

# **Relatório da Qualidade de Serviço 2018**



# Índice

1. Introdução .....	1
2. Caracterização da Rede de Distribuição .....	5
2.1. Ativos de rede.....	5
2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais .....	6
3. Qualidade de Serviço Técnica.....	11
3.1. Continuidade de serviço na rede AT .....	11
3.1.1. Caracterização das interrupções .....	11
3.1.2. Evolução dos indicadores gerais.....	13
3.1.3. Incidentes mais significativos .....	15
3.2. Continuidade de serviço na rede MT .....	15
3.2.1. Caracterização das interrupções .....	15
3.2.2. Evolução dos indicadores gerais.....	17
3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais .....	21
3.2.4. Incidentes mais significativos .....	22
3.3. Continuidade de serviço na rede BT.....	22
3.3.1. Caracterização das interrupções .....	22
3.3.2. Evolução dos indicadores gerais.....	23
3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais .....	25
3.4. Qualidade de Energia Elétrica .....	25
3.4.1. Plano de monitorização da QEE .....	27
3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT .....	28
3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão .....	28
3.4.2.2. Eventos de tensão .....	29
3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição.....	32
3.4.4. Ações de melhoria da QEE.....	33
3.4.4.1. Subestações AT/MT .....	33

3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição.....	33
3.5. Principais conclusões.....	34
4. Qualidade de Serviço Comercial.....	37
4.1. Meios de atendimento .....	38
4.1.1. Atendimento presencial .....	38
4.1.2. Atendimento telefónico .....	39
4.2. Pedidos de informação e reclamações.....	40
4.2.1. Pedidos de informação.....	40
4.2.2. Reclamações.....	41
4.3. Serviços.....	42
4.3.1. Ligações às redes .....	42
4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento.....	42
4.3.3. Visita combinada .....	43
4.3.4. Assistência técnica.....	44
4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN .....	45
4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.....	46
5. Eventos Excepcionais.....	49
5.1. Tempestade Emma.....	49
5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço.....	50
5.1.2. Impacto na QEE .....	50
5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial .....	51
5.2. Tempestade Gisele .....	51
5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço.....	52
5.2.2. Impacto na QEE .....	52
5.2.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial .....	53
5.3. Tempestade Leslie.....	53
5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço.....	54
5.3.2. Impacto na QEE .....	55

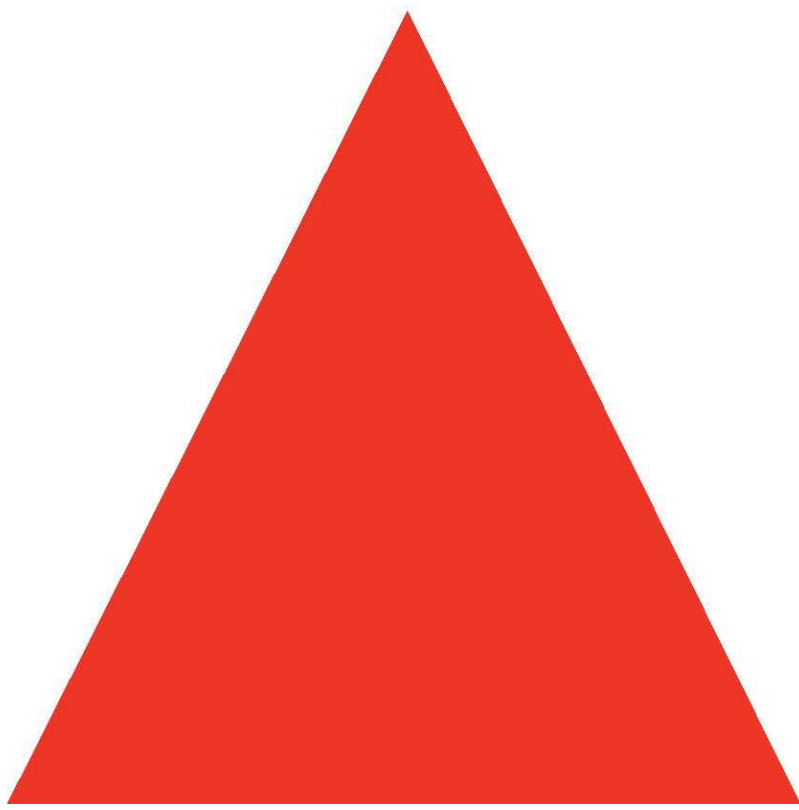
5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial .....	56
5.4. Outros Eventos Excepcionais.....	56
6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço .	61
6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica.....	61
6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial.....	62
7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários .....	67
7.1. Clientes com necessidades especiais .....	67
7.2. Clientes prioritários .....	68
8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço .....	73
8.1. Gestão dos ativos .....	73
8.2. Comunicação com outros operadores de redes .....	76
8.3. Apoio técnico a clientes.....	77
8.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos” .....	78
8.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente .....	78
8.4.2. Selo de Qualidade e+ .....	78
8.5. Redes inteligentes .....	79
9. Anexos .....	81

Anexo 1 – Caracterização das regiões NUTS II e NUTS III

Anexo 2 – Definições e Siglas



## **1. INTRODUÇÃO**





# 1. Introdução

Entrou em vigor, em 1 de janeiro de 2018, um novo Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Nesta revisão, a ERSE procedeu à fusão, num único regulamento, das disposições aplicáveis aos setores elétrico e do gás natural, que com a salvaguarda das especificidades próprias de cada setor, procurou alinhar as obrigações em que incorrem os diversos agentes na prestação do serviço - comercializadores e operadores das redes.

A aplicação do novo RQS veio colocar à EDP Distribuição um conjunto acrescido de desafios inerentes à necessidade de alterar os processos e os sistemas de informação de suporte à gestão da continuidade de serviço, da qualidade de energia e da qualidade de serviço comercial.

Neste relatório caracteriza-se a qualidade do serviço prestado pela EDP Distribuição, enquanto Operador de Rede de Distribuição (ORD) em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), no que se refere à continuidade de serviço, à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) e à qualidade de serviço comercial.

