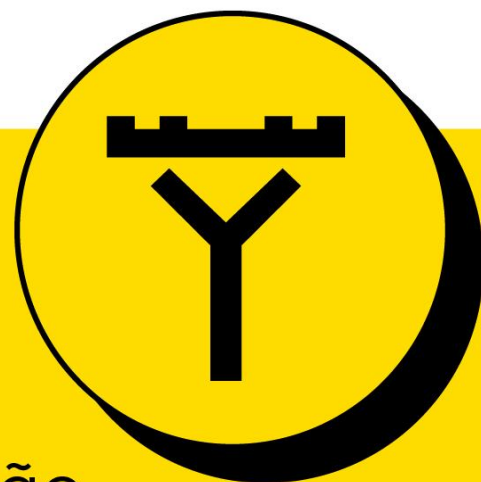
Qualidade de Serviço Comercial

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.

É ainda de destacar a implementação, durante o ano de 2023, 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.

2

Caracterização da Rede de Distribuição



2. Caracterização da Rede de Distribuição

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2023, as instalações e os equipamentos em serviço na rede operada pela E-REDES eram os indicados na Tabela 2.1.

	2022	2023
Subestações		
Nº de subestações	435	436
Nº de transformadores	781	786
Potência instalada (MVA)	18 663	18 794,5
Linhas (incluindo ramais, em km)	84 329	84 721
Aéreas	68 641	68 791
AT (60/132 kV)	9 072	9 098
MT (6/10/15/30 kV)	59 569	59 693
Cabos subterrâneos	15 697	15 930
AT (60/132 kV)	565	576
MT (6/10/15/30 kV)	15 132	15 354
Postos de Transformação de Distribuição		
Unidades	70 588	70 920
Potência instalada (MVA)	21 369	21 574,2
Redes BT (km)	147 751	149 948
Aéreas	113 266	115 109
Subterrâneas	34 485	34 839

Tabela 2.1 - Ativos de rede da E-REDES a 31 de dezembro de 2023

Nota: os dados apresentados incluem a rede em situação de reserva. O número de subestações indicado para 2023 inclui 28 subestações MT/MT, 1 subestação MAT/AT/MT e 11 subestações móveis de recurso.

No final do ano de 2023 a potência instalada nas 436 subestações existentes era de 18.794,5 MVA. Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD) totalizavam 70 920 no final do ano, com uma potência instalada de 21,574,2 MVA, correspondendo a um aumento de cerca de 0,96% face ao ano anterior.

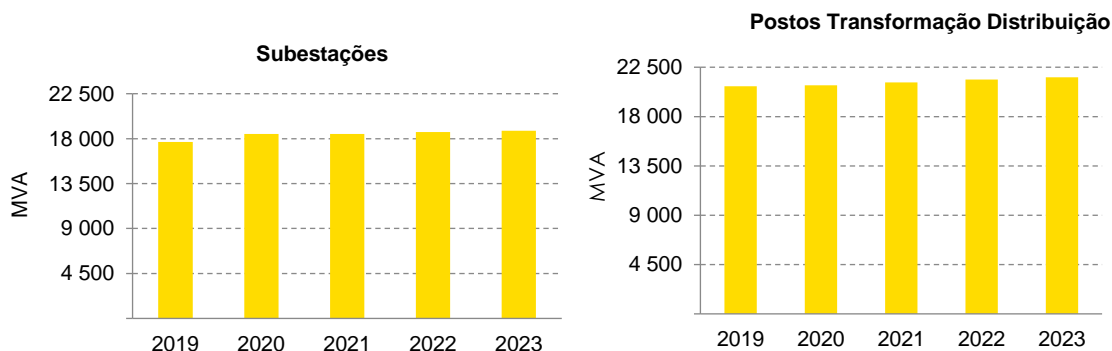


Gráfico 2.1 – Potência instalada em subestações e PTD.

A rede AT tinha, no final de 2023, uma extensão de 9.674 km, sendo 9.072 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT, estavam em exploração, respetivamente, 75.047 km e 149.948 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%.

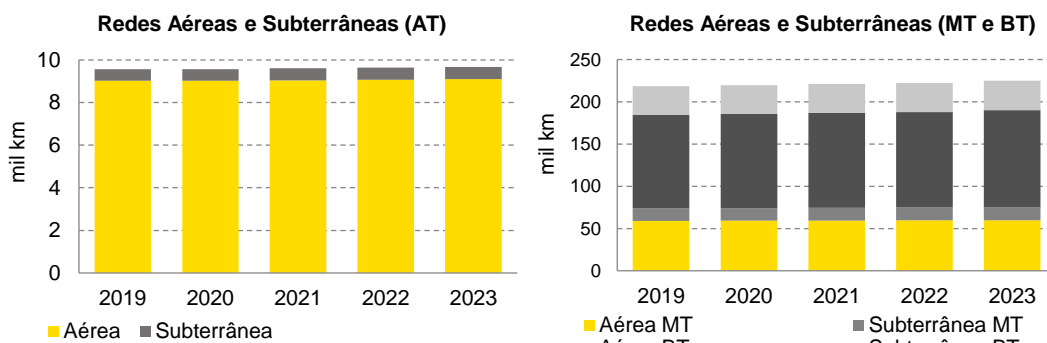


Gráfico 2.2 – Extensão das redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em relação a 2022, as redes AT, MT e BT registaram um aumento da sua extensão, de 0,4%, 0,5% e 1,5%, respetivamente.

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

Em 31 de dezembro de 2023, as redes exploradas pela E-REDES serviam cerca de 6,4 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.

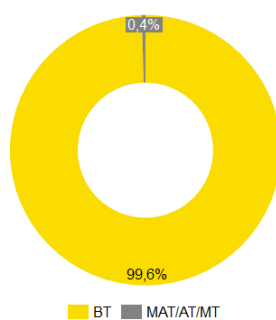


Gráfico 2.3 – Distribuição de utilizadores de rede por MAT/AT/MT e BT.

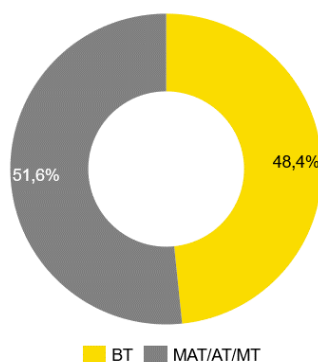


Gráfico 2.4 – Distribuição de energia entregue por MAT/AT/MT e BT.

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.

¹ Para o presente relatório foi utilizada a nova Nomenclatura Comum das Unidades Territoriais Estatísticas (NUTS 2024), que entre outras alterações, contempla duas novas NUTS II: Península de Setúbal e Oeste e Vale do Tejo.

² A E-REDES encontra-se a aplicar as zonas de qualidade de serviço previstas na versão mais recente do RQS (Regulamento n.º 826/2023):

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.

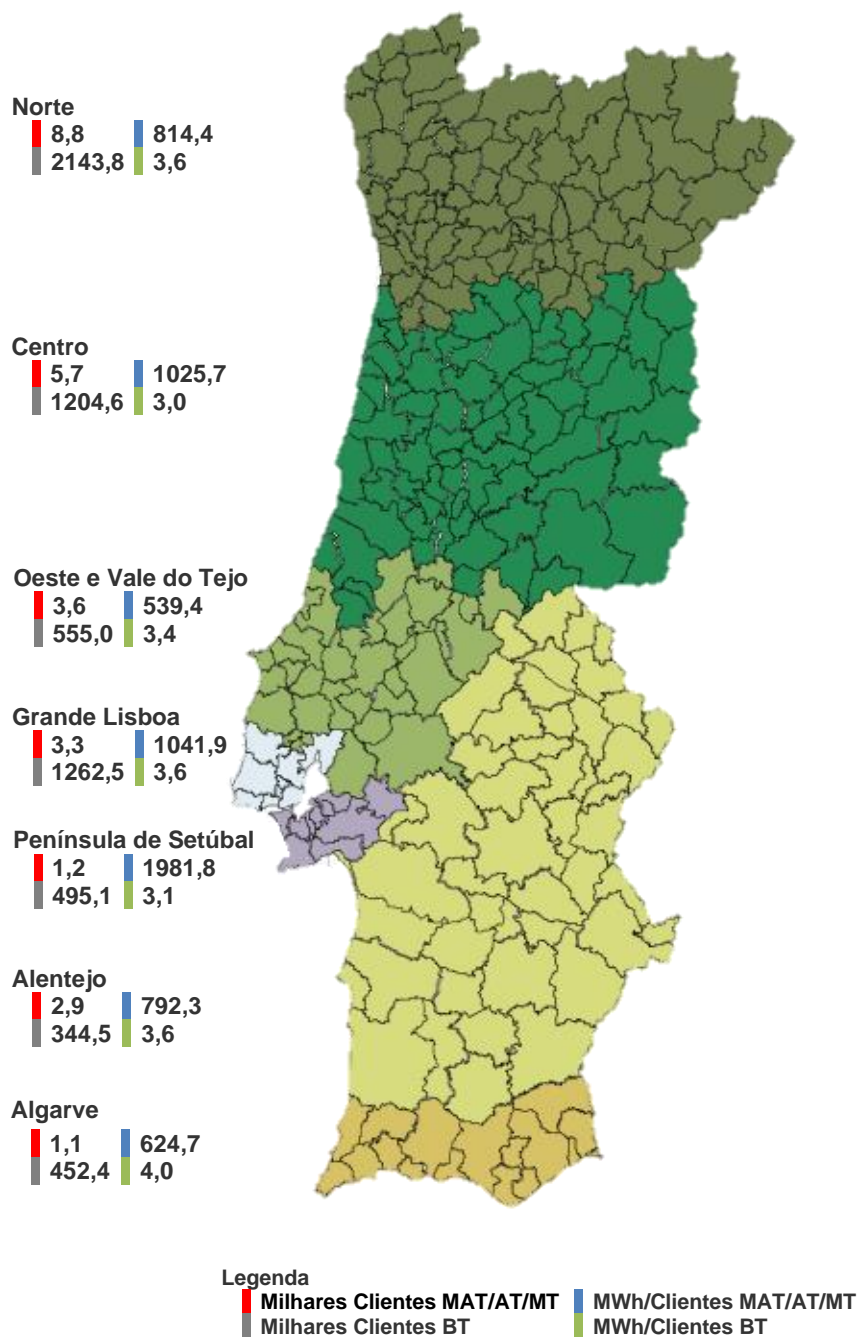


Gráfico 2.5 – Caracterização do número de clientes e consumos anuais por regiões NUTS II

3

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 QEE no ano de 2023, 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 de produção. Por outro lado, os mesmos resultados não contemplam o contributo de eventos excepcionais, devidamente classificados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Destes eventos, que serão detalhados no Capítulo 5 deste relatório, destacam-se a Depressão Aline, Depressão Ciarán e Depressão Domingos, ocorridos ao longo do ano de 2023.

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 de produção, designadamente fenómenos contínuos e eventos de tensão. De forma idêntica, o contributo de eventos excepcionais, devidamente classificados pela ERSE, 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.

3.1. Continuidade de Serviço da rede AT

3.1.1. Caracterização das interrupções

Apresenta-se de seguida, para o ano de 2023, a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em termos das interrupções acidentais e previstas.

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).*

Interrupções Acidentais AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	129	4	133
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	177	15	192
TOTAL		306	19	325

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	10	0	10
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	333	0	333
TOTAL		343	0	343

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.

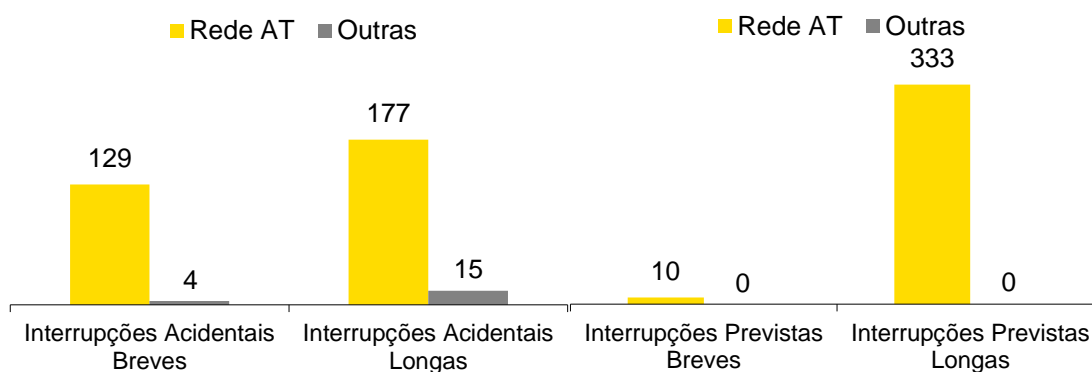


Gráfico 3.1 – Distribuição de interrupções na rede AT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

Refere-se que 92% das interrupções acidentais longas tiveram origem na rede AT e 8% nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 79% do total de interrupções ocorridas na rede AT e resultam predominantemente de causas identificadas como “Próprias” (33,7%), “Acordo com o cliente” (39,8%) e “Outras redes ou instalações” (22,7%). A distribuição por causas das interrupções consta no gráfico seguinte:

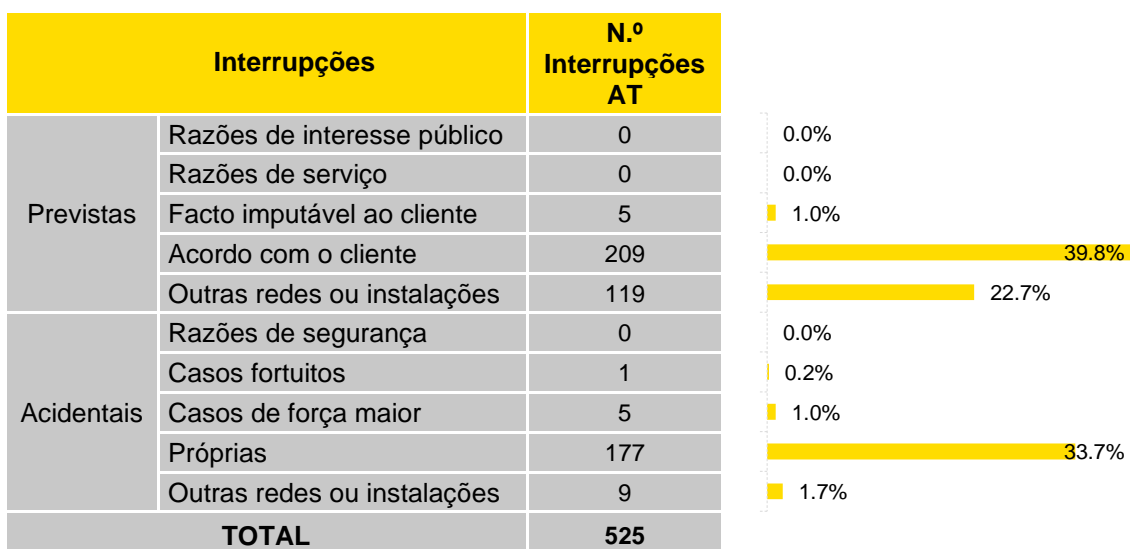


Gráfico 3.2 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, AT.

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 2022.

Indicadores		Ano 2022	Ano 2023	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2022	2023	2022	2023	2022	2023
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,11	0,28	0	0	0,19	0,19	0,10	0,32
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
SAIDI AT (min)	Acidentais	4,63	4,73	0	0	6,37	8,50	4,51	4,05
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
MAIFI AT (nº)	Acidentais	0,38	0,60	0,22	0	0,38	0,83	0,40	0,58
	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, Algarve, Alto Alentejo, Alto Tâmega e Barroso, Baixo Alentejo, Beiras e Serra da Estrela, Cávado, Douro, Médio Tejo, Oeste, Terras de Trás os Montes, Tâmega e Sousa e Viseu Dão Lafões não registaram qualquer interrupção em 2023.

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>

No Gráfico 3.3, relativamente ao indicador SAIFI AT, que se apresenta de seguida, verifica-se que foram registadas melhorias significativas entre 20% e 100% face a 2022, em 2 regiões.

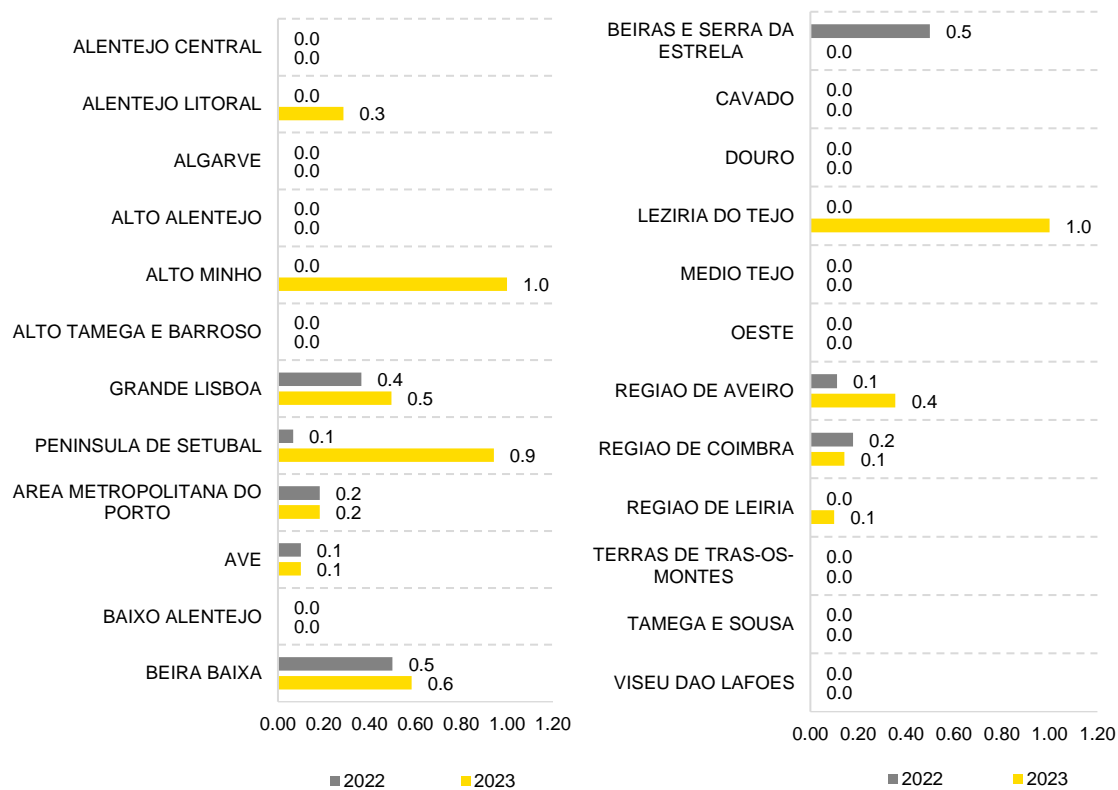


Gráfico 3.3 – Indicador SAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No caso do indicador SAIDI AT, apresentado no Gráfico 3.4, verifica-se uma melhoria significativa entre 35% e 100%, relativamente a 2022, em 5 regiões.

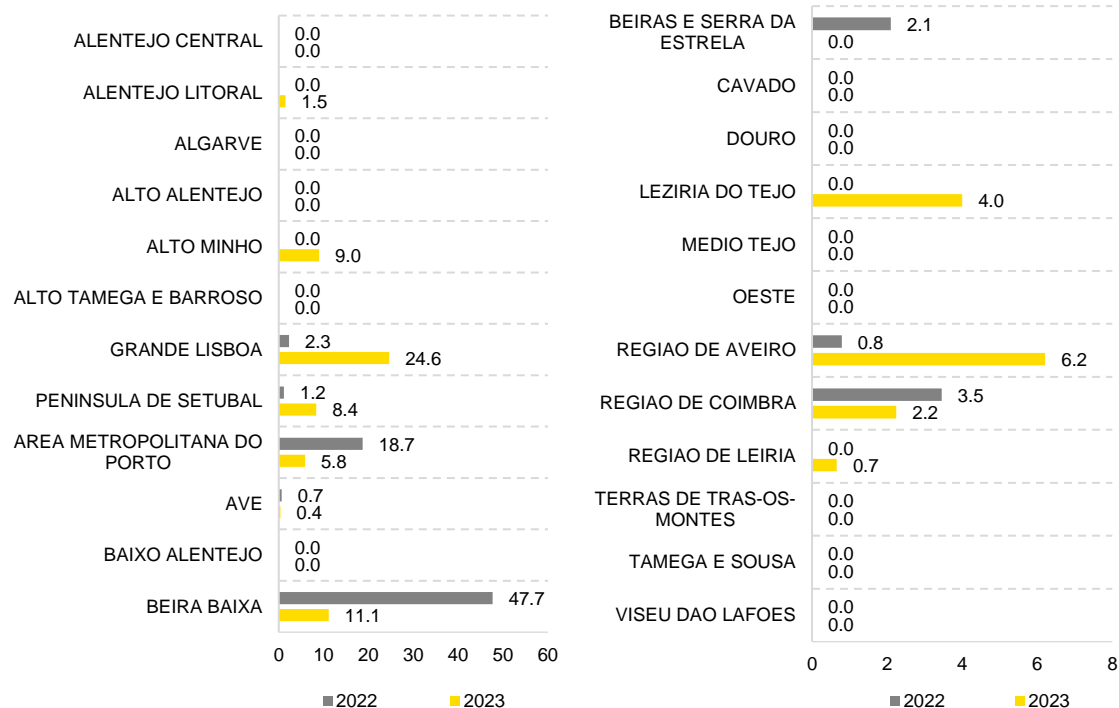


Gráfico 3.4 – Indicador SAIDI AT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No que diz respeito ao indicador MAIFI AT, discriminado no Gráfico 3.5, registaram-se melhorias significativas entre 10% e 100% em 8 regiões.