O Relatório da Qualidade de Serviço de 2018 é, assim, o primeiro relatório elaborado ao abrigo das disposições constantes do novo regulamento tendo, no ano em referência, ocorrido um extenso plano de alterações, aos sistemas de

informação, em particular ao nível da gestão da continuidade de serviço e da qualidade de serviço comercial.

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

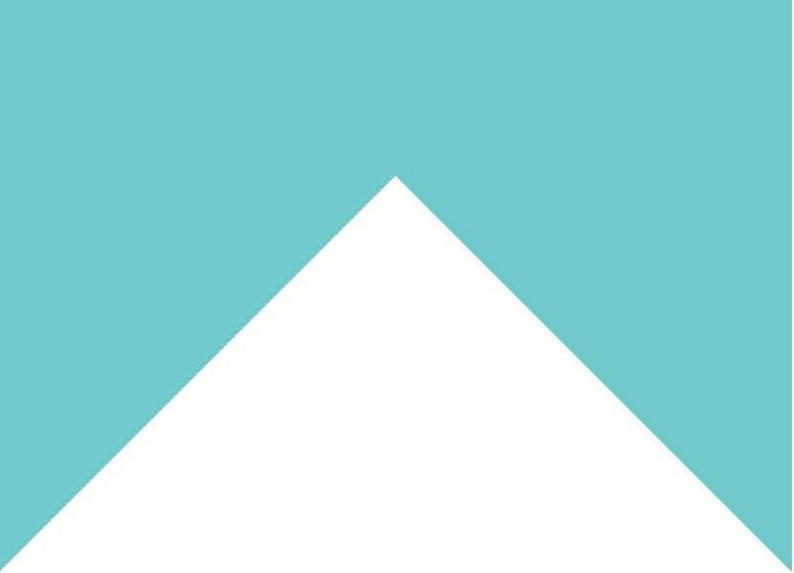
- Caracterização da rede de distribuição;
- Qualidade de serviço técnica (continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica);
- Qualidade de serviço comercial;
- Eventos excecionais;
- Compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço;
- Clientes com necessidades especiais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

Como resulta da análise do presente Relatório, o ano de 2018 fica marcado pelos seguintes aspetos principais:

- Condições climáticas adversas com impacto na qualidade de serviço técnica e comercial;
- Enorme esforço de adaptação dos sistemas de informação, em particular ao nível da gestão da continuidade de serviço e da qualidade de serviço comercial.



## **2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**



## 2. Caracterização da Rede de Distribuição

### 2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2018, as instalações e os equipamentos em serviço,

na rede operada pela EDP Distribuição, eram os indicados na Tabela 2.1.

	2017	2018
<b>Subestações</b>		
Nº de subestações	433	432
Nº de transformadores	768	777
Potência instalada (MVA)	17 689	17 700
<b>Linhas (incluindo ramais, em km)</b>	<b>82 846</b>	<b>83 089</b>
Aéreas	<b>67 781</b>	<b>67 920</b>
AT (60/130 kV)	8 999	9 008
MT (6/10/15/30 kV)	58 782	58 912
Cabos subterrâneos	<b>15 065</b>	<b>15 169</b>
AT (60/130 kV)	530	535
MT (6/10/15/30 kV)	14 535	14 635
<b>Postos de Transformação de Distribuição</b>		
Unidades	68 593	68 933
Potência instalada (MVA)	20 479	20 599
<b>Redes BT (km)</b>	<b>143 219</b>	<b>143 441</b>
Aéreas	109 572	109 725
Subterrâneas	33 647	33 715

Tabela 2.1 - Ativos de rede da EDP Distribuição em exploração a 31 de dezembro de 2018

Nota: os dados apresentados incluem a rede em situação de reserva. O número de subestações indicado para 2018 inclui 28 subestações MT/MT, 1 subestação MAT/AT/MT e 11 subestações móveis de recurso

No final do ano de 2018 a potência instalada nas 432 subestações existentes era de 17 700 MVA. Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD)

totalizavam 68 933 no final do ano, com uma potência instalada de 20 599 MVA, correspondendo a um aumento de cerca de 1% face ao ano anterior.

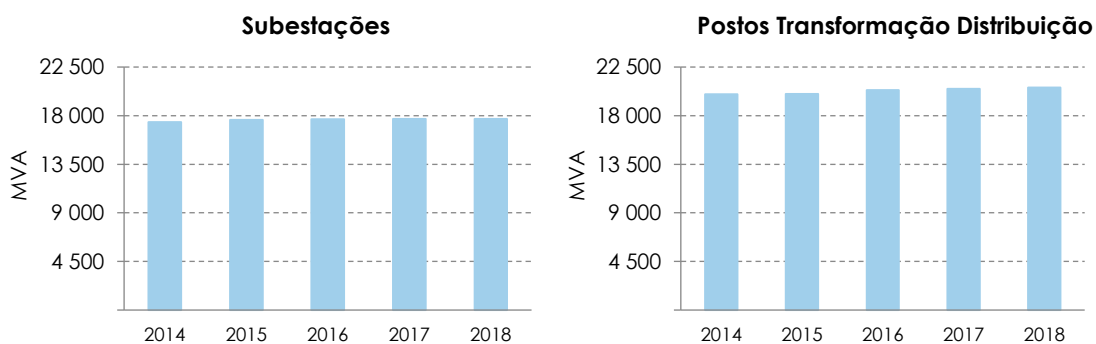


Gráfico 2.1 – Potência instalada em subestações e postos de transformação de distribuição

A rede AT tinha, no final de 2018, uma extensão de 9 543 km, sendo 9 008 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT estavam em exploração, respetivamente,

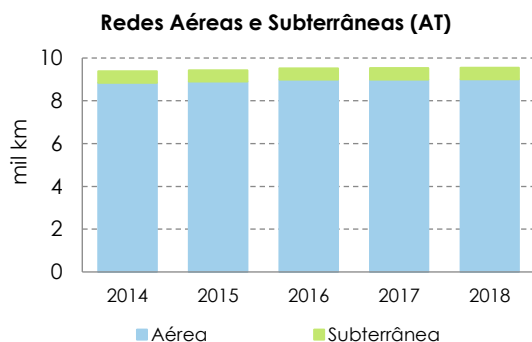


Gráfico 2.2 – Extensão das redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em relação a 2018, as redes AT, MT e BT registaram um aumento da sua extensão, de 0,2%, 0,3% e 0,2%, respetivamente.