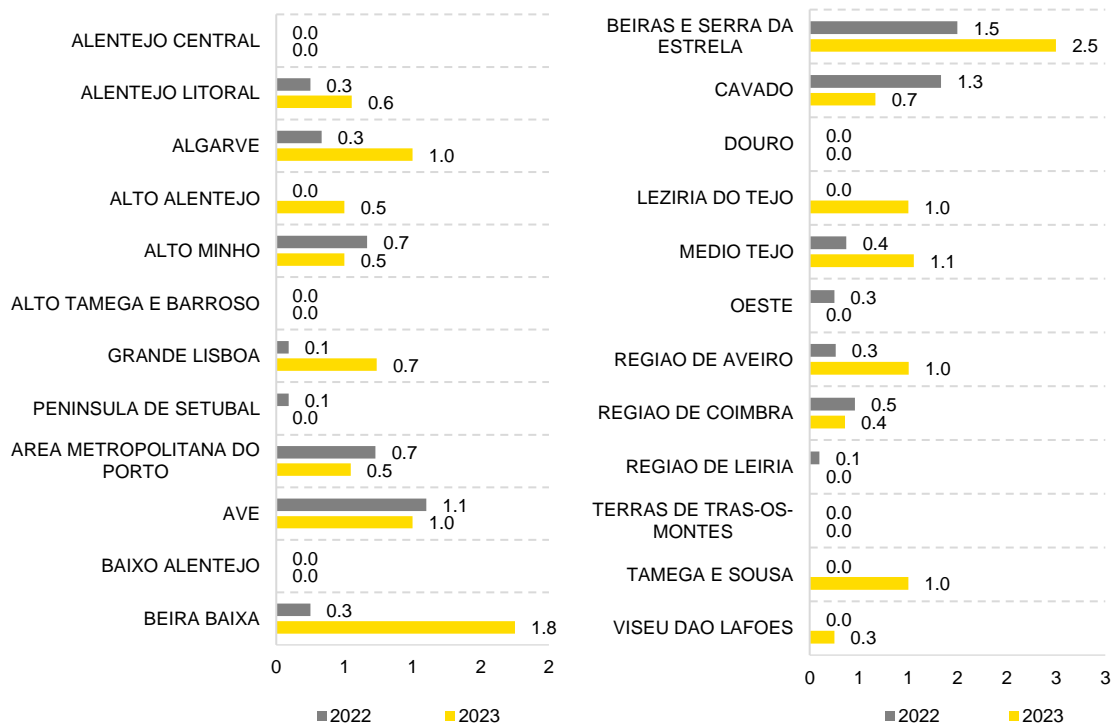


Gráfico 3.5 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

3.1.3. Incidentes mais significativos

A passagem da depressão *Ciarán*, nos dias 01 e 02 de novembro de 2023, com maior impacto nas regiões Norte e Centro de Portugal continental, teve um elevado impacto na rede AT, em resultado da forte precipitação e pelo aumento da intensidade do vento, com ocorrência de fenómenos extremos de vento. Por outro lado, a passagem da depressão *Domingos*, no dia 04 de novembro de 2023, com maior incidência nas regiões Norte e Centro de Portugal continental, também teve um elevado impacto na rede AT, em resultado da forte precipitação e pelo aumento da intensidade do vento causada 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 2023, 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 2022	Ano 2023	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2022	2023	2022	2023	2022	2023
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,22	0,33	0,25	0,25	0,14	0	0,23	0,34
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
SAIDI AT (min)	Acidentais	50,12	155,56	0,99	1,25	1,63	0	53,13	164,80
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
MAIFI AT (nº)	Acidentais	0,77	1,49	1,75	0	0	0,13	0,78	1,57
	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 2023, e no que diz respeito ao indicador SAIFI AT discriminado no Gráfico 3.6, registaram-se valores nulos em 11 das 24 NUTS III, sendo a Região Beiras e Serra da Estrela a que registou o valor mais elevado do indicador.

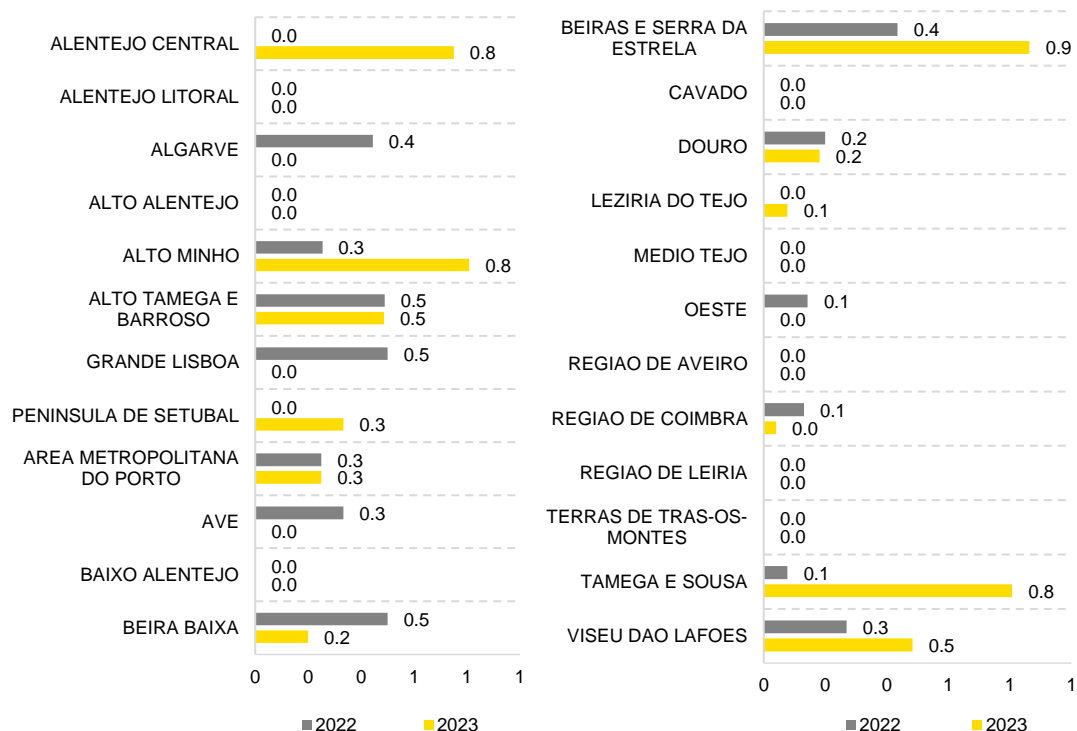


Gráfico 3.6 – Indicador SAIFI AT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023.

No que diz respeito ao indicador SAIDI AT, discriminado no Gráfico 3.7, é seguida a tendência do indicador anterior, registando-se valores nulos em 12 das 24 NUTS III.

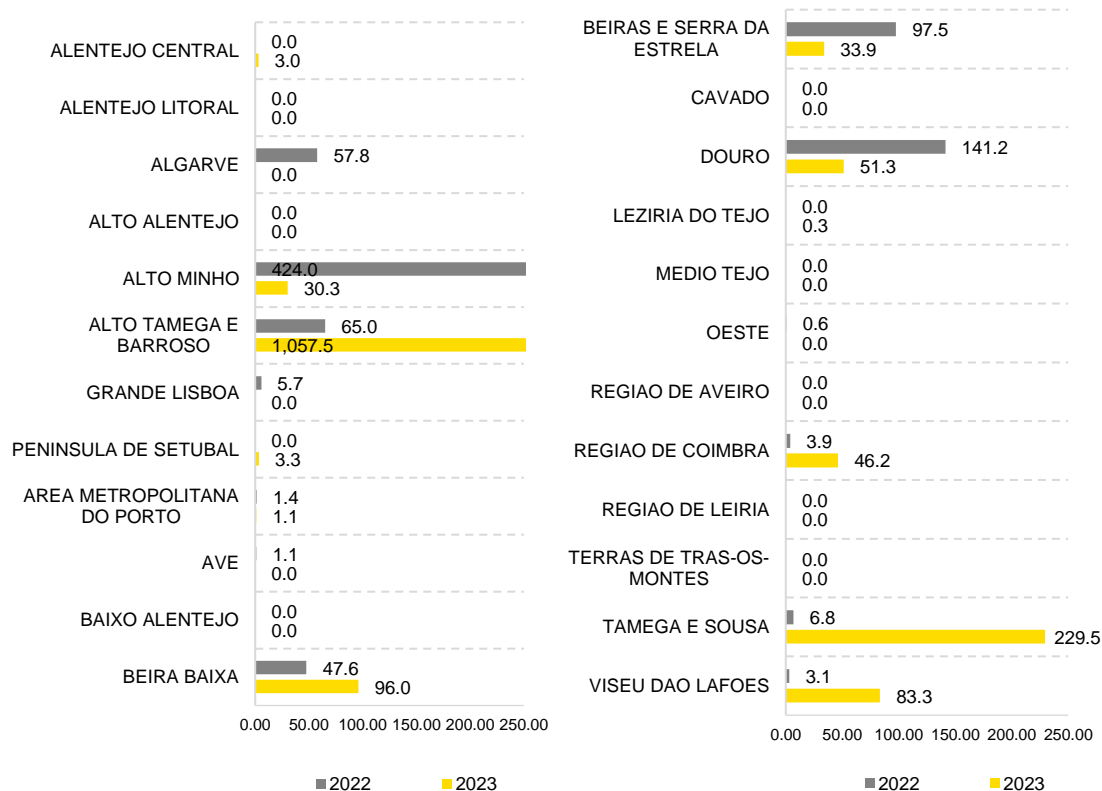


Gráfico 3.7 – Indicador SAIDI AT (min), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

Quanto ao indicador MAIFI AT, discriminado no Gráfico 3.8, em 2023 registaram-se valores nulos em 7 das 24 NUTS III, sendo novamente Beiras e Serra da Estrela a região que registou o valor mais elevado com 3,5 interrupções.

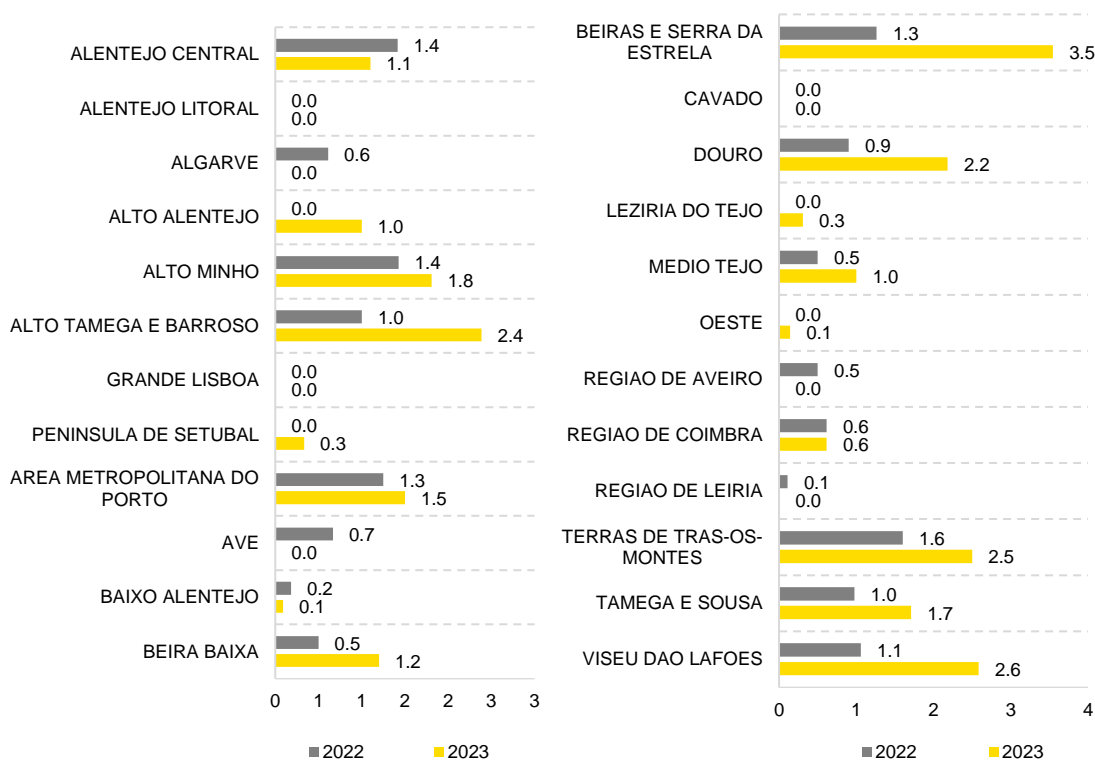


Gráfico 3.8 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

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 2023.

Interrupções Acidentais MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	$1 \text{ seg} \leq t \leq 3 \text{ min}$	8 424	28	8 452
Interrupções Acidentais Longas	$t > 3 \text{ min}$	6 650	59	6 709
TOTAL		15 074	87	15 161

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	$1 \text{ seg} \leq t \leq 3 \text{ min}$	3	0	3
Interrupções Previstas Longas	$t > 3 \text{ min}$	126	0	126
TOTAL		129	0	129

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.

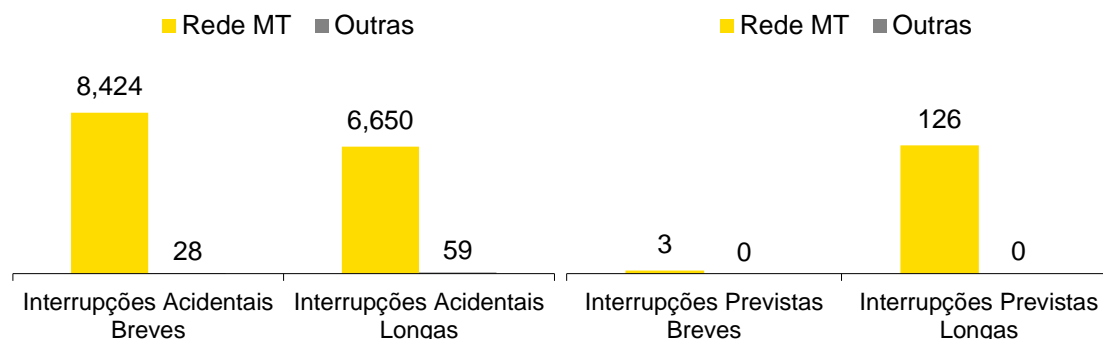


Gráfico 3.9 – Distribuição de interrupções na rede MT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

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 45% do total de interrupções que ocorreram na rede MT, sendo que 83.3% são resultantes de causas “Próprias”, conforme se verifica no gráfico seguinte.

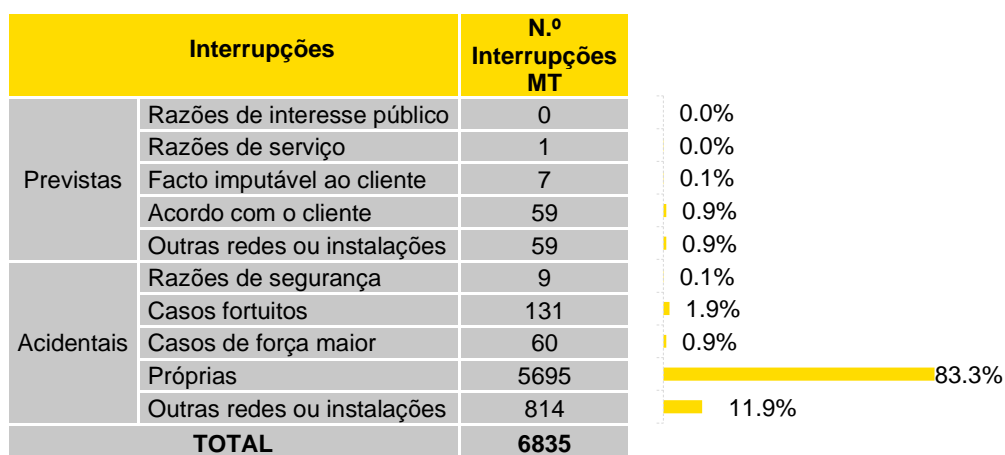


Gráfico 3.10 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, MT.

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 Aline ocorrida a 19 de outubro, na Depressão Ciarán ocorrida a 1 e 2 de novembro e na Depressão Domingos, ocorrida no dia 4 de novembro), foi possível atingir, em 2023, um TIEPI MT de 48.13 minutos, verificando-se uma redução de cerca de 8% relativamente ao ano de 2022.

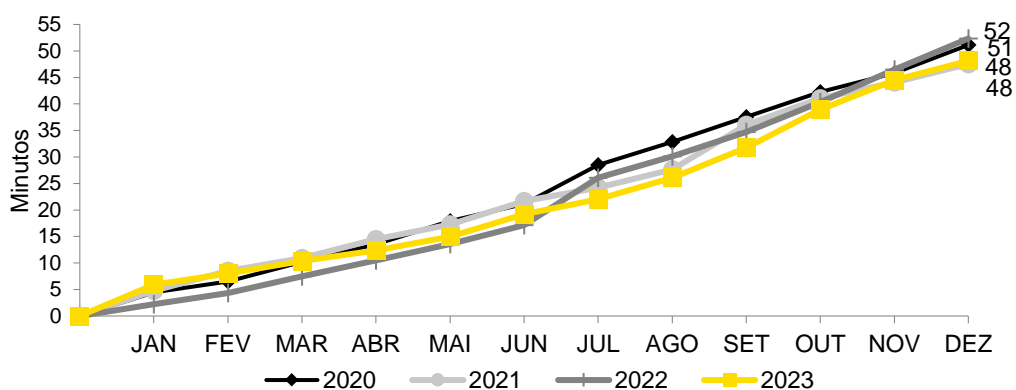


Gráfico 3.11 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

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 sofreu uma redução significativa no ano de 2023.

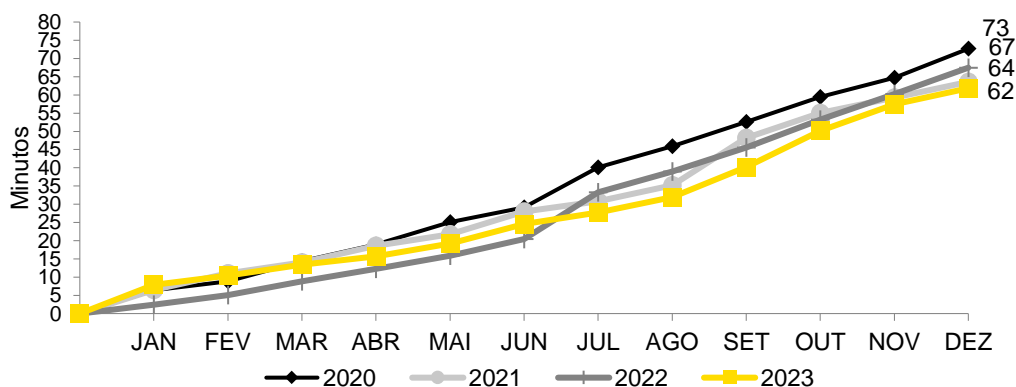


Gráfico 3.12 – Evolução mensal acumulada SAIDI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

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 **Error! Reference source not found.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 2022	Ano 2023	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2022	2023	2022	2023	2022	2023
TIEPI MT (min)	Acidentais	52,34	48,10	34,33	30,37	48,61	42,38	64,82	61,38
	Previstas	0	0,04	0	0	0	0	0,01	0,08
END MT (MWh)	Acidentais	3944,93	3725,99	702,70	621,99	958,30	874,15	2283,94	2229,84
	Previstas	0,25	2,89	0	0	0	0	0,25	2,89
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,70	1,57	0,90	0,83	1,26	1,19	2,00	1,84
	Previstas	0,00	0,00	0	0	0	0	0,00	0,00
SAIDI MT (min)	Acidentais	67,46	61,77	37,60	34,21	51,92	46,57	78,25	72,01
	Previstas	0,00	0,05	0	0	0	0	0,01	0,08
MAIFI MT (nº)	Acidentais	8,37	8,52	1,72	1,68	3,86	4,10	11,08	11,25
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Através dos valores apresentados, constata-se que todos os indicadores, à exceção do MAIFI MT, apresentam uma redução considerável relativamente a 2022.

No caso do indicador TIEPI MT (Gráfico 3.13), foram registadas melhorias significativas face a 2022 em 15 regiões, com reduções compreendidas entre os 5% e os 38%.