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

Em 31 de dezembro de 2018, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,2 milhões de

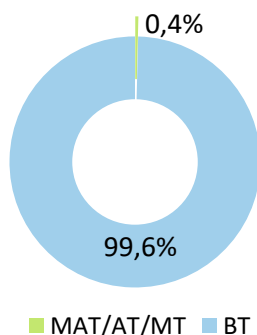
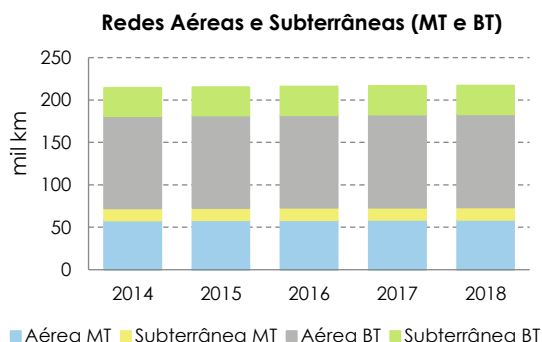


Gráfico 2.3 – Número de utilizadores de rede

No Gráfico 2.5 é feita a caracterização em termos da distribuição do número total de clientes (mercado livre e mercado regulado) e consumos anuais por cliente

73 547 km e 143 440 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 76%.



utilizadores das suas redes. Os consumidores de BT representavam 99,6% do número total de consumidores de eletricidade e pouco menos de metade do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

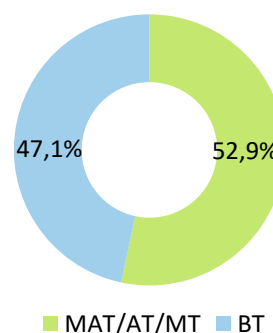


Gráfico 2.4 – Energia entregue final (“BT” e “Outros Níveis de Tensão”)

para cada uma das regiões NUTS II<sup>1</sup>.

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

O Artigo 14.º do RQS consagra a existência de zonas de qualidade de serviço para efeitos de aplicação do regulamento, cuja classificação consta do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS). No Procedimento N.º 1 do MPQS são definidas, para Portugal continental, três zonas de qualidade de serviço (zonas A,

B, C), às quais estão associados diferentes padrões gerais de continuidade de serviço. No estabelecimento das zonas de qualidade de serviço para além de ser considerado que todas as capitais de distrito são zonas A, a caracterização das restantes localidades tem em consideração o número de clientes<sup>2</sup>.

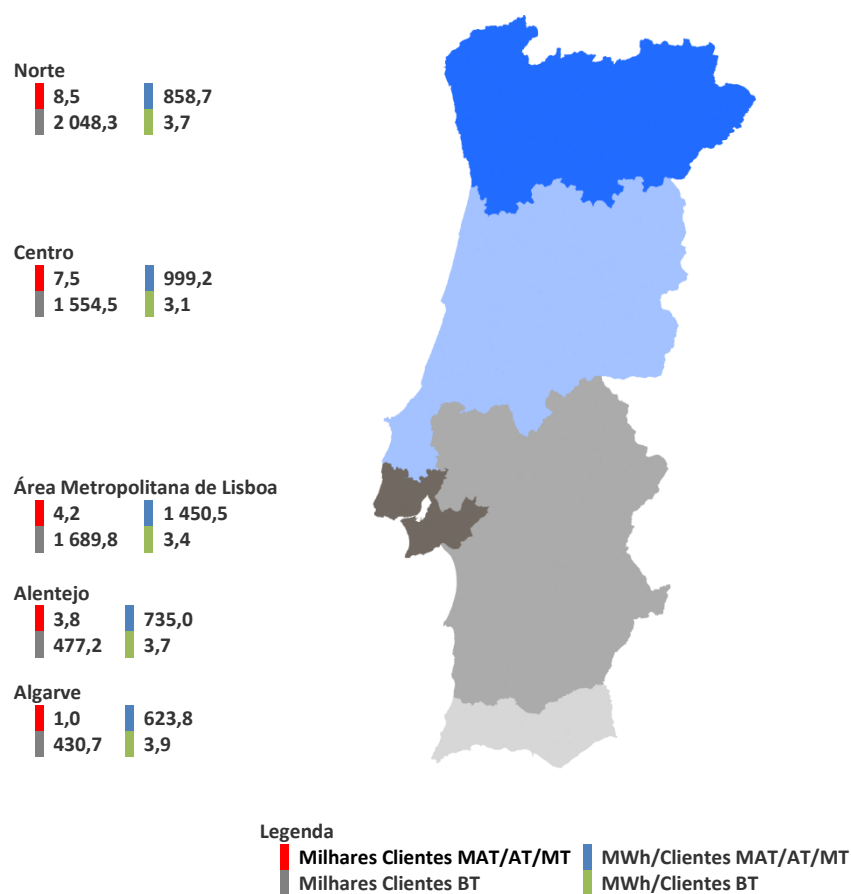


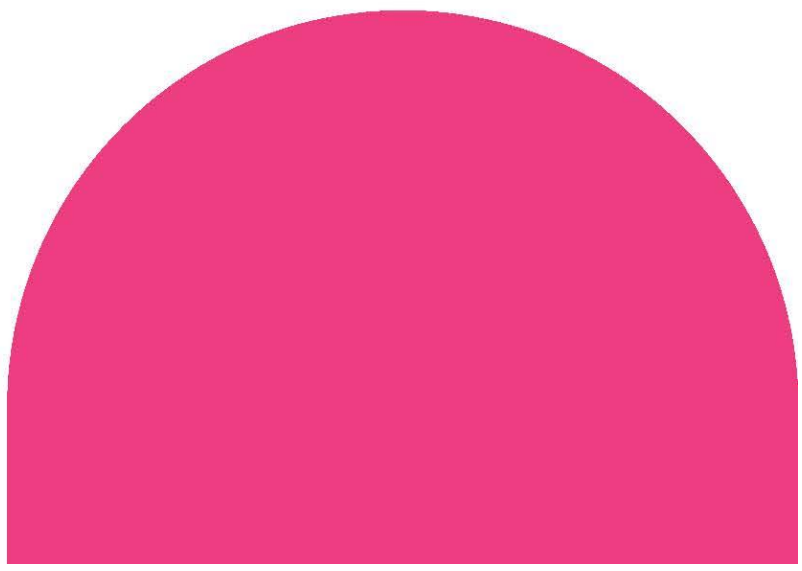
Gráfico 2.5 – Caracterização do número de clientes e consumos anuais por regiões NUTS II

<sup>2</sup> Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;  
 Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;  
 Zona C: restantes localidades.





### **3. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**



### 3. Qualidade de Serviço Técnica

Neste capítulo apresenta-se uma avaliação da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, de âmbito técnico, nas redes de distribuição em AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição. Para o efeito, apresentam-se os principais indicadores de continuidade de serviço<sup>3</sup> e os resultados de monitorização da QEE no exercício de 2018.

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 EDP Distribuição, mas com origem também na RNT e em instalações particulares de consumo ou produção. Por outro lado, os mesmos resultados não contemplam o contributo de eventos excecionais, devidamente classificados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que incluem nomeadamente os incidentes de grande impacto resultantes das tempestades Emma, Gisele e Leslie, ocorridas em fevereiro, março e outubro de 2018.

Ao nível da QEE, os resultados apresentados também contemplam o contributo da RNT e das instalações

particulares de consumo ou produção, nomeadamente em termos de fenómenos contínuos e eventos de tensão. Estes resultados não contemplam o contributo de incidentes de grande impacto classificados como eventos excecionais.

O contributo dos incidentes de grande impacto para os indicadores gerais de continuidade de serviço e para os resultados de monitorização da QEE é devidamente caracterizado no Capítulo 5, juntamente com os restantes eventos excecionais.

Todos os valores relativos à continuidade de serviço e à QEE são obtidos através de sistemas informáticos de registo, gestão de ocorrências e cálculo de indicadores, conforme requisitos e procedimentos do RQS.

#### 3.1. Continuidade de serviço na rede AT

##### 3.1.1. Caracterização das interrupções

Como balanço global da continuidade de serviço da rede AT, apresentam-se de seguida tabelas com a caracterização das interrupções, acidentais e previstas, verificadas em 2018.

<sup>3</sup> *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	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	161	15	176
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	148	25	173
<b>TOTAL</b>		<b>309</b>	<b>40</b>	<b>349</b>

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

Interrupções Previstas AT	Duração	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	8	1	9
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	201	1	202
<b>TOTAL</b>		<b>209</b>	<b>2</b>	<b>211</b>

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.

Os gráficos seguintes ilustram a distribuição de interrupções acidentais e

previstas na rede AT, considerando as respetivas durações e origens.

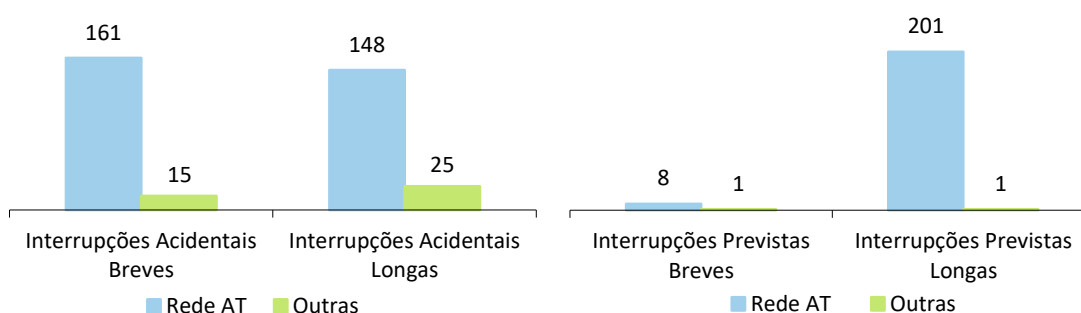


Gráfico 3.1 – Distribuição de interrupções na rede AT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

Focando a análise nas interrupções acidentais longas, verifica-se que 86% destas interrupções tiveram origem na rede AT e 14% nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos (acidentais e

previstas), correspondem a 67% do total de interrupções verificadas na rede AT e são resultantes predominantemente de causas “Próprias” (40%), “Acordo com o cliente” (26,7%) e “Outras redes ou instalações” (27,2%), conforme se verifica no gráfico seguinte.

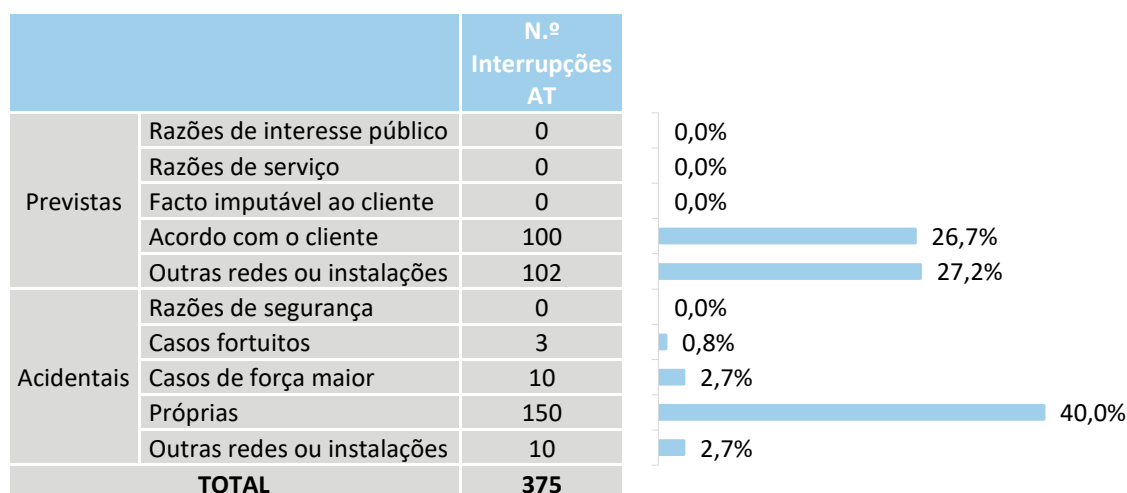


Gráfico 3.2 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, AT

### 3.1.2. Evolução dos indicadores gerais

Apresentam-se seguidamente os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI AT, SAIDI AT e MAIFI AT, bem como a sua discriminação