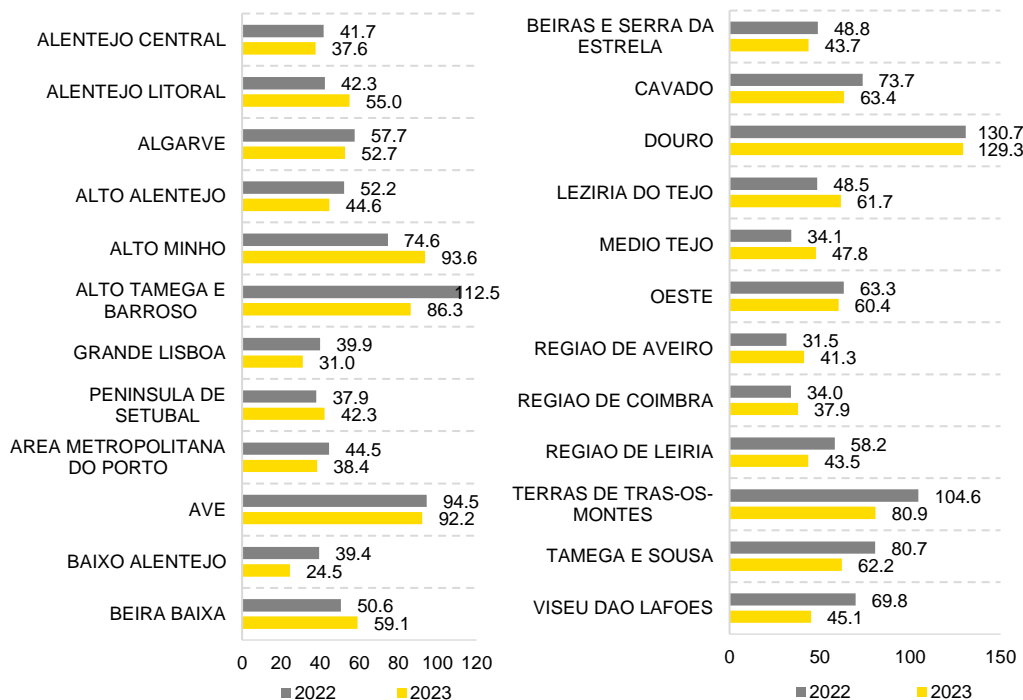


Gráfico 3.13 – Indicador TIEPI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

Relativamente ao indicador END MT (Gráfico 3.14) constata-se uma melhoria significativa em 14 regiões, tendo a Região Baixo Alentejo apresentado a evolução mais favorável em cerca de 38%.

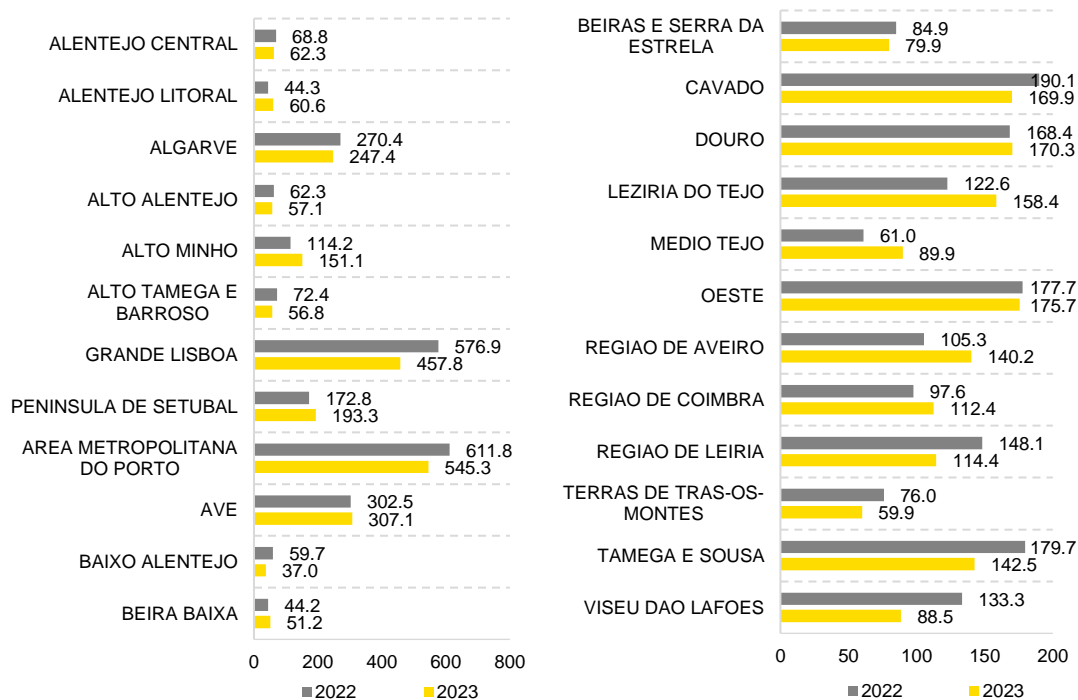


Gráfico 3.14 – Indicador END MT (MWh), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.15), relativamente a 2022 foi registada uma melhoria significativa em 15 regiões, com reduções compreendidas entre os 2% e os 36%.

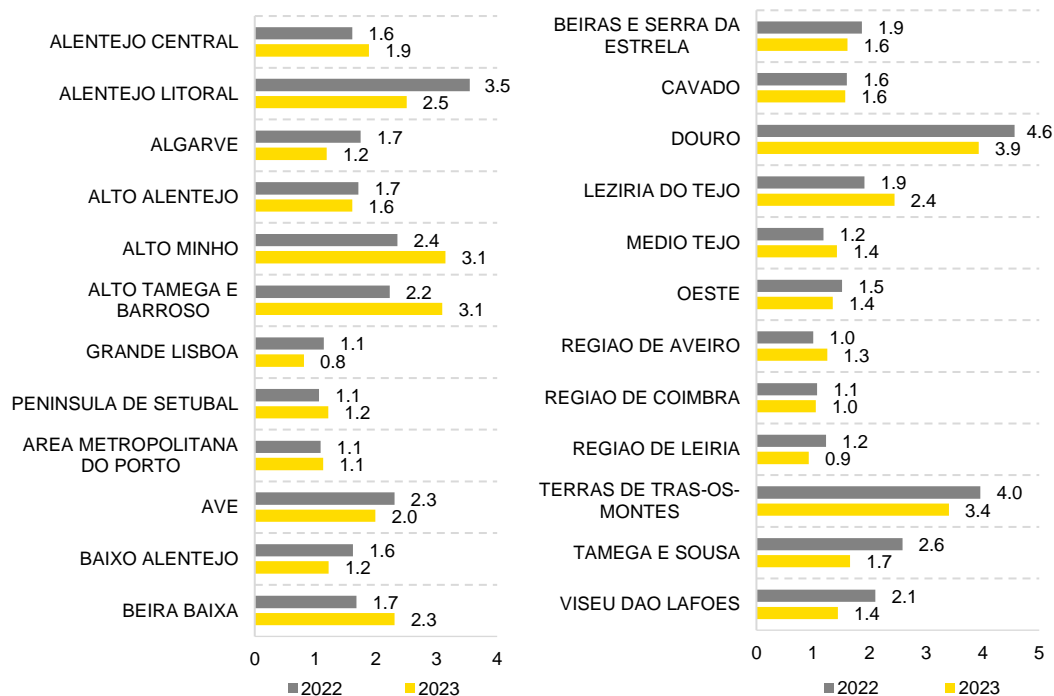


Gráfico 3.15 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No que diz respeito ao indicador SAIDI MT (Gráfico 3.16) foram registadas melhorias consideráveis em 16 regiões, com reduções compreendidas entre os 2% e os 31%.

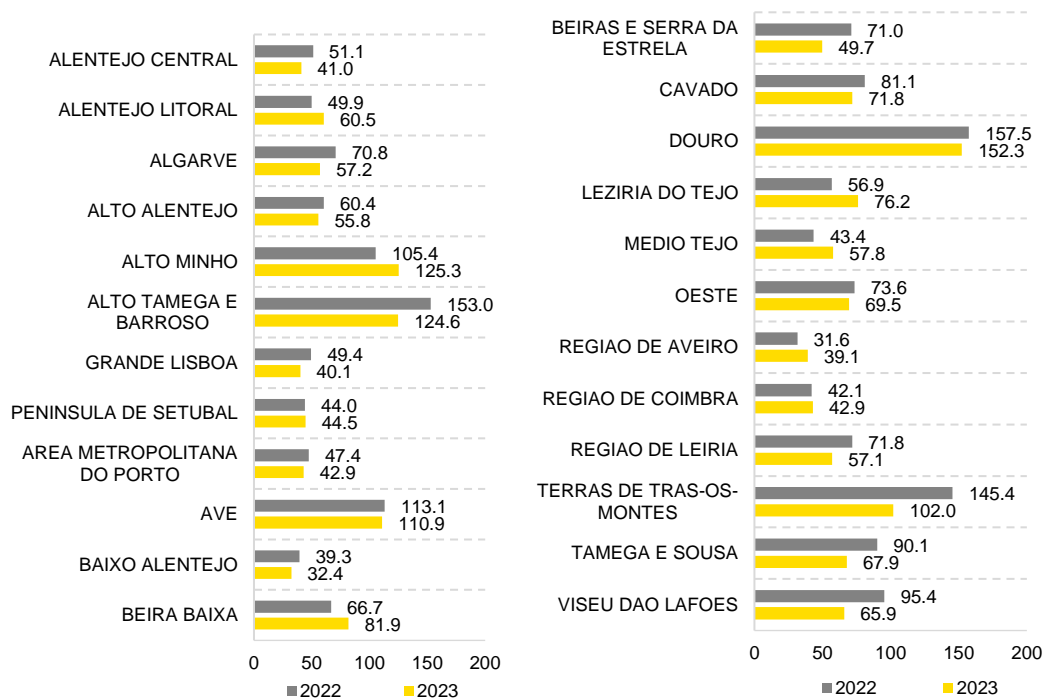


Gráfico 3.16 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

O indicador MAIFI MT (Gráfico 3.17) apresentou este ano uma melhoria face a 2022 em 14 regiões do país, sendo as regiões do Alentejo Central e Alentejo Litoral as que mais se destacam, com uma diminuição na ordem dos 18% e 20%, respetivamente.

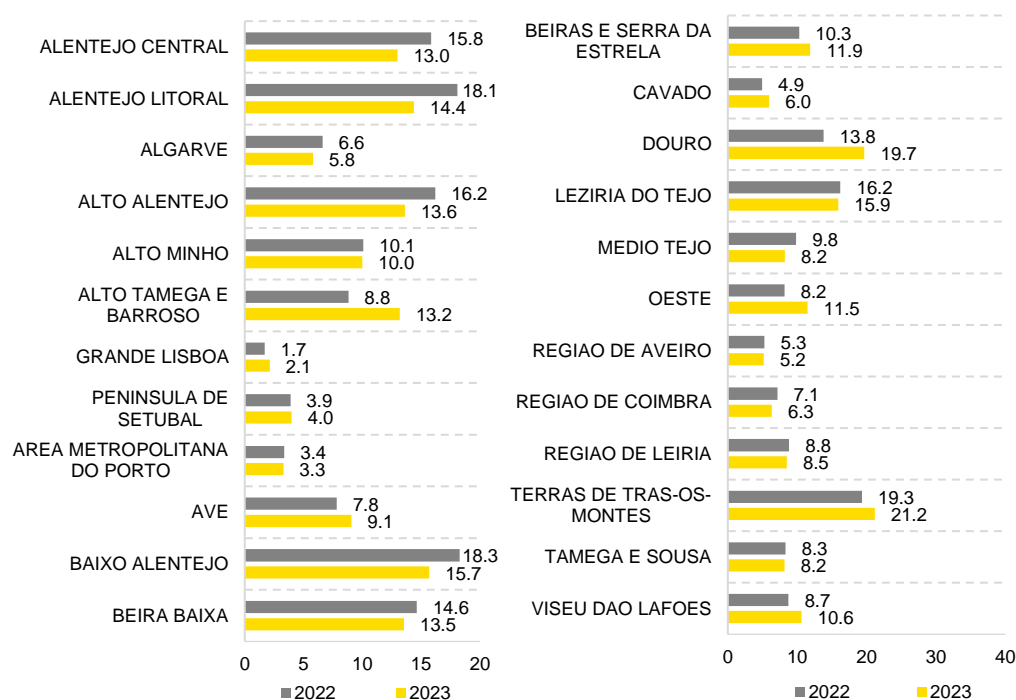


Gráfico 3.17 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

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 2023.

Indicadores	Zonas de Qualidade de Serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI MT (n.º)	2	0.83	3	1.19	4	1.84
SAIDI MT (min)	120	34.21	180	46.57	240	72.01

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

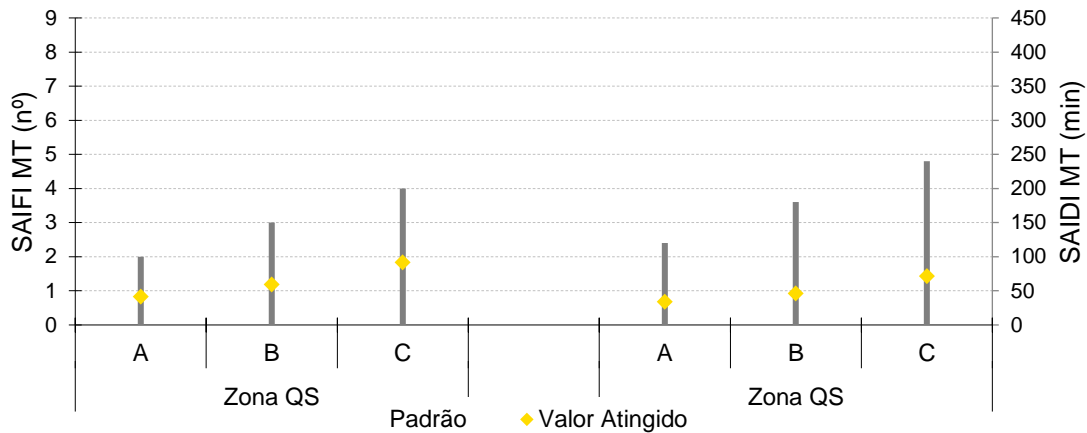


Gráfico 3.18 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 3.8 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT8 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 2023. O impacto dos eventos mencionados pode ser analisado em maior detalhe no capítulo 5, onde se evidencia o forte impacto na rede MT.

Complementarmente, é de destacar também a passagem da Depressão *Aline*, no dia 19 de outubro de 2023, que afetou especialmente as regiões Centro e Sul de Portugal continental, tendo um impacto significativo nas redes de distribuição MT e BT, em resultado da forte precipitação, por vezes acompanhada de trovoadas e pelo aumento da intensidade do vento.

3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede MT em 2023, 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 2022	Ano 2023	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2022	2023	2022	2023	2022	2023
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,71	2,02	0,67	0,96	1,28	1,96	1,77	2,04
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
SAIDI MT (min)	Acidentais	79,40	63,25	4,30	9,13	70,01	122,46	82,18	60,91
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
MAIFI MT (nº)	Acidentais	7,52	10,87	3,12	4,57	4,19	6,70	7,86	11,25
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

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 2023, 15 das 24 NUTS III apresentam duas ou menos interrupções ao longo de todo o ano.

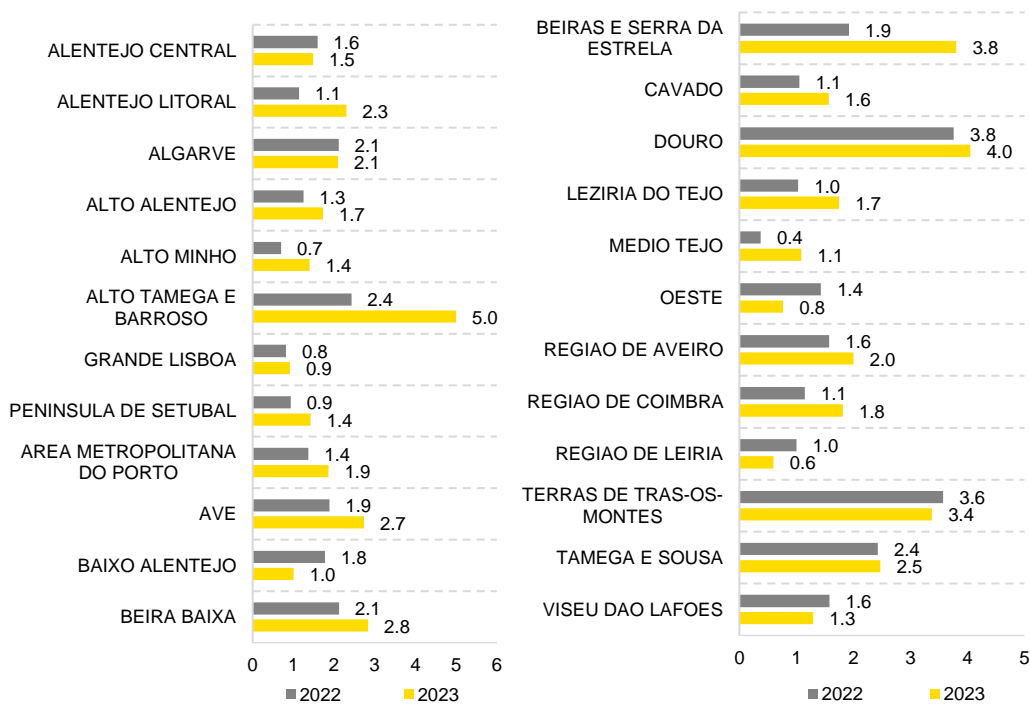


Gráfico 3.19 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No caso do indicador SAIDI MT (Gráfico 3.20), verifica-se que, em 2023, 15 das 24 NUTS III apresentam, neste indicador, uma duração inferior a 60 minutos.

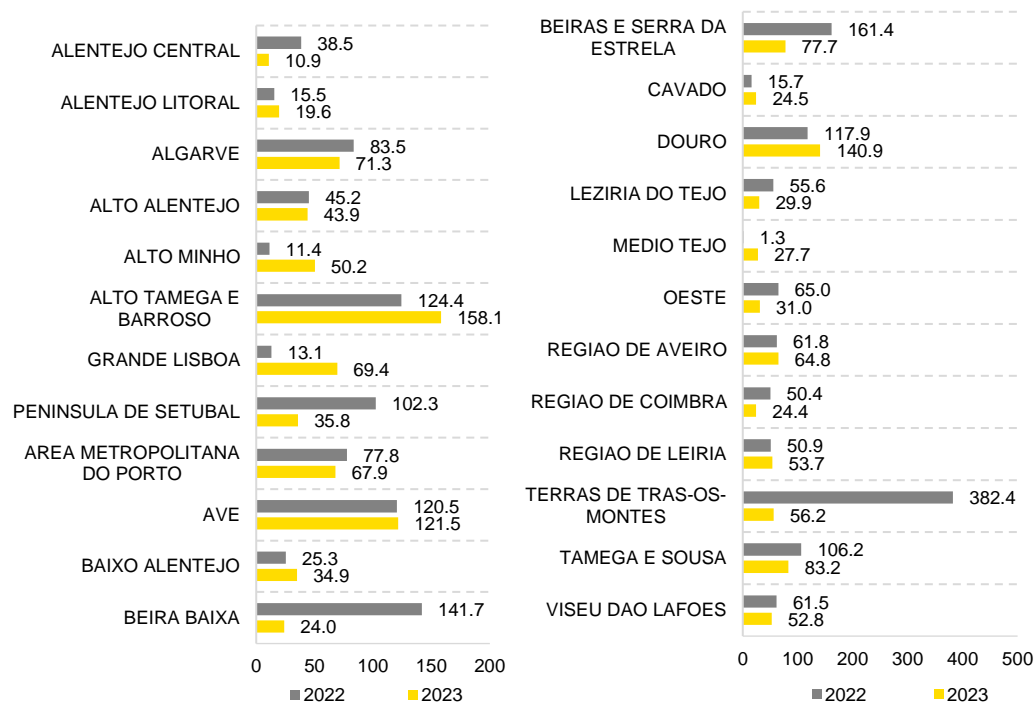


Gráfico 3.20 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

No caso do indicador MAIFI MT (Gráfico 3.21), verifica-se que 11 das 24 NUTS III apresentam, neste indicador, um valor inferior a 10 interrupções.

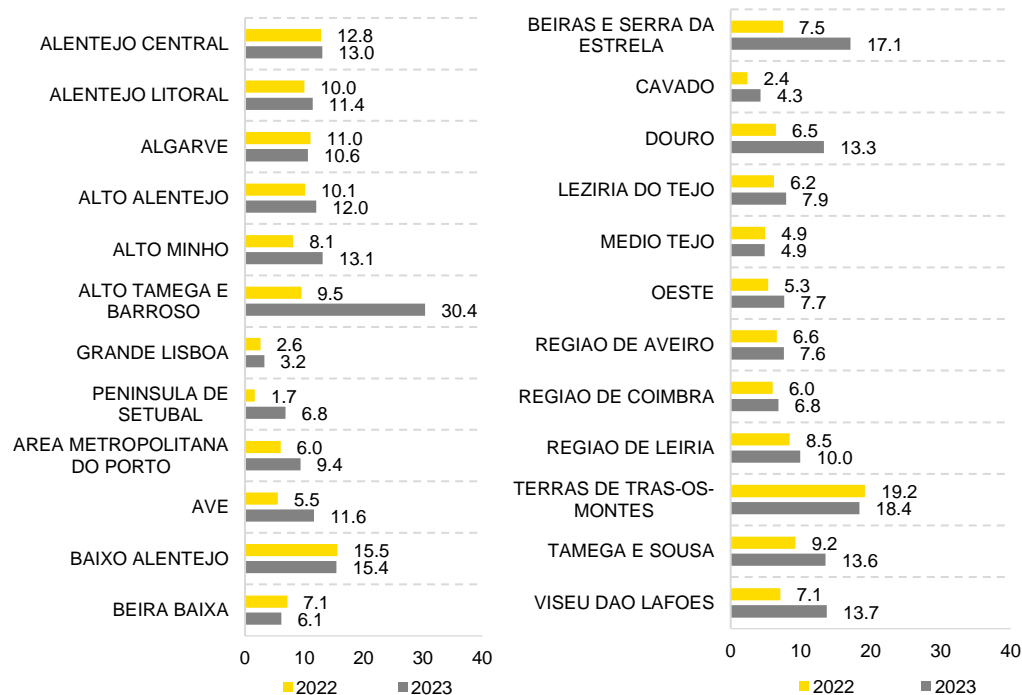


Gráfico 3.21 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2022 e 2023

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 2023.

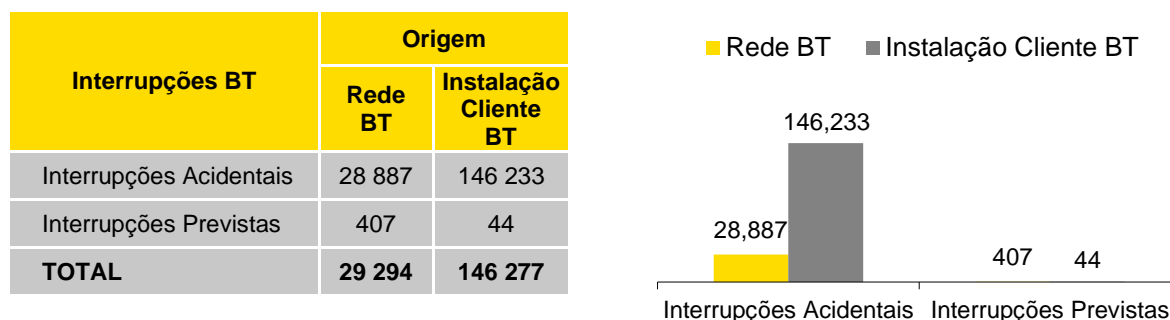


Gráfico 3.22 – Distribuição de interrupções longas na rede BT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

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 83% 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.

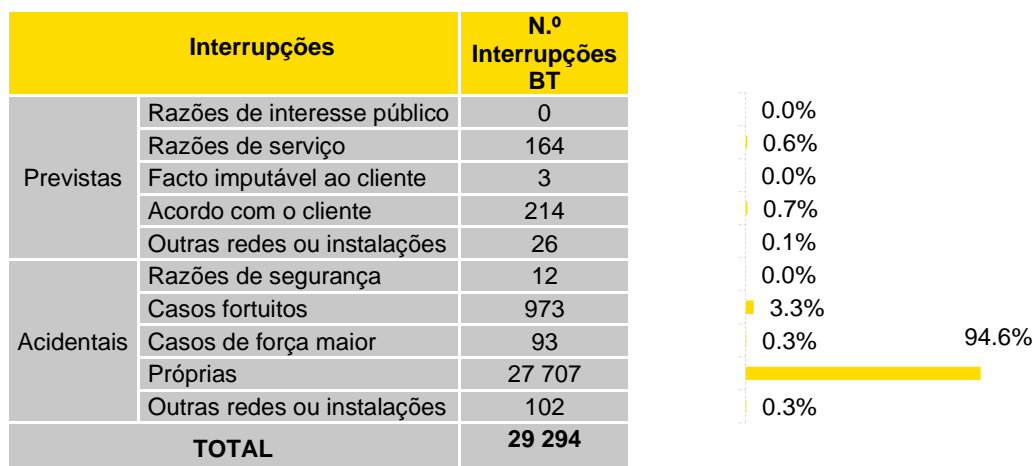


Gráfico 3.23 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, BT

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 2022	Ano 2023	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2022	2023	2022	2023	2022	2023
SAIFI BT (nº)	Acidentais	1,61	1,60	0,96	1,00	1,36	1,33	2,17	2,14
	Previstas	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
SAIDI BT (min)	Acidentais	74,15	77,23	49,51	53,74	62,67	61,94	96,92	102,10
	Previstas	0,84	0,68	1,45	0,94	1,13	0,77	0,28	0,45

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 o valor global do indicador SAIFI BT apresenta uma ligeira melhoria comparativamente a 2022.

Fazendo a respetiva desagregação por regiões NUTS III (Gráfico 3.24), registam-se melhorias em 11 regiões, com reduções compreendidas entre os 1% e os 31%.

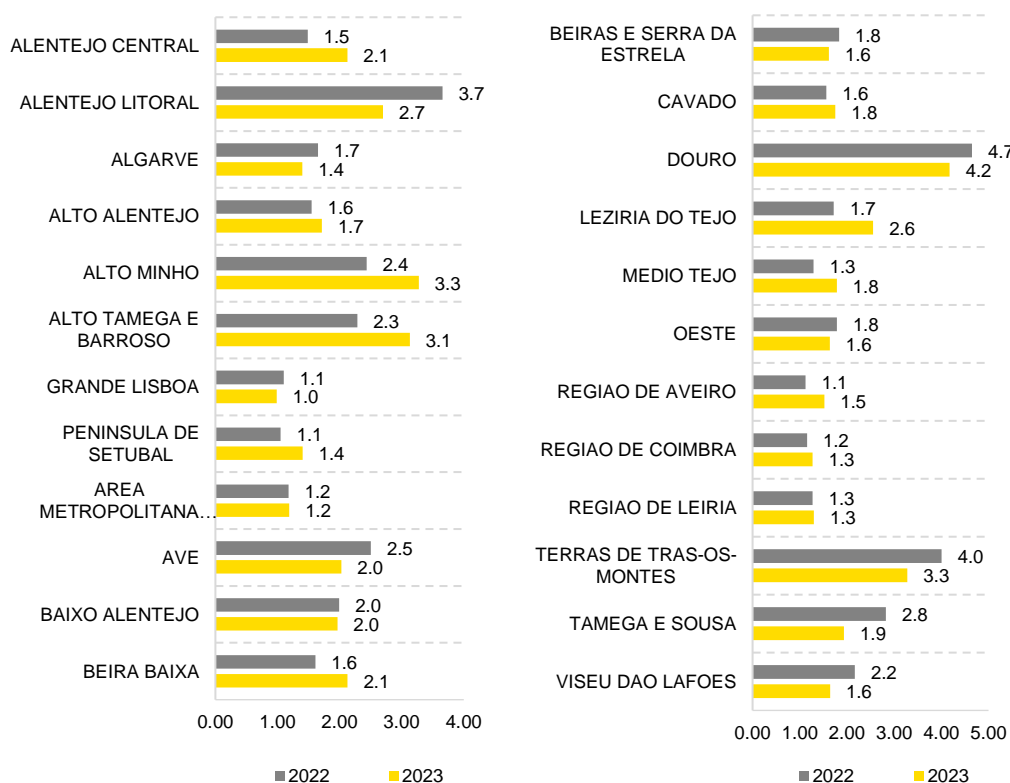


Gráfico 3.24 – Indicador SAIFI BT (n.º) por regiões NUTS III em 2022 e 2023

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>

Relativamente ao indicador SAIDI BT (Gráfico 3.25), foram registadas melhorias em 9 regiões, com reduções compreendidas entre 1% e 40%.

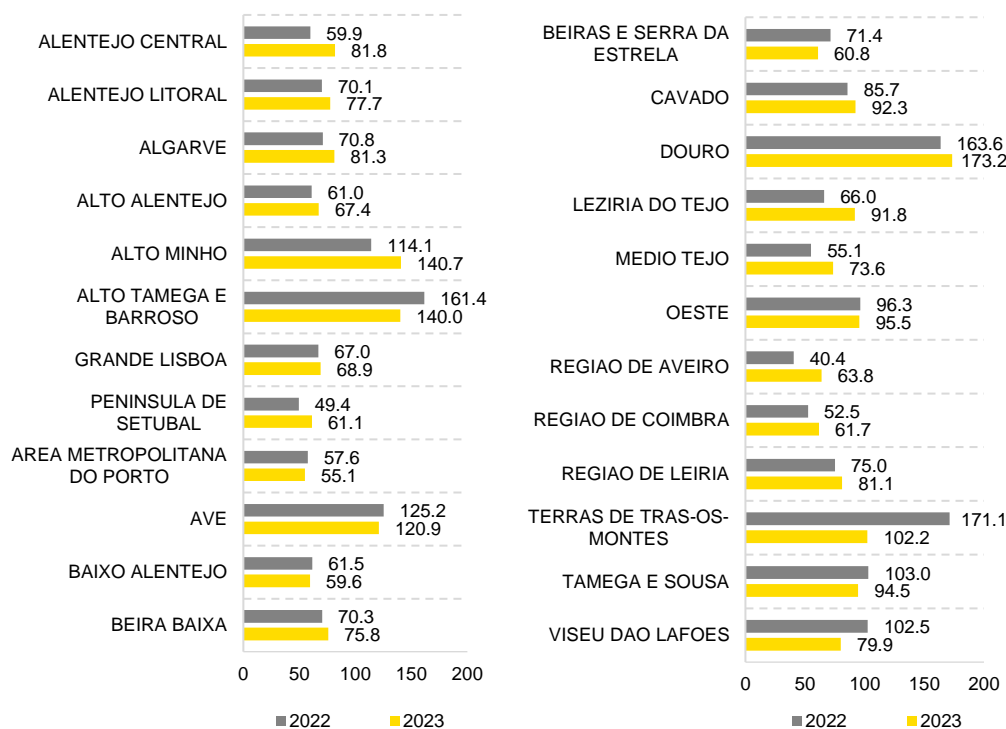


Gráfico 3.25 – Indicador SAIDI BT (min) por regiões NUTS III em 2022 e 2023

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 2023.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT (nº)	2	1	3	1,33	4	2,14
SAIDI BT (min)	120	53,74	180	61,94	300	102,10

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

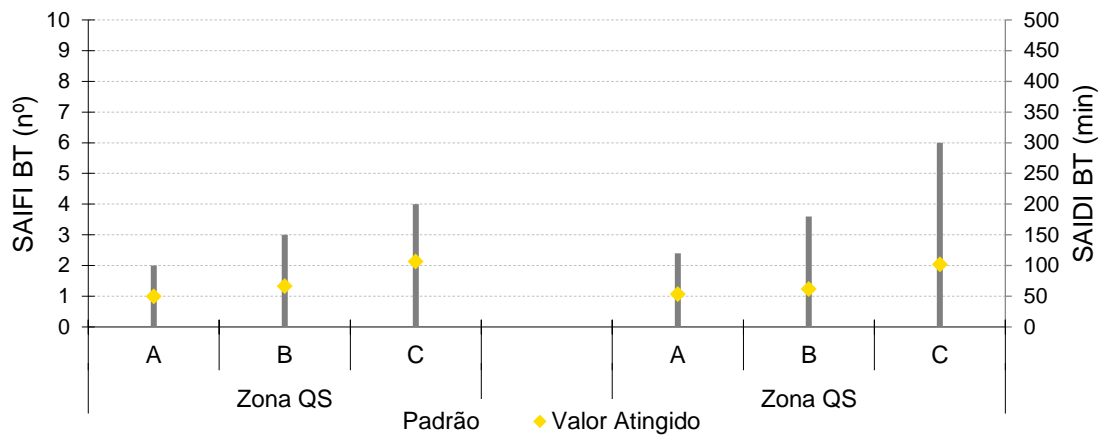


Gráfico 3.26 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

Através dos valores apresentados na Tabela 3.11 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT11 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 2023, 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 6 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 definiu e enviou à ERSE o Plano de Monitorização da QEE para o biénio 2022-2023, 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 2023, 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 2022-2023:

- 30 subestações AT/MT (53 barramentos MT), em monitorização periódica - anual;
- 103 subestações AT/MT (168 barramentos MT), em monitorização permanente;
- 168 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/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/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 168 PTD monitorizados no segundo ano de vigência deste plano bianual de monitorização estão alinhados com o universo regulamentar previsto para os 4 anos: 2022-2025.

Tendo por base o universo global de subestações AT/MT em exploração em 2023, estiveram em monitorização periódica anual cerca de 8% de subestações e cerca de 26% em monitorização permanente, num total de 34%.

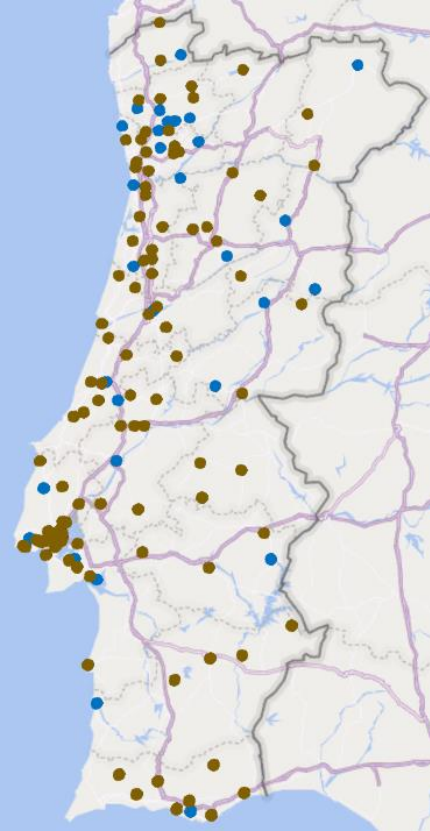
NUTS III	Subestação		NUTS III	Subestação	
Alto Minho	Mogueiras	 <p>Monitorização permanente – 103 Monitorização ano 2023 – 30</p>	Médio Tejo	Entroncamento	
	Troviscoso			Ourém	
	Touvedo			Serrada Grande	
Cávado	Lijó		Venda Nova	Oeste	Vila Moreira
	São Martinho de Dume		Fátima		
	Alvelos		Alcobaça		
Ave	Lamas		Cela	Lezíria do Tejo	Lourinhã
	Canicada		Merceana		
	Ermal		Torres Vedras Sul		
	Lousado		Benavente	Alto Alentejo	Coruche
	Canigos		São Bento		
	Fafe		Alter do Chão		
	Alto Tâmega		Guimarães	Maranhão	Área Metropolitana de Lisboa
Lameirinho			Alto do Lumiar		
Terras de Trás-os-Montes	Morgade		Areias	Arroja	
	Mirandela		Barcarena	Boavista	
Tâmega e Sousa	Bragança		Camarate	Caneças	
	Bustelo		Cascais	Costa da Caparica	
	Lousada		Estoril	Expo Norte	
Área Metropolitana do Porto	Santiago de Subarrifana		Expo Sul	Luz	
	Amarante		Marvila	Mercado	
	Fornos		Parque	Póvoa	
	Alfena		Quinta do Anjo	Santa Marta	
	Feira		São Francisco	São Marcos	
	Jovim		Terroa	Venteira	
	Lapa		Vila Chã	Capa Rota	
	Mindelo		Moita	Sado	
	Muro		Borba	Évora	
	Sanguedo		Vendas Novas	Terena	
	Santa Marinha		Monte Feio	Vila Nova Milfontes	
	São Martinho do Campo		Aljustrel	Amareleja	
	Região de Aveiro		Beiriz	Beja	
Espinho			Cachopo	Conceição	
Lordelo			Loulé	Monchique	
Agueda			Olhão	São Bartolomeu	
Avanca			Messines	Silves	
Barrô			Vilamoura B	Almancil	
Esgueira					
Douro	Mogoforos				
	Oliveira do Bairro				
	Sever do Vouga				
Viseu Dão-Lafões	Bustos				
	Açoreira				
	Lamego				
Beiras e Serra da Estrela	Vila da Rua				
	Gumie				
	Viseu				
Região de Coimbra	Vouzela				
	Nelas				
	Seia				
	Sabugal				
	Tortosendo				
	Trancoso				
	Antanho				
Beira Baixa	Cantanhede				
	Corrente				
	Gala				
	Mira				
Região de Leiria	Miranda do Corvo				
	Alegria				
	Meimoa				
Região de Leiria	Vila Velha de Rodão				
	Vale Serrão				
	Louriçal				
	Marinha Grande				
	Parceiros				
	Pedrogão				
Região de Leiria	Pombal				
	São Jorge				
	Andrinos				

Gráfico 3.27 – Subestações AT/MT com monitorização da QEE em 2023

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.

⁸ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

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.

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 221 barramentos MT monitorizados, num total de 11.247 semanas analisadas, é apresentada no Gráfico 3.28 uma análise evolutiva, para o período 2022-2023, 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 2023, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, passou de 96 para 103.

Da análise do gráfico conclui-se que, para 2023 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 221 barramentos MT das 133 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 0,04% na tremulação/*flicker* e 0,52% na distorção harmónica de tensão.

Em 2023, 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 próxima de 100%.

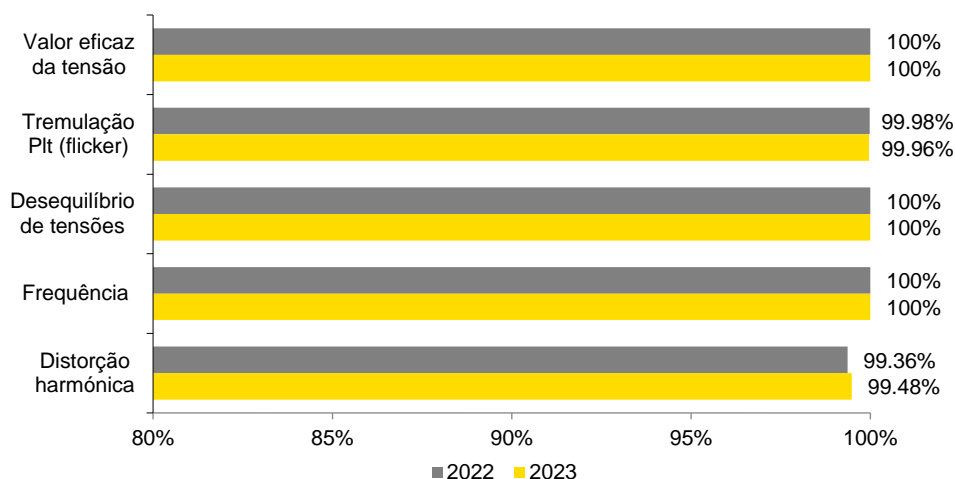


Gráfico 3.28 – Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos MT no período 2022-2023

3.4.2.2. Eventos de tensão

Tendo em consideração os eventos de tensão registados nos 202 barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise sobre cavas de tensão e sobretensões.

Na análise comparativa com 2022, 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 2023, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, registou um acréscimo de 7, passando a ser de 103.

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)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	51,8	3,7	3,3	0,9	0,0
$80 > u \geq 70$	17,3	1,1	1,5	0,1	0,0
$70 > u \geq 40$	16,0	2,7	1,0	0,2	0,0
$40 > u \geq 5$	3,2	1,7	0,3	0,1	0,0
$5 > u$	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.12 – Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2023

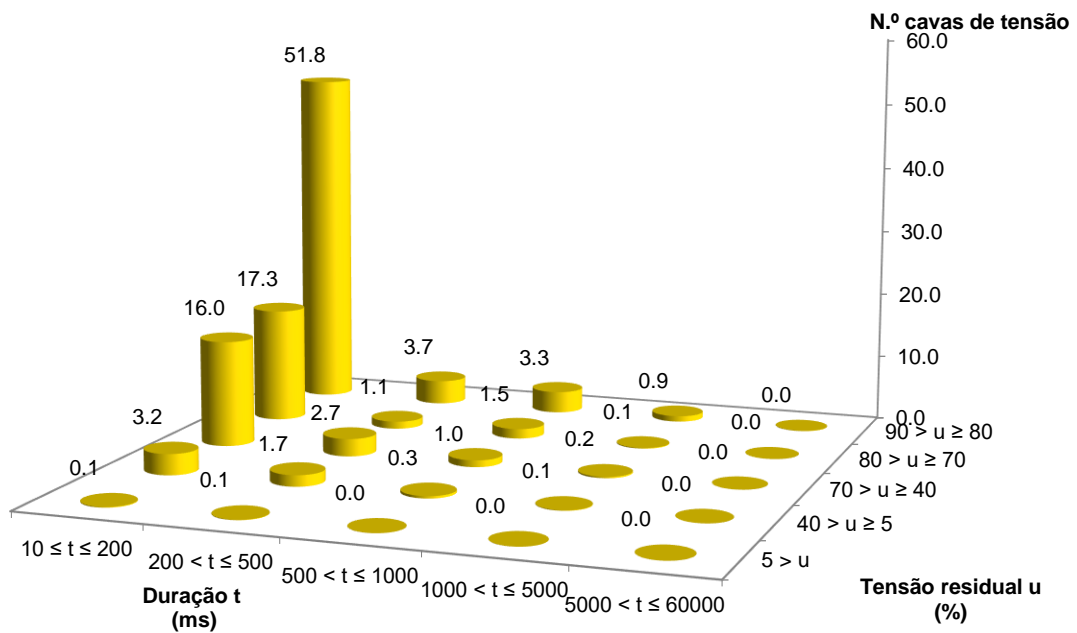


Gráfico 3.29 – N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2023.