por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III<sup>4</sup>, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2017	Ano 2018	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2017	2018	2017	2018	2017	2018
<b>SAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	0,16	0,19	0,00	0,11	0,15	0,34	0,17	0,17
	Previstas	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>SAIDI AT (min)</b>	Acidentais	35,09	44,40	0,00	37,05	3,09	30,06	42,41	47,30
	Previstas	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>MAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	0,83	1,37	0,00	0,44	0,25	0,59	0,97	1,55
	Previstas	0,0	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01

Tabela 3.3 – Indicadores da rede AT globais e por zonas de qualidade de serviço

Analisando os resultados obtidos por regiões NUTS III em termos de SAIFI AT e SAIDI AT (Gráfico 3.3 e Gráfico 3.4), destaca-se que as regiões Alentejo Central, Algarve, Cávado, Lezíria do Tejo, Região de Leiria e Tâmega e Sousa registaram zero interrupções.

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

No que diz respeito ao indicador SAIFI AT (Gráfico 3.3), verifica-se que em 7 regiões foram registadas melhorias

significativas relativamente ao ano de 2017, com reduções entre os 100% e os 50%.

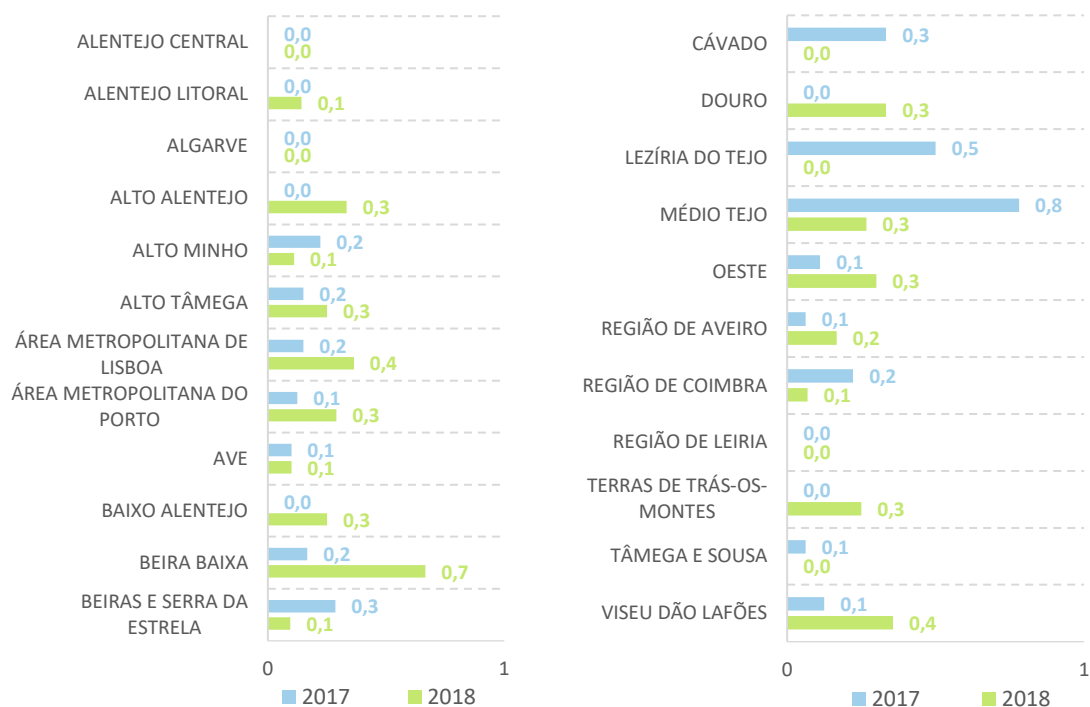


Gráfico 3.3 – Indicador SAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

No caso do indicador SAIDI AT (Gráfico 3.4) verificou-se uma melhoria relativamente a 2017 em 6 regiões.