No

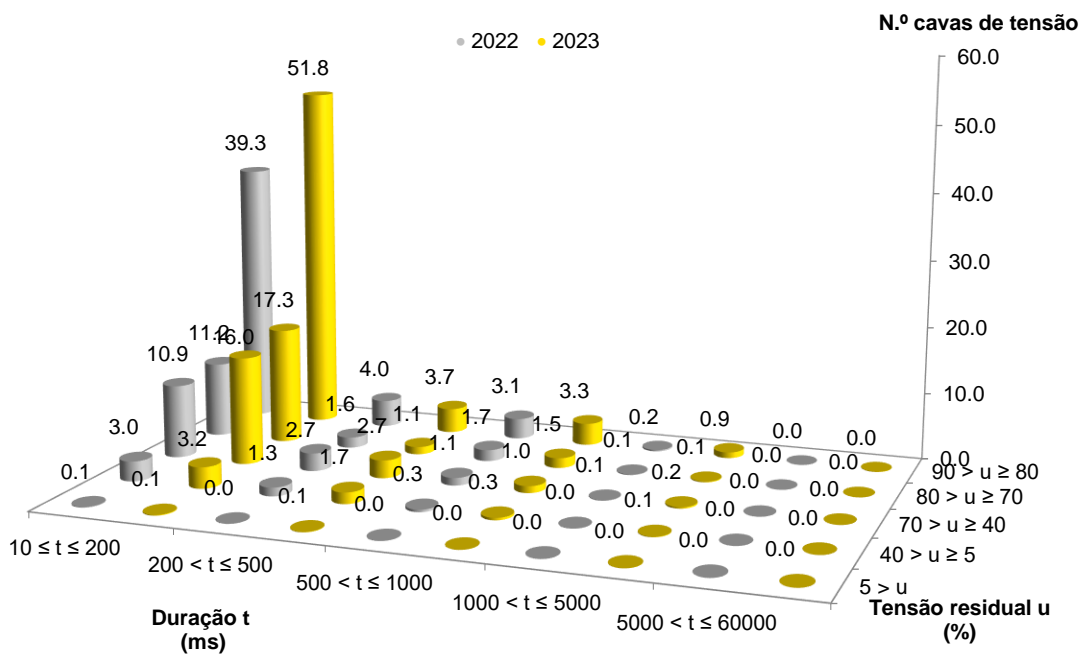


Gráfico 3.30 – Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2022-2023.

30 é apresentada a evolução, para o período 2022-2023, do número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado.

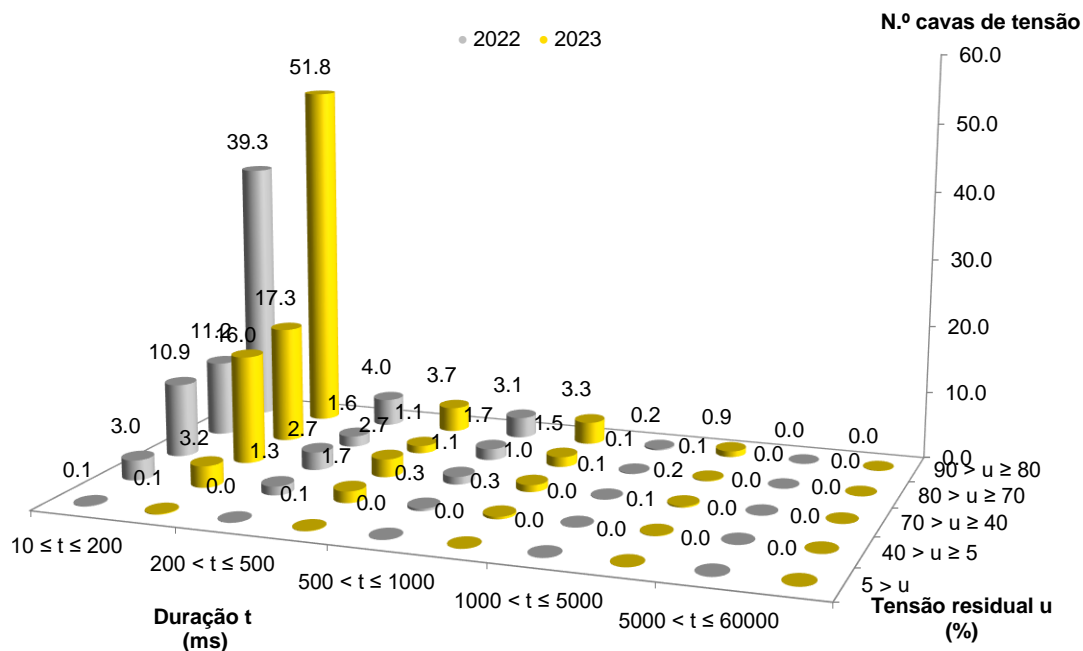


Gráfico 3.30 – Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2022-2023.

Salienta-se que, do total de cavas de tensão registadas, cerca de 89% em 2022 e cerca de 92% em 2023 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 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 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 2023

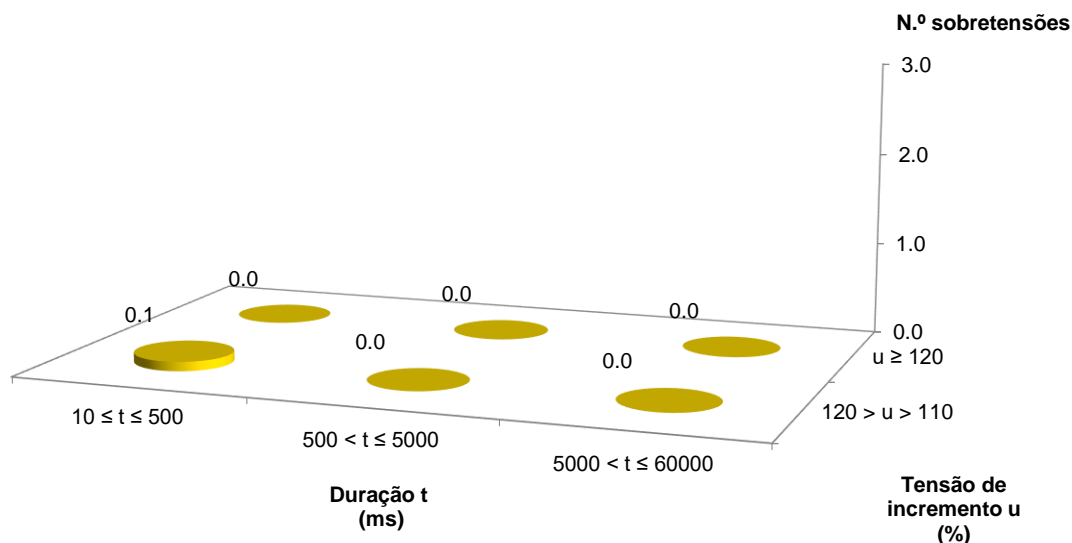


Gráfico 3.31 – N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2023

Salienta-se, tal como em 2022, 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:

- 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 168 barramentos BT monitorizados, num total de 1.922 semanas analisadas, é apresentada, no Gráfico 3.32, uma análise

⁹ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

evolutiva, para o período 2022-2023, 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 2023 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 168 barramentos BT monitorizados apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 2,34% de semanas não conformes no valor eficaz de tensão, 1,25% na tremulação/*flicker* e 0,99% na distorção harmónica de tensão.

Comparativamente a 2022, em 2023 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, na tremulação/*flicker* e na distorção harmónica.

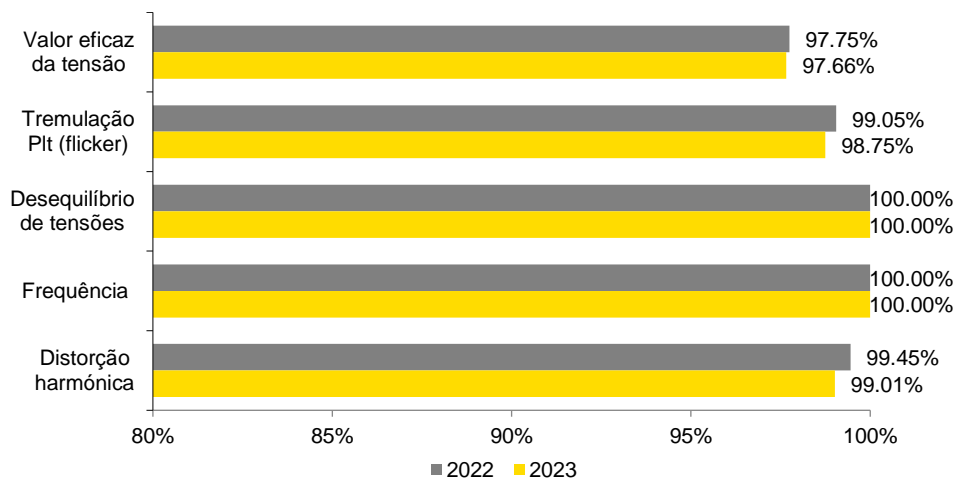


Gráfico 3.32 – Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos BT no período 2022-2023

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 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 situações associadas às 5.^a, 6.^a, 8.^a, harmónicas e distorção harmónica total (THD) de tensão, que motivaram maior vigilância e realização de estudos mais aprofundados, caso a caso.

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*, verificou-se um caso correspondendo a situação pontual associada a avaria. Nos restantes casos, 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 cava de tensão.

Quanto à distorção harmónica, tratou-se de situações associadas às 5.^a, 6.^a, 7.^a, 8.^a harmónicas e THD de tensão, que motivaram maior vigilância e realização de estudos mais aprofundados, caso a caso.

3.5. Principais conclusões

Os indicadores de continuidade de serviço apurados para as redes elétricas de distribuição em 2023 evidenciam a continuação do bom desempenho e traduzem a consolidação da trajetória de melhoria da Qualidade de Serviço Técnica obtida nos últimos anos, tendo sido integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço, definidos no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Apesar do forte impacto das alterações climáticas nas infraestruturas de distribuição, conforme demonstrado pelas consequências das Depressões *Aline*, *Ciarán* e *Domingos*, foi possível atingir um TIEPI de 48,13 minutos. Este valor representa uma diminuição de 8% face a 2022, sendo o segundo melhor desempenho de sempre atingido pelas redes operadas pela E-REDES.

Os resultados obtidos em 2023 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, apresentam evoluções distintas, com valores totais de cerca de 62 e 78 minutos, respetivamente. À semelhança do TIEPI MT, o indicador SAIDI MT apresentou uma melhoria significativa face a 2022,

atingindo o melhor resultado de sempre, enquanto o indicador SAIDI BT, que caracteriza a alimentação à generalidade dos clientes BT, registou um ligeiro aumento de aproximadamente 4%.

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 1,57, 1,60 e 8,52 interrupções, respetivamente. Salienta-se o facto do indicador SAIFI MT ter registado uma diminuição de 8% face ao ano homólogo, atingindo o valor mais baixo desde 2017.

Na vertente da qualidade de energia elétrica os principais resultados do plano bianual de monitorização 2022-2023, executado em 2023, 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.

4 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 2023 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 83% para o indicador geral de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. Este valor traduz o facto de nos 6 centros de atendimento objeto de monitorização os atendimentos terem, na sua grande maioria, sido realizados com um tempo de espera até 20 minutos, correspondendo, no entanto, a uma descida de 8 p.p. face a 2022, justificada pelo aumento de 10% nos atendimentos face a 2022 e por greves sindicais e plenários frequentes ao longo do ano, reduzindo o número de recursos disponíveis para assegurar o atendimento.

Relativamente ao atendimento telefónico para comunicação de avarias, o valor do indicador geral foi fortemente afetado pelos meses de janeiro, outubro, novembro e dezembro, devido ao mau tempo verificado, com influência no elevado número de chamadas registadas. Assim, em 2023, 79% dos atendimentos de avarias foram realizados com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos, valor abaixo do padrão regulatório. Como referido, os meses de janeiro, novembro e dezembro tiveram impacto significativo para o facto de o valor do indicador se situar abaixo do padrão, existindo, ainda assim, a excecionalidade dos eventos dos dias 2 e 4 de novembro, de acordo com a aprovação da ERSE.

Por sua vez, no atendimento telefónico comercial apenas 66% dos atendimentos foram realizados com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos, decorrente essencialmente da necessidade de desviar capacidade para dar resposta a picos de procura na linha de avarias, especialmente nos meses de inverno, pelo impacto de greves sindicais e plenários frequentes ao longo do ano e o facto de, no 2.º semestre,

se terem iniciado novos contratos de prestação de serviços de atendimento, que implicaram ajustes de quotas entre parceiros e estabilização da atividade.

Relativamente à resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito à E-REDES, a performance atingiu um nível de excelência, com 98% dos pedidos a serem respondidos dentro do prazo.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2023 (%)
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 20 minutos , nos centros de atendimento	NA	83
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos , no atendimento telefónico para comunicação de avarias	85	79
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos , no atendimento telefónico comercial	85	66
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito e respondidos até 15 dias úteis	90	98
Percentagem de leituras locais com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias	92	89

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 de o 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 2023, 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), telefónico e digital (Balcão Digital, App E-REDES Digital e WhatsApp).

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 espera 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 Porto, Loures, Lisboa, Viseu, Vila Real e Braga. Nestes pontos foram realizados cerca de 86,4 mil atendimentos durante o período referido acima, correspondentes a 42,3% do total de 205 mil atendimentos registados em todos os pontos de atendimento em 2023.

O total de atendimentos em 2023 (205 mil atendimento), corresponde a uma subida de 10% face ao número de atendimentos em 2022.

Nos seis pontos de atendimento monitorizados, registou-se um Tempo Médio de Espera (TME) de 9,7 minutos para os atendimentos realizados, valor este que se situa 64% acima do TME registado em 2022 (5,9 minutos). Se se considerarem as desistências dos utilizadores, o TME registou um valor de 10,1 minutos, que se compara com 6,2 minutos em 2021. Em aproximadamente 83% dos atendimentos, o tempo de espera foi inferior ou igual a 20 minutos, o que representa uma descida de 8 p.p. face a 2022. No Gráfico 4.1 observa-se o desempenho obtido para cada um dos seis pontos de atendimento monitorizados.

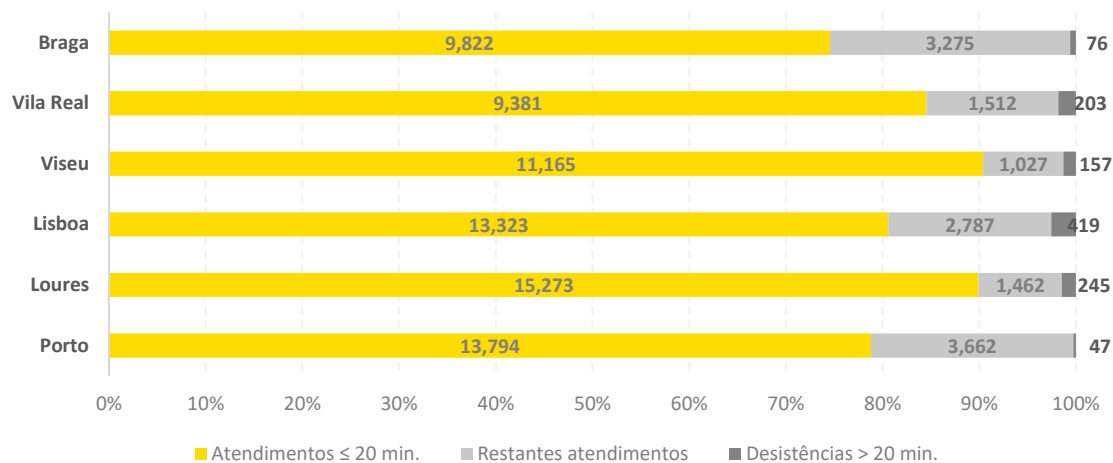


Gráfico 4.1 – Desempenho dos pontos de atendimento monitorizados

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 2023, o indicador geral registou o valor de 79%, em aproximadamente 708 mil chamadas recebidas, o que representa uma descida de 7 p.p. face a 2022. Apesar de, em alguns meses, o indicador geral cumprir o padrão de 85% (89% no segundo trimestre e 84% no terceiro trimestre), registou-se um valor inferior nos restantes trimestres do ano. O primeiro e quarto trimestre foram fortemente impactados pelo agravamento das condições atmosféricas, com as tempestades em outubro, novembro e dezembro a contribuírem para que o resultado do quarto trimestre se fixasse nos 75%. No mês de janeiro ainda se sentiram as consequências do mau tempo registado em dezembro de 2022, com danos e prejuízos significativos na rede elétrica, tendo o indicador registado um valor de 57%.

Os meses de janeiro e dezembro, registaram uma grande concentração de chamadas em períodos relativamente curtos e um número de chamadas 61% e 43%, respetivamente, superior à média dos restantes 10 meses do ano.

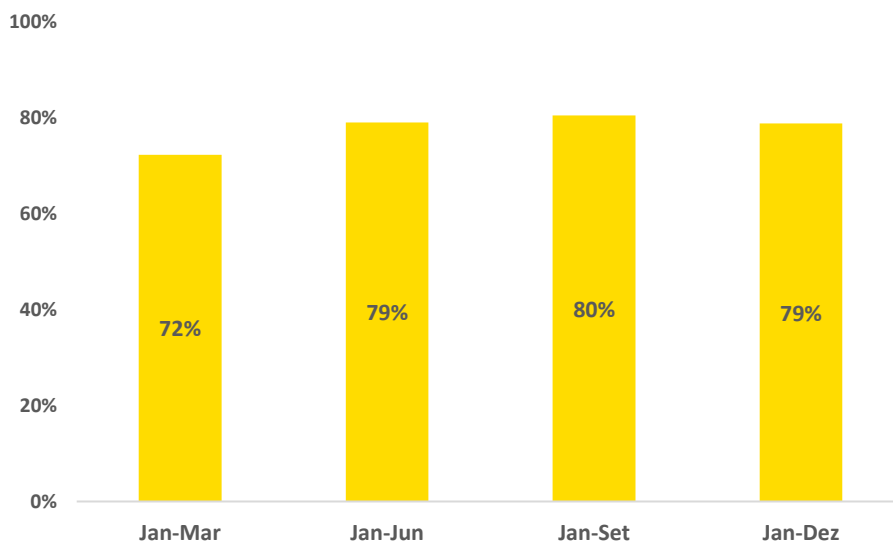


Gráfico 4.2 – Atendimento telefónico para comunicação de avarias – acumulado (%).

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 2023, o indicador se situou nos 66%, para aproximadamente 1,3 milhões de chamadas recebidas, registando uma descida de 2 p.p. relativamente ao valor de 2022, valor abaixo do padrão de 85%.

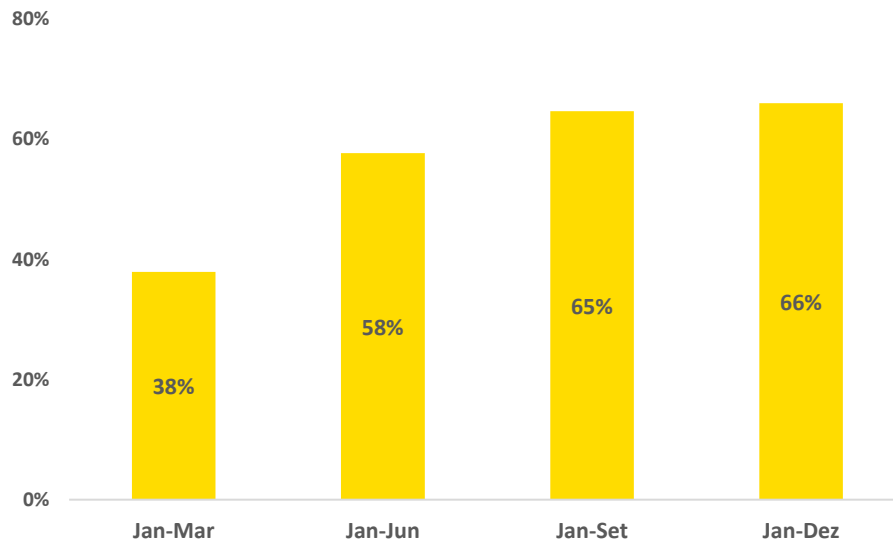


Gráfico 4.3 – Atendimento telefónico comercial – acumulado (%).

Nos primeiros dois meses do ano e entre setembro e novembro de 2023, o atendimento telefónico de avarias registou um volume de chamadas acima do previsto e superior ao período homólogo do ano anterior decorrente de condições meteorológicas adversas, o que provocou uma pressão adicional nos indicadores regulatórios de atendimento, quer de avarias quer no comercial, pela necessidade de priorização do atendimento de avarias. Este ano foi particularmente afetado por greves sindicais em vários meses, com impacto na capacidade de atendimento nesses dias. Apesar da recuperação dos indicadores a partir de março não foi suficiente para atingir os padrões regulatórios numa base anual.

A impactar o atendimento de avarias estiveram sobretudo os seguintes fenómenos que resultaram num volume de chamadas muito superior ao previsto, com impacto na capacidade de atendimento em todas as linhas:

- Aumento significativo do número de avarias BT e MT (nomeadamente proveniente de condições meteorológicas adversas) nos meses de janeiro de fevereiro;
- Depressão Óscar, nos dias 8 e 9 de junho, que originou várias avarias de média tensão por todo o país;
- O agravamento do estado do tempo nos meses de setembro a novembro, provocado por temporais e depressões como a *Aline*, a *Ciarán* e a *Domingos* desencadearam um elevado número de avarias MT;
- Greves sindicais e plenários frequentes que afetaram a capacidade dos prestadores de serviços nos meses de janeiro, fevereiro, março, abril, junho, julho, agosto, outubro, novembro e dezembro

Por sua vez, a uma maior estabilização do atendimento comercial após o período pandémico com a retoma de processos de interrupção ocorrida no ano anterior ajudou a reduzir o volume de chamadas de âmbito comercial, ainda que continuassem impactadas pelo elevado número de intervenções no terreno no âmbito da campanha de substituição de equipamentos e pelas greves ocorridas ao longo do ano. Nos últimos meses do ano, com alguns eventos de greves dos prestadores de serviços e o aumento de chamadas relativas a avarias, pela sua criticidade, obrigou novamente a canalizar capacidade de atendimento comercial para reforço e garantia de atendimento de carácter técnico de avarias.

Importa, no entanto, referir que ao longo do ano foram disponibilizados novos serviços e funcionalidades *selfcare*, como o IVR para reagendamento de visitas técnicas e a linguagem natural, que contribuíram significativamente para o aumento de capacidade de atendimento por esta via.

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 2023, observada no Gráfico 4.4, espelha uma muito boa performance neste capítulo. Foram recebidos 77 mil PI escritos (29,7% abaixo do valor de 2022), tendo o indicador registado o valor de 97,8%, 1,6 p.p. abaixo do valor atingido em 2022 e 8 p.p. acima do padrão.

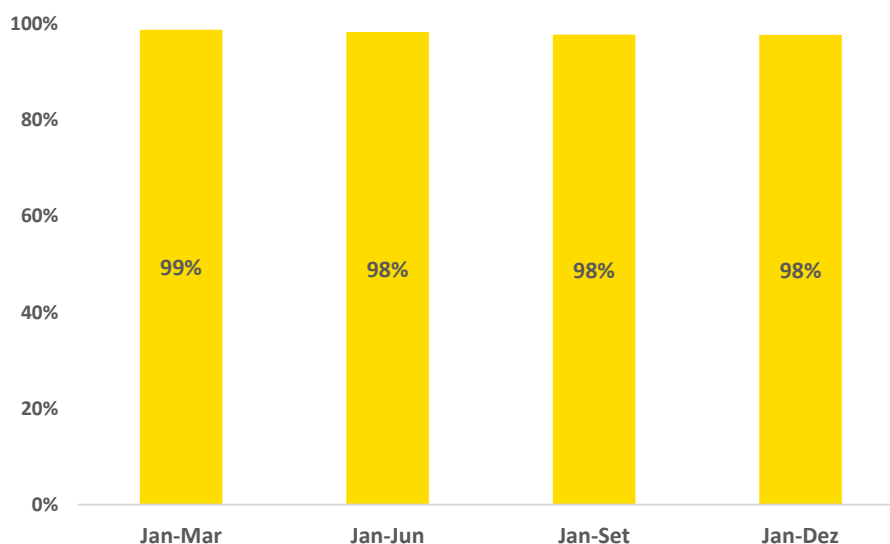


Gráfico 4.4 – PI apresentados por escrito – acumulado (%).

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 cliente¹⁰.

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 2023, a não observação deste prazo ocorreu em 3,0% do total de PI entrados por este meio de contacto, o que corresponde a 33.877 contactos.

A média mensal de pedidos formulados por contacto telefónico foi de 93.123, que contrasta com a média mensal de 90.202 pedidos registada em 2022, que corresponde a uma subida de 3,2% e a um total de 1.117.470 PI entrados. O tempo médio de resposta a estes pedidos foi de 0,39 dias úteis, face aos 0,25 dias úteis em 2022.

¹⁰Ao abrigo do Regime Jurídico dos *Call Centers* (Decreto-Lei n.º 134/2009).

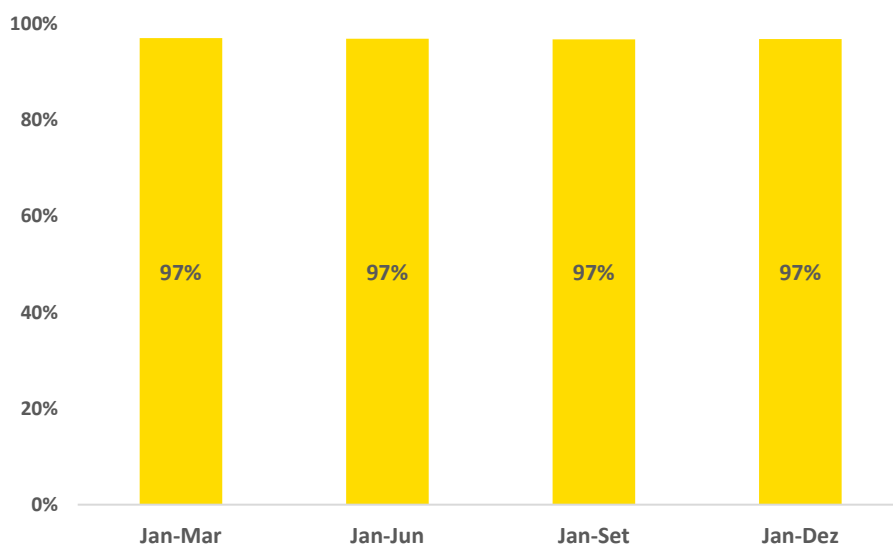


Gráfico 4.5 – PI telefónicos – acumulado (%).

Detalhando a análise por trimestre, verifica-se que o número de PI entrados foi superior nos terceiro e quarto trimestres face aos dois primeiros trimestres, tendo-se registado um valor médio do tempo médio de resposta estável ao longo do ano.

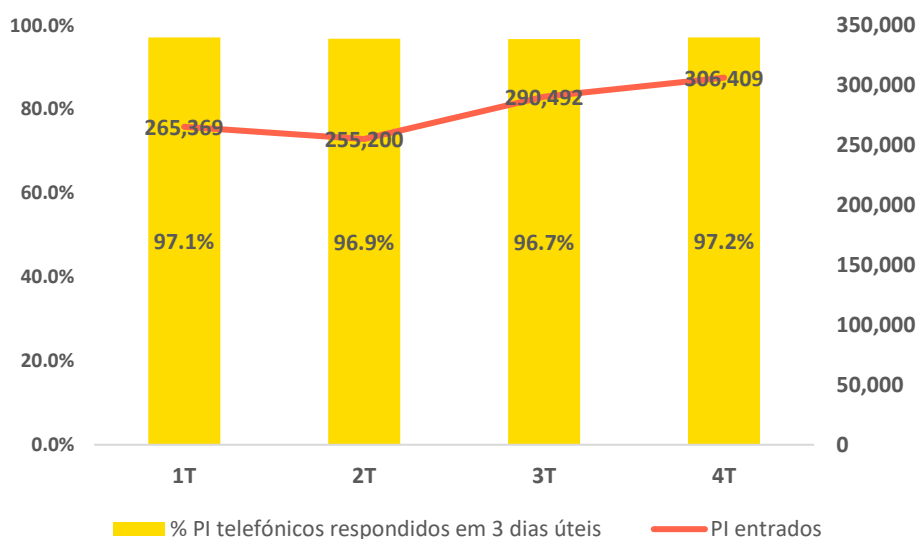


Gráfico 4.6 – PI telefónicos – trimestral.

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 2023 foram recebidas cerca de 47 mil reclamações, o que representa um aumento de 9,5% em relação ao número de reclamações registadas em 2022. Este aumento explica-se, principalmente, pela subida das reclamações relacionadas com prejuízos no primeiro trimestre do ano, devido às condições atmosféricas adversas sentidas em todo o país no final de 2022, e pela subida das reclamações relacionadas com Ordens de Trabalho, devido à intensificação da campanha de substituição de contadores tradicionais por equipamentos de medição inteligentes.

Os cinco temas com maior número de reclamações em 2023 estão relacionados com prejuízos, ordens de trabalho, redes e infraestruturas, leituras e equipamentos e ligação à rede. O número de reclamações entradas foi distribuído equitativamente pelos trimestres.

Comparando com 2022, nos temas com subidas mais significativas, destacam-se reclamações de prejuízos, ordens de trabalho e gerir acesso à rede e naqueles com descidas mais relevantes, incluem-se leituras e equipamentos e fraudes e furtos.

O tempo médio de resposta a reclamações foi de 8,1 dias úteis, que corresponde a uma subida do tempo médio de resposta face aos 7,2 dias úteis de 2022 e a um valor bastante abaixo dos 15 dias úteis do prazo regulamentar. Não foram cumpridos os prazos de resposta ou de realização dos procedimentos previstos em 2.372 processos de reclamação.

No primeiro trimestre, o tempo médio de resposta registou um valor de 8,6 dias úteis, tendo-se situado aproximadamente nos 8 dias úteis nos três trimestres seguintes. Em resultado da complexidade das reclamações entradas, muito relacionadas com temas de avarias e prejuízos resultantes do mau tempo, o primeiro e quarto trimestres foram aqueles com o tempo médio mais elevado.

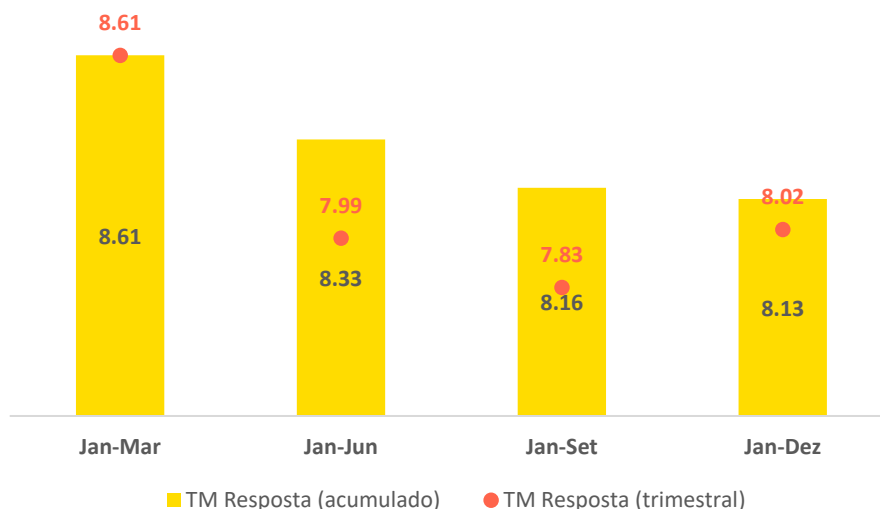


Gráfico 4.7 – Tempo média de resposta de reclamações – dias úteis.

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 2023 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 requisitante o direito a uma compensação, cujo montante está estabelecido no RQS.

Assim, a não apresentação, por parte do ORD, de uma resposta ao requisitante 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 requisitante 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 requisitante o direito a receber uma compensação.

Relativamente a pedidos de 2023, foram incumpridos os prazos de apresentação dos elementos para os serviços de ligação (Art.º 201.º) em 735 situações; e em 897 situações foram incumpridos os prazos para construção dos elementos de ligação às redes (Art.º 204.º). Estes valores representam uma subida face a 2022, com o número de incumprimentos dos prazos de apresentação dos elementos para os serviços de ligação a subir 18% e o dos prazos para construção dos elementos de ligação às redes a aumentar 24%.

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 2023 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4.3 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	193 341	488	9 915
Desativações	58 001	291	5 791

Tabela 4.4.3 – Agendamentos de ativações e desativações

Em 2023 foram concretizadas 212 927 ativações e 135 353 desativações, das quais cerca de 33% (+7 p.p. face a 2022) e 65% (+15 p.p. face a 2022), 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 2023 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4 em termos das visitas combinadas. De um total de cerca de 1 milhão e 170 mil visitas inicialmente agendadas, 17,6% não foram realizadas por facto não imputável ao ORD (+2 p.p. face a 2022). De referir que existiram visitas que, embora programadas em 2023, foram agendadas para 2024, 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
1 170 234	46 376	206 248	604 554	31 329

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 2023, foram canceladas ou reagendadas 127 212 visitas. Em 18 388 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 37 294 (cerca de 3,2% 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 igual valor ao que tem de pagar quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2023 foram registadas as situações que constam na Tabela 4.5 – Assistências técnicas⁵ 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
589 668	141	172 310	56 149

Tabela 4.5 – Assistências técnicas.

Em 2023 não foram cumpridos os prazos regulamentares para as assistências técnicas em 2 999 situações. De referir que, em média, o tempo de chegada ao local foi de 80 minutos.

O RQS estabelece a possibilidade do cliente solicitar que a assistência técnica seja realizada fora do prazo previsto, passando a ser considerada como visita combinada. Em 2023 os clientes manifestaram indisponibilidade para receber a assistência técnica nos prazos regulamentares em 2103 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 2023, a evolução do indicador relativo à frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN foi a que se observa no Gráfico 4.8 Gráfico 4.8 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%). 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.

O valor obtido ao longo de 2023 aumentou 5 p.p. face ao valor de 2022. 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).

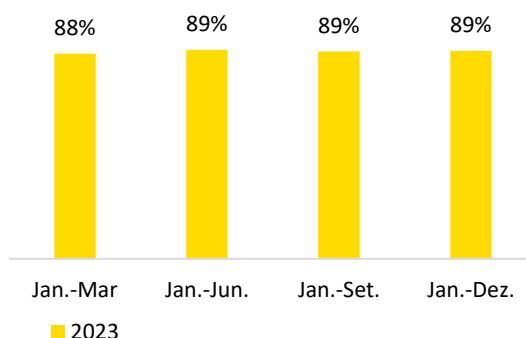


Gráfico 4.8 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%)

O número de leituras registado em 2023 (ORD e clientes/comercializadores) foi de aproximadamente 189,9 milhões de leituras. Destas, cerca de 92.24% foram obtidas por recurso à recolha remota sem considerar as instalações em rede inteligentes.¹¹

¹¹ No final de 2023, encontravam-se instalados 5.681.217 equipamentos de medição inteligente, em instalações BTN da E-REDES sendo que destas 4.865.105 já se encontravam integradas em redes inteligentes nos termos do Regulamento de Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

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 serviço¹²:

- 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 2023 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

4.6 em termos de restabelecimentos.

Realizados	Não realizados por facto imputável ao ORD	Não realizados por facto não imputável ao ORD	Realizados no prazo	Realizados fora do prazo
129 373	23	11 744	125 770	3 041

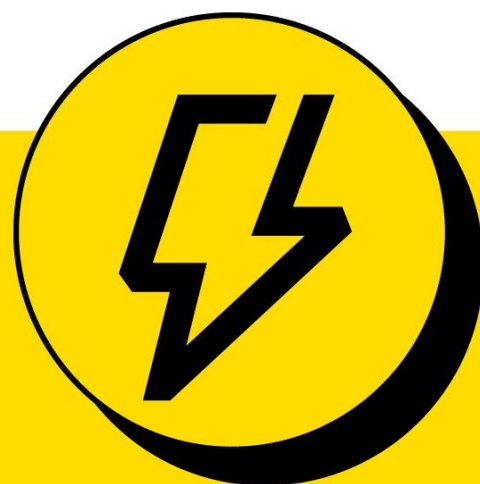
Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

Em 2023, dos cerca de 129 mil restabelecimentos realizados, não foi possível cumprir os prazos regulamentares para o restabelecimento do fornecimento em 3 041 situações. De referir que 49% (mais 12 p.p. face a 2022) dos restabelecimentos foram concretizados remotamente.

¹² 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.

5

Eventos Excepcionais



5. Eventos Excepcionais

Nos termos do Artigo 8.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 2023 e o seu impacto na qualidade de serviço – vertentes técnica e comercial.

5.1. Depressão Aline

No dia 19 de outubro de 2023, o estado do tempo em Portugal continental foi condicionado por uma depressão em fase de cavamento, à qual foi atribuída pelo IPMA o nome de *Aline*, que atingiu a região centro da costa ocidental de Portugal continental, num deslocamento rápido para leste e transportando uma massa de ar muito quente, húmido e instável, provocando o agravamento das condições atmosféricas. As consequências deste fenómeno atmosférico no território continental começaram a ser sentidas através de forte precipitação, por vezes acompanhada de trovoada e pelo aumento da intensidade do vento às primeiras horas desse dia, prolongando-se durante todo o dia.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Oleiros, com 133 km/h, no concelho de Tavira, com 130 km/h, no concelho de Vila Velha de Rodão, com 122 km/h, e no concelho de Ourém, com 117 km/h.

O impacto deste temporal foi mais acentuado nas regiões Centro e Sul do território continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram 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 120 438 clientes.

5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

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

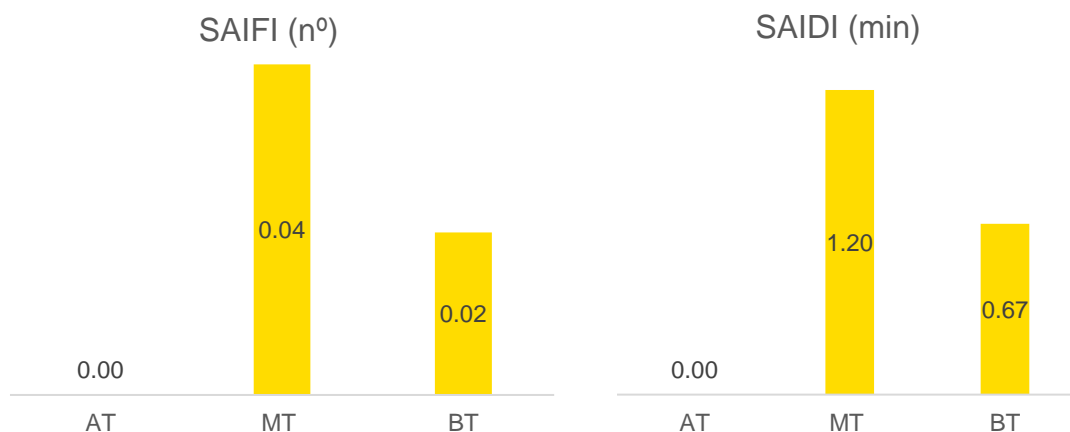


Gráfico 5.5.1 - Impacto da Depressão Aline, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 0,73 minutos e em 53,59 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,02 e 0,13 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-REDES¹³.

Para o universo dos 76 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 3,2 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	1,3	0,1	0,3	0,0	0,0
80 > u ≥ 70	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0
70 > u ≥ 40	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
40 > u ≥ 5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.5.1 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

¹³ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

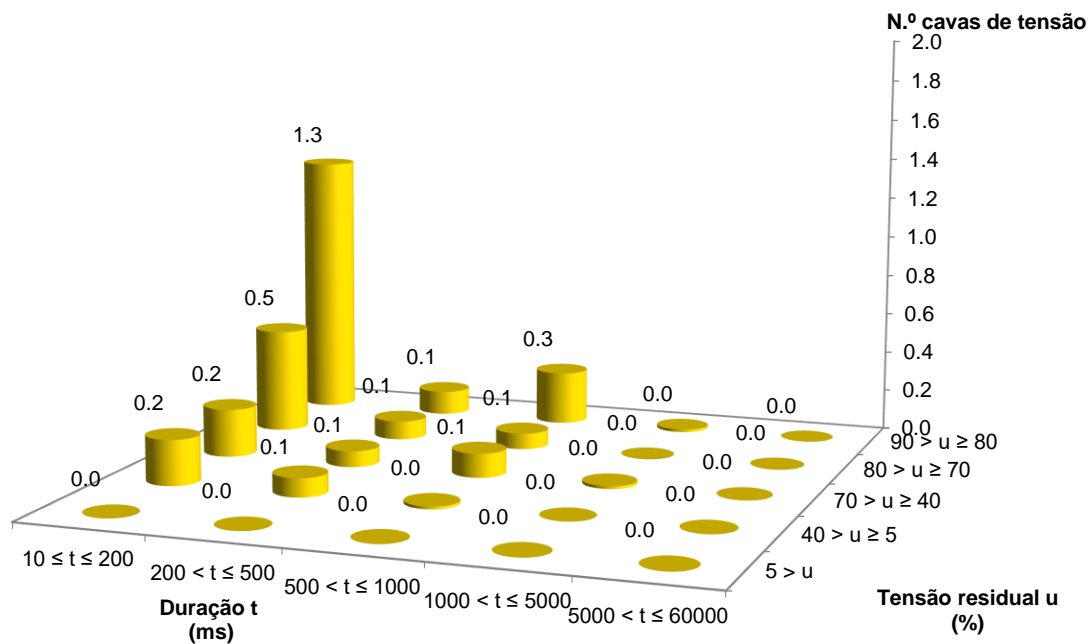


Gráfico 5.5.2 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este evento excecional também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 6 pedidos de assistência técnica.

5.2. Depressão *Ciarán*

Em consequência do fenómeno atmosférico que afetou Portugal continental nos dias 01 e 02 de novembro de 2023, o estado do tempo foi condicionado na sequência da passagem de uma superfície frontal associada à depressão *Ciarán*, provocando o agravamento das condições atmosféricas.

As consequências da depressão *Ciarán* no território continental começaram a fazer-se sentir no final do dia 01 de novembro de 2023, com maior impacto nas regiões de Norte e Centro do país, através da forte precipitação e pelo aumento da intensidade do vento, com ocorrência de fenómenos extremos de vento. No dia 02 de novembro este fenómeno atmosférico afetou também toda região Norte e Centro de Portugal continental.

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 dia 01 de novembro no concelho de Vila Real,

com 162 km/h, no concelho de Vila Pouca de Aguiar, com 148 km/h, e no concelho de Arganil, com 121 km/h. No dia 02 de novembro foram verificadas no concelho de Vila Real, com 208 km/h, no concelho de Góis, com 183 km/h, no concelho de Vila Pouca de Aguiar, com 159 km/h, no concelho de Arganil, com 157 km/h, no concelho de Tondela, com 129 km/h, no concelho de Lamego, com 123 km/h, e no concelho da Guarda, com 121 km/h.

O impacto deste temporal foi mais acentuado na região Norte do território 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 244 990 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.