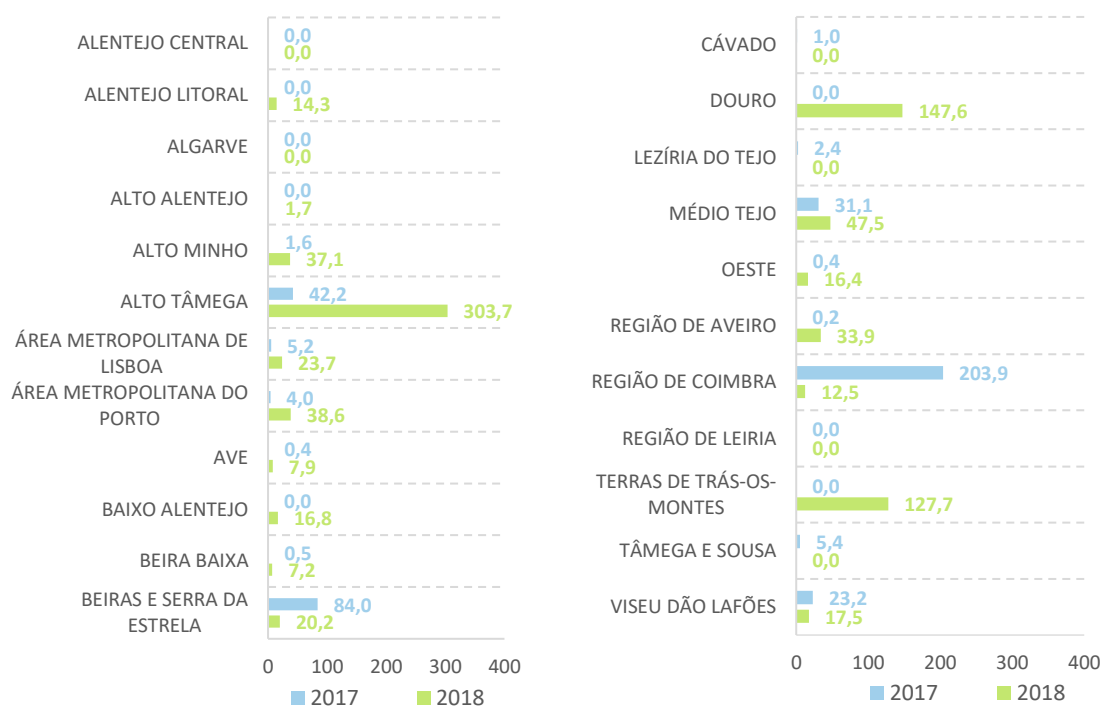


Gráfico 3.4 – Indicador SAIDI AT (min) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

Quanto ao indicador MAIFI AT (Gráfico 3.5), registaram-se indicadores

idênticos ou mais favoráveis face a 2017 em 10 regiões.

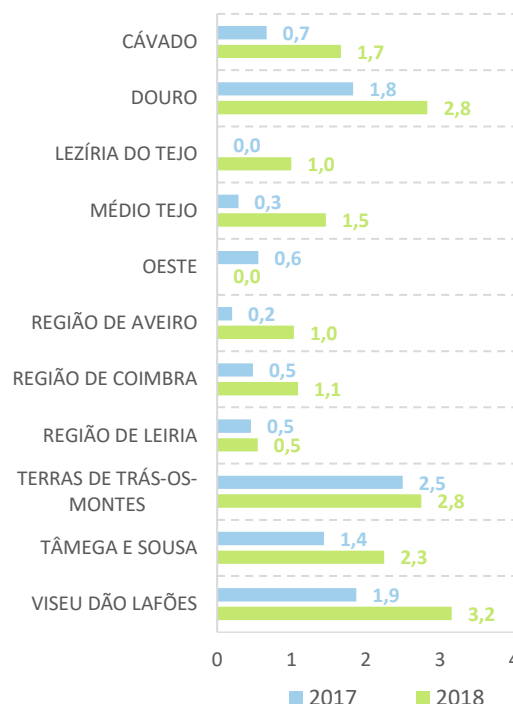
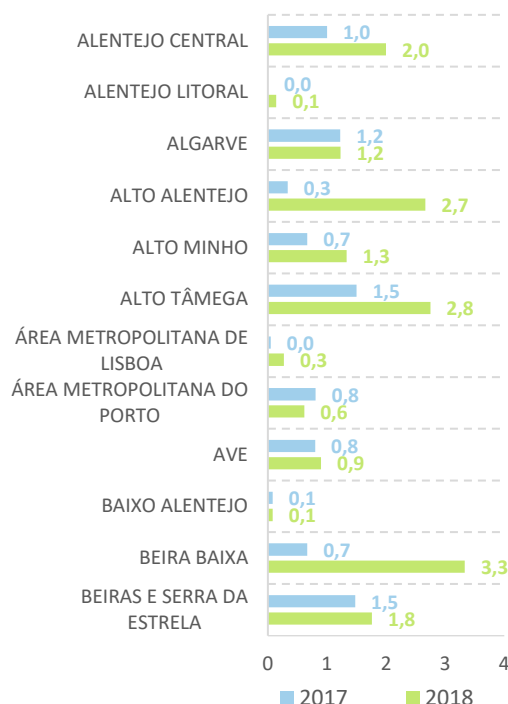


Gráfico 3.5 – Indicador MAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

### 3.1.3. Incidentes mais significativos

No dia 03 de agosto de 2018 um incidente no Posto de Corte AT Trajouce, afetou a rede AT associada, causando a interrupção de alimentação a clientes MT e BT, embora sem impacto em clientes AT. Por outro lado, a passagem da tempestade Emma, entre os dias 27 de fevereiro e 02 de março de 2018, que afetou especialmente a região norte, teve também um impacto significativo no desempenho da rede AT. A tempestade Gisele, que assolou Portugal continental nos dias 14 e 15 de março teve também impacto na rede de distribuição de AT. Finalmente, no período de 13 a 21 de outubro 2018, a tempestade Leslie teve um

elevado impacto na rede AT do centro e norte de Portugal continental, em resultado da elevada severidade deste fenómeno climático. O impacto destes incidentes pode ser analisado com maior detalhe no Capítulo 5 - Eventos Excepcionais.

## 3.2. Continuidade de serviço na rede MT

### 3.2.1. Caracterização das interrupções

Analisando a rede MT, apresenta-se, de seguida, uma caracterização das interrupções, acidentais e previstas, verificadas em 2018.

Interrupções Acidentais MT	Duração	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	9 013	28	9 041
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	6 062	99	6 161
<b>TOTAL</b>		<b>15 075</b>	<b>127</b>	<b>15 202</b>

Tabela 3.4 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais

Interrupções Previstas MT	Duração	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	3	0	3
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	91	2	93
<b>TOTAL</b>		<b>94</b>	<b>2</b>	<b>96</b>

Tabela 3.5 – 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.

Os gráficos seguintes ilustram a distribuição de interrupções acidentais e

previstas na rede MT, considerando as respetivas durações e origens.

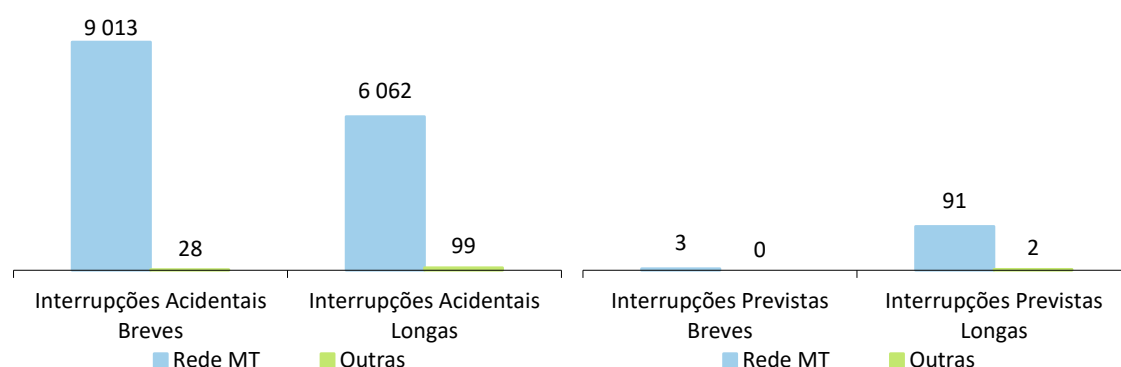


Gráfico 3.6 – Distribuição de interrupções na rede MT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

Focando a análise nas interrupções acidentais longas, verifica-se que 98% destas interrupções têm origem na rede MT e 2% têm origem nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos (acidentais e previstas), correspondem a 41% do total de interrupções verificadas na rede MT e são resultantes predominantemente de causas “Próprias” (90,6%), conforme se verifica no gráfico seguinte.



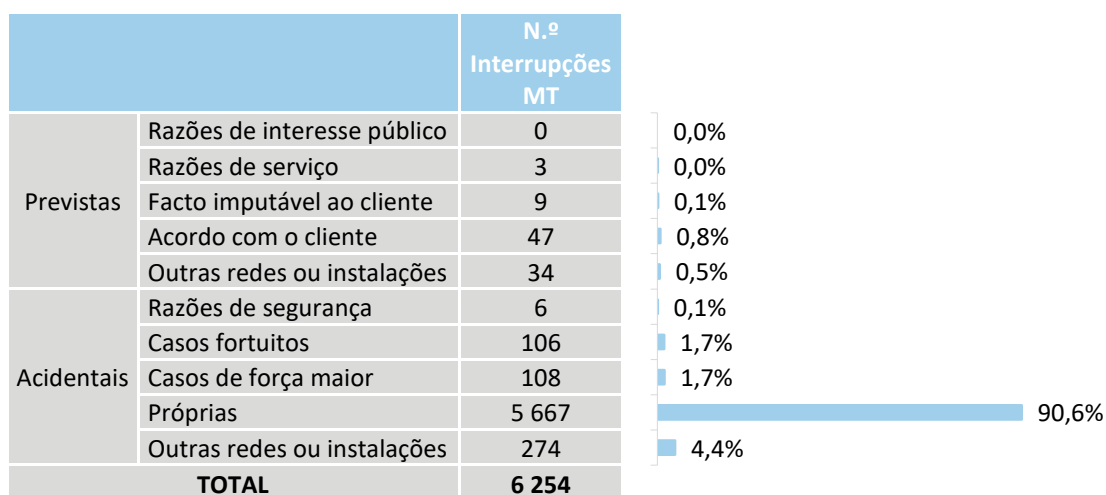


Gráfico 3.7 – Nº interrupções longas, acidentais e previstas, MT

## 3.2.2. Evolução dos indicadores gerais

Apresentam-se seguidamente, para a rede de distribuição, os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI MT, SAIDI MT, TIEPI MT, END MT e MAIFI MT, bem como a sua discriminação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III<sup>5</sup>, resultantes de interrupções longas acidentais e previstas.

No Gráfico 3.8 apresenta-se a evolução mensal acumulada do TIEPI MT, para

interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos.

Apesar do forte impacto das alterações climáticas nas infraestruturas de distribuição, de que são exemplo as tempestades registadas em 2018, ainda assim, foi possível atingir um TIEPI MT de 58 minutos, representando um excelente desempenho, e alinhado com as melhores práticas Europeias.

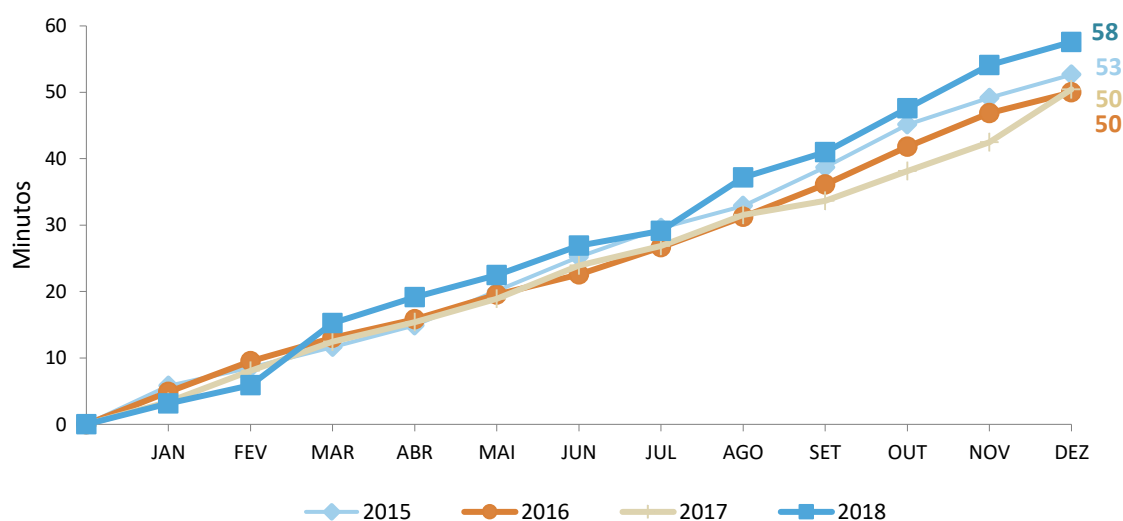


Gráfico 3.8 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (Interrupções Previstas e Acidentais)

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

No Gráfico 3.9 apresenta-se a evolução mensal acumulada do SAIDI MT, para

interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos.