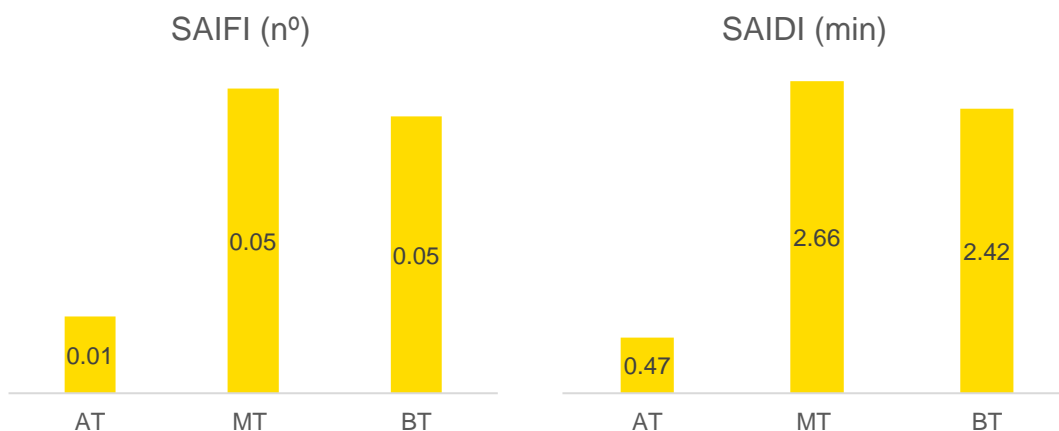


Gráfico 5.5.3 - Impacto da Depressão Ciarán, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 1,72 minutos e em 138 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,02 e 0,13 interrupções em AT e MT, respetivamente

5.2.2. 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-REDES¹⁴.

Para o universo dos 72 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 3,3 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)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	1,3	0,2	0,3	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0
$70 > u \geq 40$	0,4	0,1	0,2	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.5.2 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

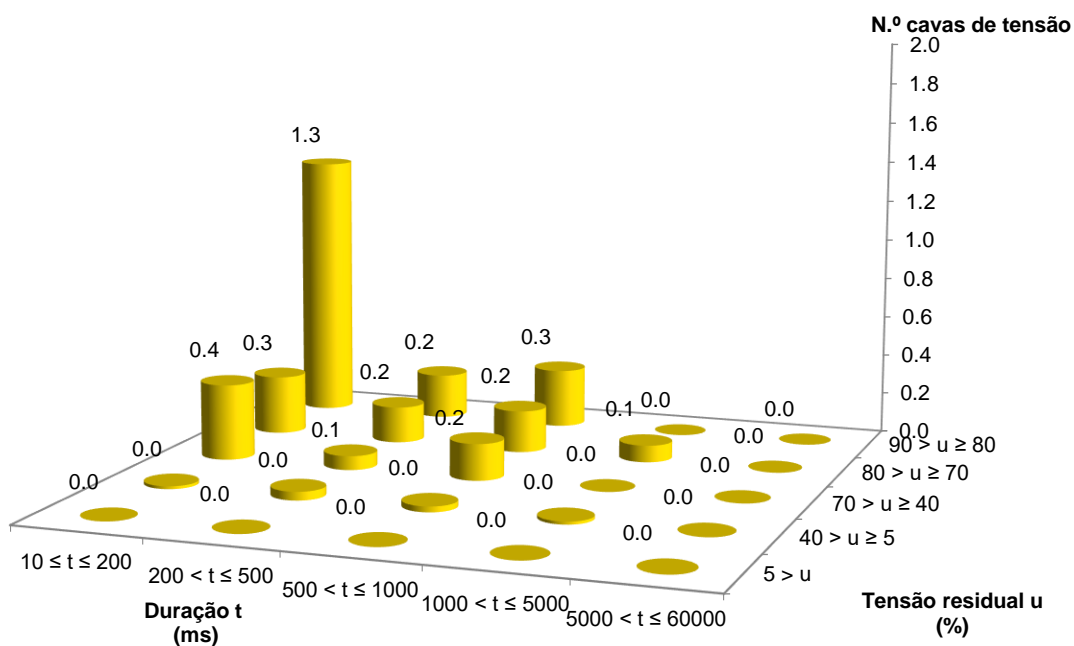


Gráfico 5.5.4 – Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.2.3. 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 39 pedidos de assistência técnica.

¹⁴ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

5.3. Depressão *Domingos*

No final do dia 03 de novembro de 2023, o estado do tempo em Portugal continental foi condicionado pela presença de uma depressão em deslocação ao longo do oceano Atlântico em direção a leste, influenciou o estado do tempo em Portugal continental na sequência da passagem de uma superfície frontal fria associada a esta depressão, à qual foi atribuída o nome de *Domingos*, provocando o agravamento das condições atmosféricas.

As consequências deste fenómeno atmosférico no território continental, começaram a ser sentidas através de forte precipitação e pelo aumento da intensidade do vento às primeiras horas desse dia, prolongando-se durante todo o dia.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Góis, com 184 km/h, no concelho de Vila Real, com 174 km/h, no concelho de Vila Pouca de Aguiar, com 150 km/h, no concelho de Arganil, com 144 km/h, e no concelho de Lamego, com 135 km/h.

O impacto deste temporal foi mais acentuado nas regiões Norte e Centro do território continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram 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 99 460 clientes.

5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

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

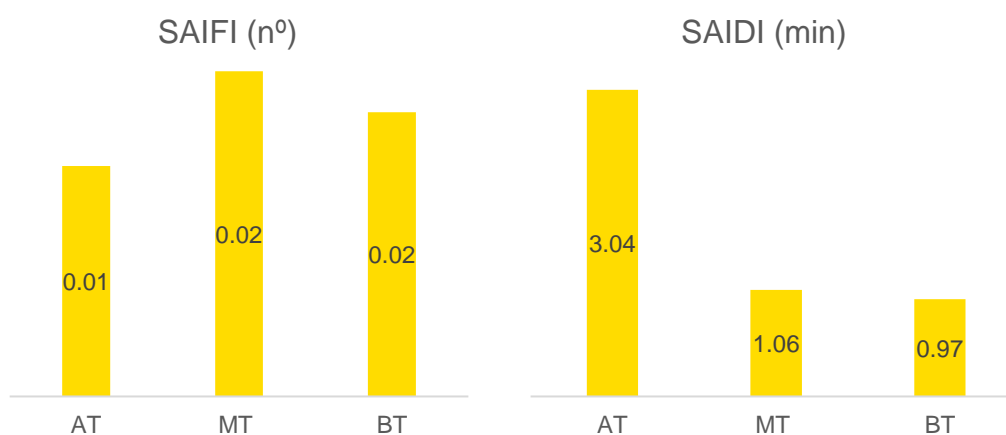


Gráfico 5.5.5 - Impacto da Depressão *Domingos*, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 0,77 minutos e em 60,2 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,01 e 0,12 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 90 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 1,2 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)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
$70 > u \geq 40$	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.5.3 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

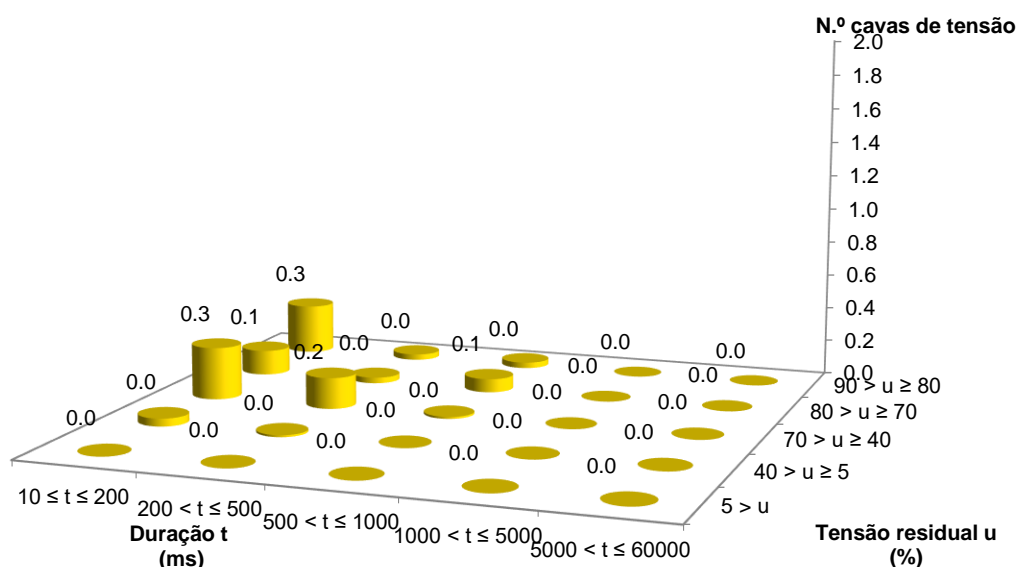


Gráfico 5.65.6 – N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

¹⁵ <https://www.e-redes.pt/pt-pt/sobre-nos-nossa-rede/qualidade-do-servico-tecnico/qualidade-da-energia-eletrica>

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 25 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 5.5.7), que caracterizam globalmente estes incidentes.

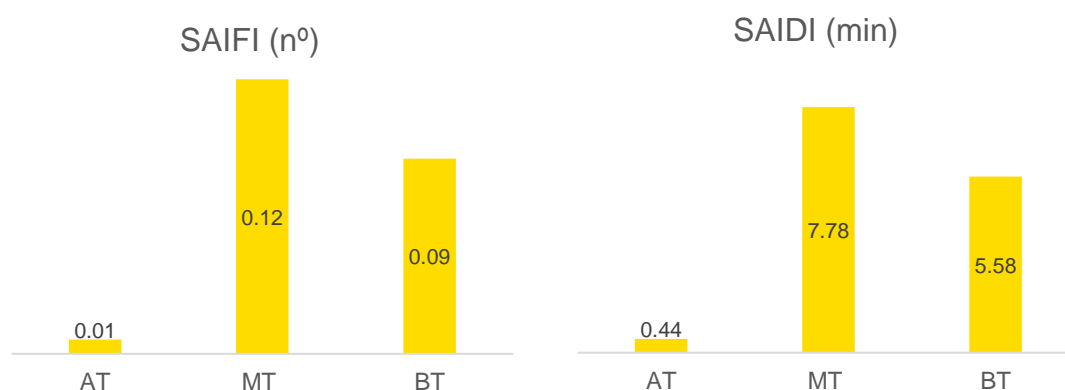


Gráfico 5.5.7 – Impacto de outros eventos excepcionais nos indicadores de continuidade de serviço SAIDI e SAIFI

Ao nível do TIEPI MT e da END MT, os restantes incidentes, classificados como eventos excepcionais, resultaram em 4,95 minutos e em 381 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, tiveram um impacto de 0,01 e 0,23 interrupções em AT e MT, respetivamente.

Dentro dos incidentes englobados nesta categoria destacam-se dois eventos: Depressão Babet e Depressão Bernard. Na sequência destes fenómenos atmosféricos, a rede elétrica de distribuição foi afetada por um elevado número de ocorrências, registadas nos diferentes níveis de tensão AT, MT e BT.

6

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		9	11	Zona B		420	540
Zona C		12	15	Zona C		600	840

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 2023, 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	Compensações pagas (via comercializador) (€)	Compensações a devolver ao cliente (€)	Valores a deduzir nos proveitos da DEE* (€)
AT	A	-	-	-	-
	B	1	2,153.85 €	-	-
	C	-	-	-	-
	Total	1	2,153.85 €	-	-
MT	A	120	37,637.18 €	-	-
	B	86	19,727.76 €	171.97 €	-
	C	120	37,308.67 €	290.72 €	-
	Total	326	94,673.61 €	462.69 €	-
BTE	A	242	17,371.35 €	724.80 €	-
	B	91	4,553.73 €	18.00 €	0.37 €
	C	33	2,701.03 €	-	-
	Total	366	24,626.11 €	742.80 €	0.37 €
BTN	A	25120	181,005.44 €	6,775.77 €	361.78 €
	B	14305	112,842.33 €	2,908.76 €	544.38 €
	C	8308	67,713.54 €	1,343.16 €	100.49 €
	Total	47733	361,561.80 €	11,027.69 €	1,006.65 €
TOTAL		48426	483,015.37 €	12,233.18 €	1,007.02 €

*DEE – Distribuição de energia elétrica

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

Das 48426 situações de incumprimento, 46722 foram relativas à duração acumulada das interrupções e 1704 ao número total de interrupções, tendo sido pago aos clientes 483,015.37 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões¹⁶. Apurou-se igualmente um montante de 12,233.18 euros que deverá ser devolvido a clientes que já não possuem contrato ativo. Não foi possível concretizar-se o pagamento de 1,007.02 euros, pelo que este valor será deduzido nos proveitos da DEE.

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.

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”

Observa-se que, em 2023 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 1,6 milhões de euros a título de compensações.

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	1 632	2	2 922	58 440
Ativações	Não cumprimento da disponibilidade de agenda nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	488	0	384	7 680
Desativações		291	0	161	3 220
Reclamações	Não cumprimento do tempo de resposta a reclamações	2 372	345	1 742	34 840
Visitas Combinadas	Não cumprimento do intervalo combinado para visita e cancelamento ou reagendamento após as 17:00 do dia útil anterior, pelo ORD	83 670	157	68 178	1 363 560
Assistências Técnicas	Não observação do prazo para chegada à instalação do cliente	2 999	0	4 499	89 980
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Não observação do prazo máximo para restabelecimento	3 041	130	3 004	60 080

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 2023 são apresentados na Tabela 6.4.

Indicador	Compensações pagas pelos clientes ao ORD	Nº	Montante (€)
Visitas Combinadas	Ausência do cliente na instalação	0	0
Assistência Técnica	Avaria na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual cuja responsabilidade não é do ORD e por ausência do cliente no momento de chegada do ORD ao local	58 436	1 168 720

Tabela 6.4 – Número e montante das compensações pagas pelos clientes

²⁰ O valor de cada compensação é de 20 euros.

7

Clientes
com necessidades
especiais e 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 2023 encontravam-se registados 526 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 2023, a maioria (55%).

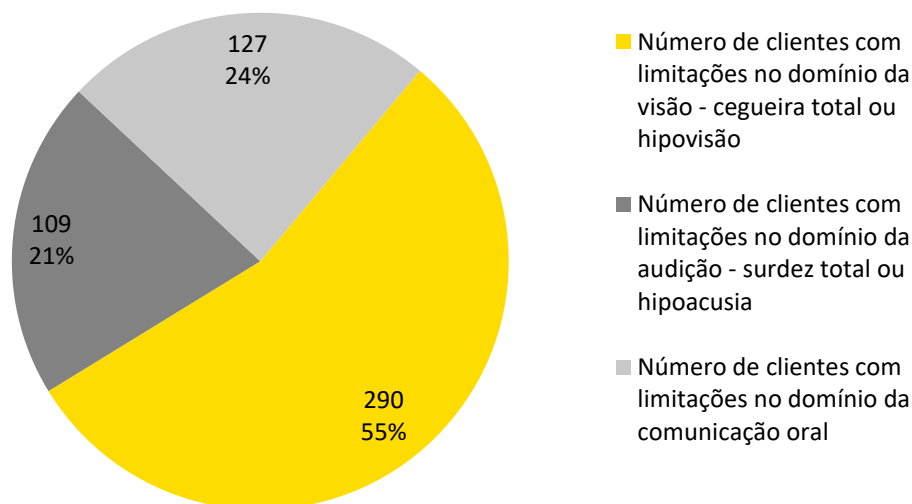


Gráfico 7.1 – Distribuição de clientes com necessidades especiais

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 2023 estavam identificados 4.668 clientes prioritários, reflexo da indicação fornecida pelos respectivos comercializadores. O Gráfico 7.2 ilustra a distribuição destes clientes. Verifica-se que 38% 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.

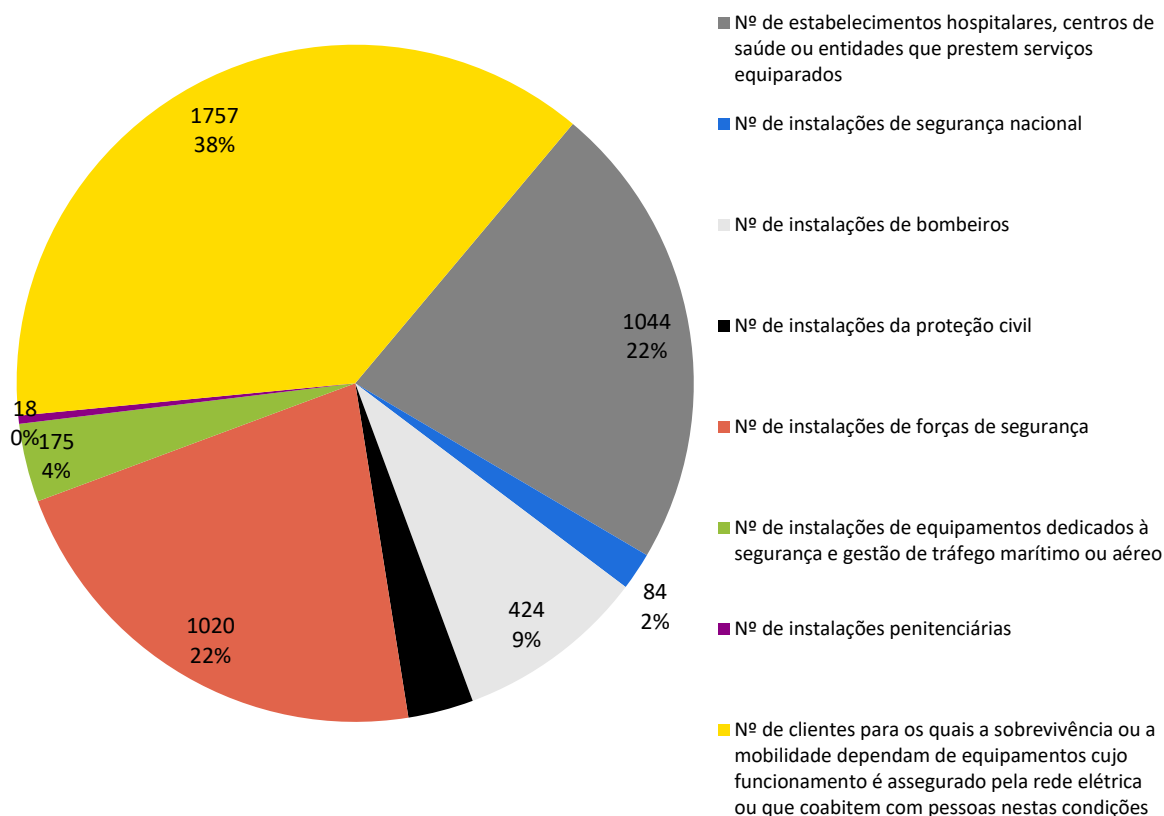


Gráfico 7.2 – Distribuição de clientes prioritários

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

8

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

A E-REDES tem mantido uma forte aposta em projetos de inovação, investigação e desenvolvimento com tipologias, dimensão e objetivos diversos, que compreendem as necessidades de inovação tecnológica e de produto, de processos, organizacional e *marketing*, sendo apresentados seguidamente alguns exemplos com maior impacto.

A E-REDES manteve a sua aposta na excelência da qualidade de serviço e na digitalização como alavanca fundamental para aumentar a eficiência dos ativos, operações e fiabilidade da rede de distribuição.

DRONES

Em 2023 foi efetuado o reforço da frota de drones por forma a massificar a utilização desta tecnologia na realização das inspeções das linhas AT e nas subestações, avaliando as condições técnicas, detetando e identificando falhas potenciais latentes ou ocultas, possibilitando assim reduzir os seus tempos de interrupção, o aparecimento dos imprevistos no decorrer dos trabalhos, facilitando a graduação das falhas potenciais e, conseqüentemente, priorizando as intervenções necessárias à correção das respetivas falhas. Permite ainda que a concretização das mesmas ocorra com os ativos em tensão.

Em conjunto com o TCC e EDP *University* foi desenvolvida uma formação específica para "Pilotos de Drones E-REDES", dotando os pilotos com as competências necessárias para a correta utilização dos drones no desempenho das atividades da E-REDES, tanto para pesquisa e deteção de falhas potenciais, como para avaliação das condições, preparação de trabalhos e/ou deteção de distâncias não regulamentares.

TRANSFO

O TRANSFO é utilizado na monitorização em contínuo e em tempo real dos Transformadores de Potência, onde o sistema estiver instalado, possibilitando assim a deteção antecipada de eventuais defeitos e/ou avarias, podendo até mesmo minimizar e prever eventuais falhas catastróficas. Com base na análise contínua do TRANSFO, pretende-se efetuar a avaliação da expansão do sistema a outros transformadores AT/MT, tendo-se desenvolvido uma terceira versão.

8.1.1.1. Conectividade e Automação

AUTOMAÇÃO E TELECOMANDO

Ao nível do programa de investimento Automação e Telecomando da Rede MT, em 2023 foram instalados 134 novos Órgãos de Corte de Rede (OCR), incluindo 5 realocações, e telecomandados 71 Postos de Transformação (PT) e Seccionamento (PT/PS).

Em relação ao Telecomando MT, em 2023 prosseguiu-se com o plano de expansão do Telecomando MT “TC MT”, tendo entrado em exploração 205 novos pontos de telecomando, representando um investimento de cerca de 3,3 M€.

Ocorreu um aumento do número de pontos de telecomando de cerca de 2,4%, perfazendo um valor total de 8 738 unidades instaladas na E-REDES, no fim do ano. Este aumento tem também contribuído para a melhoria dos Indicadores de Qualidade de Serviço Técnico e de desempenho da rede.

PNI (*Physical Network Inventory*)

O PNI é um novo sistema que foi implementado para gerir o Cadastro da Infraestrutura de Comunicações, sendo responsável pela conectividade entre as instalações mais críticas da RND e os sistemas centrais, para a exploração da rede elétrica. Dado que grande parte desta infraestrutura é constituída por Fibra Ótica (ritmo de expansão na última década permitiu ultrapassar os 9 000 km), tornou-se crítica a implementação de uma solução tecnologicamente mais robusta e moderna.

8.1.2. Exploração dos ativos

No que diz respeito à resiliência da rede, durante o ano de 2023 foi efetuado um robustecimento dos ativos, permitindo prosseguir com o plano de instalação de novos pontos de telecomando na rede, mitigando os problemas associados à escassez de semicondutores nos mercados e, conseqüentemente, de URT (processo efetuado em alinhamento com as políticas ambientais do grupo EDP, procurando reduzir o consumo de novos recursos e reduzindo a produção de resíduos, promovendo assim a economia circular - reduzir, reutilizar e reciclar). Isto permite uma maior resiliência a eventos adversos, minimizando o aparecimento de falhas potenciais e funcionais, contribuindo para a melhoria da disponibilidade desses ativos, nomeadamente através da aplicação de RTV (*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,

minimizando o número de falhas, aumentando a sua vida útil, contribuindo consequentemente para um desempenho superior desses ativos.

Na atividade de aplicação de tinta RTV em 2023, constam 4 subestações, 79 Postos de Transformação, 15 postos de seccionamento, 10 apoios de transição LA/LS e ainda 98 isoladores.

Adicionalmente, foi dada especial atenção à monitorização da condição dos ativos de rede, através do reforço das ações de monitorização dos mesmos, assegurando o cumprimento da MPS (Manutenção Preventiva Sistemática), com 15 881 ordens concluídas. Através de uma correta monitorização da condição técnica dos ativos, é possível detetar precocemente falhas potenciais, evitando que as mesmas se transformem em falhas funcionais com impacto direto na QST e na disponibilidade dos ativos.

Continuando a assumir o compromisso de orientação para o cliente, a E-REDES deu cumprimento, durante o ano de 2023, à execução de um plano de investimento que, no seu todo, contribuiu para a melhoria efetiva da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição.

Em 2023 entraram em exploração um conjunto significativo de ativos que permitiram dar resposta a novas necessidades de consumo (expansão da rede), mas também à necessidade de renovação dos ativos, permitindo tornar a rede mais resiliente e mais fiável. Assim sendo, entraram em exploração Postos de Corte (PC) AT Leça do Balio (concelho de Matosinhos), Olivais (concelho de Lisboa) e Morgavel (concelho de Sines).

Relativamente a subestações AT/MT, entrou em exploração a subestação Lanheses 60/15 kV – 20 MVA (concelho de viana do Castelo). Procedeu-se à instalação e/ou substituição de 4 Transformadores de Potência na SE de Cachopo (1), SE Cadaval (1), SE Expo Sul (1) e SE Troviscoso (1).

É ainda de salientar, relativamente a linhas, um conjunto de procedimentos efetuados no ano de 2023 que contribuirão para uma rede de distribuição mais robusta e fiável.

Entraram em construção e/ou foram remodeladas as seguintes linhas aéreas e subterrâneas AT:

- LN 60 kV PC Prelada - Boavista;
- LN 60 kV PC Deocriste – Feitosa/SE Lanheses;

- LN 60 kV V. Nova de Famalicão (REN);
- LN 60 kV p/ PC Leça do Balio (1ª Alimentação);
- LN 60 kV p/ PC Leça do Balio (2ª Alimentação);
- LN 60 kV CSF Valpaços - SE Valpaços;
- LN 60 kV CSF Tábua - Tábua (REN);
- LN 60 kV SE Esgueira - SE Grés Panaria;
- LN 60 kV CSF Rolhão - Soure;
- LN 60 kV Estremoz (REN) - Maranhão;
- LN 60 kV PS Alto São João - Expo Sul;
- LN 60 kV Carriche – Aeroporto;
- LN 60 kV Olivais - Entrecampos;
- Reformulação de ligações 60 kV – SE Portimão (REN), SE Porto de Lagos, SE Poldra e PS Bensafrim.

Entraram em construção e/ou foram remodeladas as seguintes linhas aéreas e subterrâneas MT:

- LN 15 kV SE Lanheses - PS 7305 BCTP Equip. Automóveis SA;
- LN 15 kV SE Lanheses - PT 0452 Lanheses - P. Empresarial;
- LN 15 kV SE Lanheses - PS 7306 STE EXP. De Plásticos, Lda;
- LN 15 kV SE Lanheses - PTD 0458 Lanheses P. Empresarial;
- LN 15 kV PTD FLG 0087 e a SE Felgueiras P220 Zona Industrial II;
- LN 15 kV PTD FLG 0087 e o PTD FLG 0254;
- LN 15 kV PTD FLG 0093 e o PTD FLG 0254;
- LN 15 kV SE Águeda – Segadães;
- LN 15 kV p/ PTD 0037/PCT LUSINDINHO;
- LN 15 kV p/ PT Serviços Auxiliares PC Leça do Balio;
- LN 15 kV Arganil - Zona Industrial de Sarzedo;
- LN 15 kV Arganil – Arganil;
- LN 15 kV p/ PTD 0161 Miro IV.

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

- Remodelação da rede AT Sines e ligação do cliente APS;
- Remodelação da rede MT SE Cerâmica;
- Remodelação e ampliação do andar AT da SE Almeirim;
- Remodelação do andar AT da SE Felgueiras;

- Ampliação do andar MT da SE Almeirim;
- Ampliação de painéis AT na SE Alcáçova, SE Olhão, SE Montefeiço, SE S. Santiago do Cacém, SE Soure e SE Esgueira;
- Ampliação de painéis MT em SE Borba, SE Montijo, SE Quinta do Conde e SE S. B. Messines;
- Substituição do QMMT na SE Cerâmica;
- Substituição de 6 Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC) em subestações AT/MT (SE Almeirim, SE Felgueiras, SE Vila Viçosa, SE Moscavide, SE Terroa) e Postos de Corte AT (PC Fanhões);
- Ampliação da plataforma da SE Alcáçova;
- Substituição de sistemas de alimentação em 15 instalações;
- Substituição de unidade central e *upgrade* de protocolo de comunicações da SE Orgens;
- Instalação de proteções diferenciais em painéis AT de 7 instalações;
- Substituição de 3 reatâncias de neutro em subestações AT/MT (SE Beiriz, SE Serzedo e SE Tondela);
- Substituição de 6 disjuntores AT em subestações AT/MT (SE Caldas da Rainha, SE Ermal, SE Gueifães e SE Tondela);
- Substituição de 5 disjuntores MT nos QMMT de 15 e de 30 kV, SE Beja;
- Substituição de 3 disjuntores MT no QMMT de 15 kV da SE Brasil;
- Substituição de 1 disjuntor MT no QMMT de 10 kV SE Norte;
- Substituição de 1 disjuntor MT no QMMT de 15 kV SE Albufeira;
- Substituição de 1 disjuntor MT no QMMT de 15 kV na SE Vila do Bispo;
- Substituição de 1 disjuntor AT na SE Quinta do Anjo;
- Substituição e montagem de novos equipamentos Ar Condicionado em 21 instalações.

Numa perspetiva de permitir a realização de trabalhos em subestações, quer de manutenção, quer de investimento na rede, sem necessidade de efetuar a interrupção no fornecimento de energia, foram disponibilizadas e instaladas várias subestações móveis, nomeadamente nas SE Fermil de Basto, SE Troviscoso, SE São Romão de Neiva, SE Fátima e SE Belver. De modo a assegurar o bom funcionamento e disponibilidade destas subestações e das Unidades Móveis de Recurso, foi realizada a beneficiação ao nível de chassis e pintura anti corrosão da UMR MT08.

Ainda que Unidades Móveis de recurso, embora fixas, foi efetuada a manutenção das UMR MT e UMR AT da SE Ranholas. Foi ainda feita a pintura com tratamento

anticorrosivo, recuperação de chaparia, pintura do TSA e RN, bem como substituição de algumas proteções próprias do TP AT/MT da UMR AT desta instalação.

Ao nível das celas GIS (*GAS Insulated Substation*) foram realizadas ações de manutenção extraordinárias com elevada complexidade, em Subestações e Postos de Corte, permitindo assegurar que os ativos possam chegar ao seu fim de vida útil com o adequado desempenho. As intervenções foram efetuadas no PC AT Barroso, PC AT Campanhó, PC AT Barbosa & Almeida, UMR MT 12 (SE Loulé) e na SE Alcobaça.

Ainda no que diz respeito às reabilitações de ativos, ocorreu a reabilitação das reactâncias de QM MT em 18 instalações, reabilitação das reactâncias de neutro das SE Fafe, SE Olho de Boi, SE Telheiro, SE Santiago do Cacém e ainda a substituição da SE Vila Viçosa. Ocorreu ainda a reabilitação de 25 apoios de betão em ativos de linhas aéreas de alta tensão, fruto de inspeções visuais efetuadas e reclamações rececionadas. Além disso, ocorreu a reabilitação dos circuitos de iluminação dos parques exteriores de aparelhagem das SE Venda Nova (Amadora), SE S. Francisco e SE Caeira, reabilitação/beneficiação de 14 transformadores de potência em subestações AT/MT, destacando-se as intervenções nas seguintes subestações SE Fátima, SE S. Romão do Neiva, SE Ermal, SE Vilar do Paraíso TP1, SE Antas, SE Espinho, SE Montemor TP1, SE Serrada Grande TP1, SE Moura TP1, SE S. B. Alportel TP1, SE Vila do Bispo TP1, SE Rio de Mouro TP1, SE S. Vicente TP1 e SE Seixal TP2.

Foram realizadas outras ações relevantes efetuadas em ativos AT, nomeadamente a instalação de fixações antissísmicas em 17 TP, removidos materiais contendo amianto em 17 subestações, instalação de sistema de retenção de óleos em 9 subestações, instalação de barreiras acústicas em 3 subestações, melhoria da rede de terras em 6 subestações, reforço da segurança física em 3 subestações, impermeabilização de coberturas em 15 instalações, reforço estrutural de torres de Comunicação em 4 subestações, instalação de videovigilância na SE Cartaxo, estabilização do talude Sul do Parque Exterior de Aparelhagem da SE Caniços, reabilitação de torres de telecomunicações em 5 instalações (SE Olho de Boi, SE Pracana, SE Vale Serrão, PC Montargil e REP Serra D'Aire). Foi também substituído o sistema de deteção e extinção de incêndios na SE Santa Marta por obsolescência, tendo-se procedido à instalação/substituição de vários sistemas de intrusão e deteção de incêndios em várias subestações AT/MT, nomeadamente a SE Faro, SE Venteira, SE Carrascal, SE Glória, SE Cartaxo Norte, SE Vale Figueira, SE Vila Moreira e PC AT Algeruz. Os circuitos de terra das SE Conceição e PC AT Algeruz foram repostos, na sequência de vandalismos registados nas instalações e, por fim, o cabo FO (tipo ADSS), que acompanha os ativos de rede aérea AT numa extensão de 7,5 km foi substituído.

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, isto é, mantendo a continuidade de serviço. Nesse âmbito, 2023 foi um ano onde se privilegiou, sempre que possível, a realização das intervenções em tensão.

8.1.3. 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+.

8.1.3.1. 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.

8.1.3.2. 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.

8.1.4. Projetos realizados com recurso a redes inteligentes

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.

Foram desenvolvidos esforços importantes no campo das redes inteligentes em 2022, com 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. Durante o ano de 2023, a E-REDES deu continuidade a este programa, sendo que entre os vários projetos desenvolvidos que visam potenciar a utilização da informação que é disponibilizada pelos Equipamentos de Medição Inteligentes (EMI), focaram-se na concretização da campanha de instalação dos EMI's e foram realizados progressos significativos no projeto que permite identificar zonas de rede com possíveis fragilidades no neutro (projeto *reCONNECT*). Neste âmbito, não só foi dada continuidade ao trabalho de identificação e correção proactiva de situações de pré-rotura de neutro, como também foram iniciados desenvolvimentos à primeira versão do algoritmo para identificação de outro tipo de anomalias nas redes BT, como tensões baixas, baixas potências de curto-circuito, ou existência de instalações de produção com injeção acima dos limites regulamentares.

REDES PROBLEMÁTICAS

O projeto “Redes Problemáticas” resultou em 2 ferramentas para identificação e diagnóstico de redes BT com problemas de qualidade de serviço, passando a ser possível atuar na rede BT de forma proativa, ou seja, evitando a reclamação dos clientes:

Ferramenta para priorização da georreferenciação dos alarmes: a alarmística de qualidade de serviço (com base nos valores médios de tensão a cada 10 minutos), gerada pelos EMI em rede inteligente é processada mensalmente através de plataforma de *big data* desde 2021, sendo que o processamento valida os alarmes e agrega ao nível do PTD, sendo criado um *ranking* e TOP10 para os PTD com maior urgência de cada Unidade de Manutenção. O resultado é disponibilizado numa aplicação corporativa sendo feita a georreferenciação dos alarmes para identificar os pontos problemáticos da rede, agilizando a resolução no terreno; Ferramenta de diagnóstico automatizado: no final de 2022 foi desenvolvida a capacidade de diagnosticar automaticamente a causa

dos alarmes (e.g. anomalia transformador, produção solar, tomada alta/baixa, problemas no neutro). Para além dos alarmes gerados pelos EMI, foi incluída informação do PTD relativamente ao valor da tensão no secundário do transformador, registada pelo DTC. Tem sido possível a deteção de avarias de falta de fase identificadas ao nível da rede MT e avarias ao nível do PTD / BT, intervenções em PTD por violação dos limites do valor da tensão e casos de deteção proativa de perda de neutro. O processamento desta informação, também em plataforma de big data, alimenta um dashboard disponibilizado transversalmente dentro da organização. Esta ferramenta torna possível atuar de forma mais cirúrgica e definir planos de atuação e investimento de acordo com o diagnóstico.

8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial

A Transição Energética está a transformar a sociedade e sobretudo o setor elétrico, desconfigurando completamente o seu modelo de operação unidirecional, baseado em produção de eletricidade suportada em combustíveis fósseis, com um objetivo designado por 3 D's - Descarbonizar, Descentralizar, Digitalizar.

Neste sentido, a **E-REDES - no centro da transição energética** foi um dos lemas de 2023, levando à implementação de diversas iniciativas e projetos com foco no futuro e na experiência deste novo *player* – o produtor de energia elétrica. O lançamento do **FOCUS 2.0**, que este ano contou com um novo pilar dedicado exclusivamente à Transição Energética, é um exemplo deste novo foco que teve como objetivo simplificar a comunicação entre as diferentes áreas envolvidas, disponibilizar uma visão *end-to-end* dos processos para os clientes e melhorar os tempos de resposta. Paralelamente, foram também desenvolvidos novos serviços no Balcão Digital para estes *stakeholders*, tais como a possibilidade de visualizarem os seus diagramas de cargas e a possibilidade de acompanharem e adicionarem informação aos seus pedidos.

Para além deste novo pilar, o **FOCUS 2.0** voltou a abordar alguns dos temas da 1ª edição, segmentados pelos eixos “Transformação dos canais”, “Operações e serviços inteligentes”, a “Relação com o Cliente” e o “+ Digital”.

No eixo da Transformação dos Canais, garantir uma maior capacidade de resposta, reduzir os custos e tempos de atendimento foram os objetivos que levaram a E-REDES a percorrer o caminho da transformação e digitalização dos seus canais “tradicionais”. Este ano, com a alteração dos contratos de prestação de serviços de *customer service*, a E-REDES pretendeu potenciar uma experiência uniforme e incentivar a eficiência e qualidade no serviço prestado pelos seus parceiros. Foram desenvolvidos também **novos serviços no IVR** (*Interactive Voice Response*), tais como a possibilidade de

reagendar visitas técnicas e a implementação da Linguagem Natural na linha de avarias, o que contribuiu para o aumento do *selfcare* no *Contact Center* (+10% em apenas um mês).

Relativamente ao eixo das Operações e Serviços Inteligentes, 2023 foi o ano em que a E-REDES ultrapassou o marco dos 5 milhões de contadores inteligentes instalados, com serviços remotos ativos, o que significa uma cobertura de 80% dos clientes em Portugal continental. Para o cumprimento desta meta, foi importante reforçar **a formação junto dos técnicos e melhorar o controlo das atividades no terreno.**

Atingir os 100% de contadores inteligentes instalados no final de 2024 e a transição energética foram os principais desafios para a E-REDES durante este ano, porém não impediram a Empresa de continuar a inovar e evoluir.

De forma a acompanhar o impacto do aumento das atividades e contactos de clientes, reforçou-se o **Programa -R**, no qual se monitorizaram as interações com os clientes (reclamações e pedidos de informação) e se efetuou o acompanhamento mais próximo das iniciativas de melhoria contínua. Adicionalmente também foi feito um grande esforço na revisão dos **procedimentos na kwiki** – plataforma de suporte ao Negócio e aos assistentes – que este ano se focou na adaptação dos procedimentos para dar resposta ao novo contrato de serviços e no robustecimento dos procedimentos atuais, de forma a simplificar a explicação dos processos tanto para os assistentes, como para o Cliente. Só neste ano foram lançados e revistos mais de 80 procedimentos.

Por outro lado, a E-REDES continuou a apostar na recolha de *feedback* do Cliente, através da criação de **novos inquéritos VoC** para avaliar a satisfação do Cliente com os canais digitais (Balcão Digital, App E-REDES Digital e serviço “Siga o seu pedido”) e com o processo de ligações à rede em Baixa Tensão. A E-REDES termina assim o ano com um resultado global de 8.2 numa escala de 0 a 10, o que revela o esforço da Empresa para assegurar o cumprimento das expectativas do Cliente.

Quanto à digitalização, 2023 ficou marcado pelo lançamento da nova **app E-REDES Digital**, a qual pretende oferecer a mesma experiência que o Cliente tem no Balcão Digital, com os mesmos serviços. Foram também disponibilizadas **novas funcionalidades nos canais digitais**, tais como os reagendamentos de visitas técnicas (serviço idêntico ao disponibilizado nas linhas de atendimento) e a possibilidade de acompanhar os pedidos em curso. Este foco no digital resultou num aumento de 55% nas interações com a Empresa através destes canais.

Para monitorizar as atividades da Empresa e focar na maximização da capacidade de resposta operacional é importante assegurar um bom acompanhamento dos indicadores-chave de desempenho, que não só permitem identificar *insights* cruciais para a tomada de decisões, como auxiliam no cumprimento dos objetivos estratégicos. Este ano, ao nível da monitorização, foram desenvolvidos **novos dashboards** na temática das reclamações e acompanhamento de contactos (pedidos de informação), no processo de prejuízos e nas comunicações enviadas ao Cliente.

Em maio, a E-REDES promoveu a **2ª edição do Lighthouse**, na Fundação Portuguesa das Comunicações em Lisboa, uma iniciativa que teve como objetivo fazer um balanço do desenvolvimento dos serviços digitais lançados para o Cliente, assim como discutir e desafiar soluções para potenciar esta relação cada vez mais digital. A sessão contou uma vez mais com a participação do Provedor de Cliente e foi apresentada, pela primeira vez, uma primeira versão do Barómetro de Satisfação do Cliente em resposta ao desafio lançado pelo Provedor na edição anterior, com o objetivo de quantificar qual o grau de satisfação do Cliente nos diferentes momentos de interação com a E-REDES.

Para 2024, o grande desafio estará relacionado com o progresso e investimento em tecnologias avançadas. A E-REDES pretende testar modelos de inteligência artificial para ajudar na automatização do tratamento de casos mais simples, através do registo automático em sistema e propostas de resposta ao Cliente, assim como na validação automática da documentação enviada pelos clientes.

Este capítulo dedicado à experiência do Cliente evidencia o compromisso da Empresa em elevar os padrões de satisfação, aliando a inovação com a personalização no contacto. A análise detalhada do *feedback* e ações corretivas implementadas demonstram a resposta ágil às necessidades dinâmicas dos clientes. Este compromisso contínuo com a excelência na experiência do Cliente é vital para sustentar a visão da E-REDES em ser uma marca de confiança, próxima dos clientes, assegurando um serviço de qualidade.

9 Anexos



09 | Anexos.

Anexos 1





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 e Vale do Tejo
- Oeste
- Médio Tejo
- Lezíria do Tejo

Grande Lisboa

- Grande Lisboa
- Península de Setúbal
 - Península de Setúbal
- Alentejo
 - Alentejo Litoral
 - Alto Alentejo
 - Alentejo Central
 - Baixo Alentejo
- 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

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

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

- Amadora
- Cascais
- Lisboa
- Loures
- Mafra
- Odivelas
- Oeiras
- Sintra
- Vila Franca de Xira

Península de Setúbal

- Alcochete
- Almada
- Barreiro
- Moita
- Montijo
- Palmela
- Seixal
- Sesimbra
- Setúbal

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 e Barroso
- 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
- Carrazeda 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
- Sertã
- Vila Velha de Ródão
- Vila de Rei
- Médio Tejo
- Abrantes
- Alcanena
- Constância
- Entroncamento
- Ferreira do Zêzere
- Mação
- Ourém
- Sardoal
- Tomar
- Torres Novas
- 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.

Anexos 2



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.

ADMS – Advanced Distribution Management System – Sistemas de Gestão Avançada da Distribuição

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, cogrador, 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.