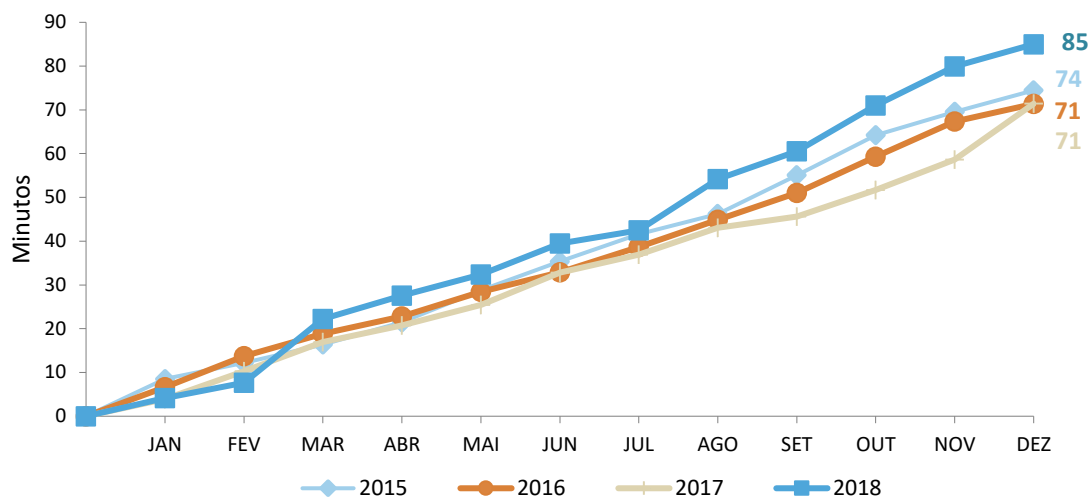


Gráfico 3.9 – Evolução mensal acumulada SAIDI MT

A Tabela 3.6 apresenta 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 2017		ZONA A		ZONA B		ZONA C	
		Ano 2018		2017	2018	2017	2018	2017	2018
<b>TIEPI MT (min)</b>	Acidentais	50,44	57,51	23,31	23,12	42,36	48,47	69,50	80,68
	Previstas	0,01	0,08	0,01	0,18	0,00	0,04	0,01	0,05
<b>END MT (MWh)</b>	Acidentais	3487,78	3900,31	373,96	365,90	894,70	1000,08	2219,13	2534,33
	Previstas	0,71	5,30	0,21	2,87	0,05	0,86	0,45	1,57
<b>SAIFI MT (nº)</b>	Acidentais	1,55	1,77	0,78	0,68	1,21	1,29	1,82	2,13
	Previstas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>SAIDI MT (min)</b>	Acidentais	71,38	84,95	27,67	29,85	50,29	55,13	86,79	105,36
	Previstas	0,02	0,05	0,01	0,11	0,00	0,04	0,03	0,04
<b>MAIFI MT (nº)</b>	Acidentais	9,06	11,57	1,68	2,03	5,12	6,52	11,79	15,06
	Previstas	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0

Tabela 3.6 – Indicadores da rede MT globais e por zonas de qualidade de serviço

Os valores apresentados estão em linha com os resultados que têm vindo a ser alcançados nos últimos anos.

No caso do indicador TIEPI MT (Gráfico 3.10), foram registadas em 6

regiões melhorias com reduções compreendidas entre os 19% e os 37%.

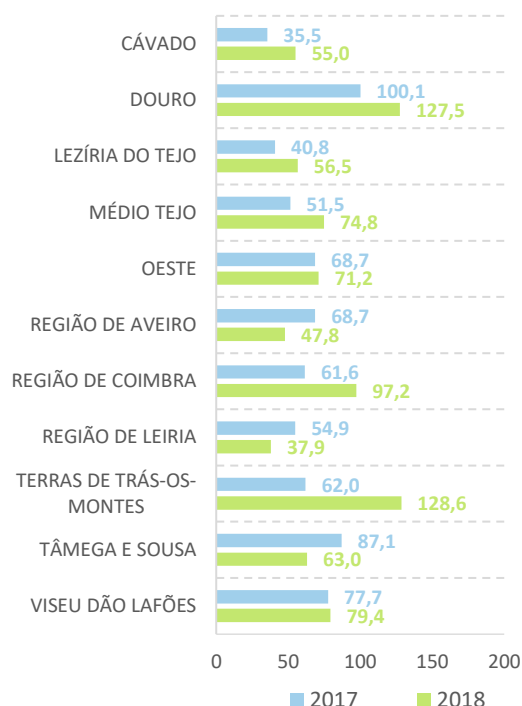
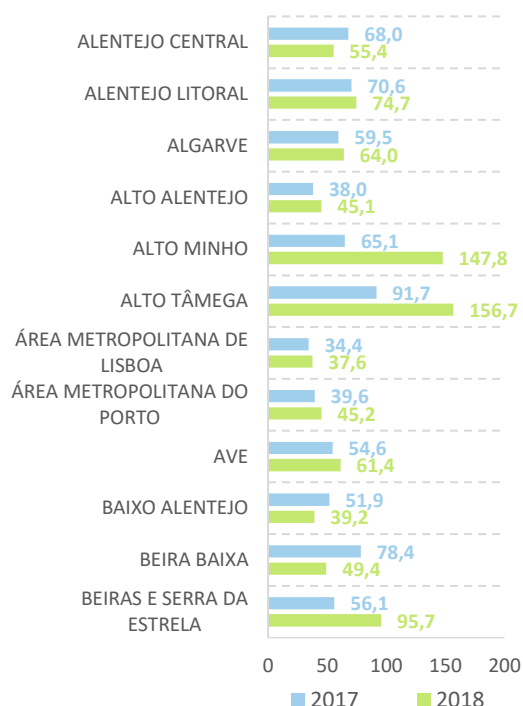


Gráfico 3.10 – Indicador TIEPI MT (min) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

No caso do indicador END MT (Gráfico 3.11) constata-se uma melhoria em

7 regiões, sendo a Beira Baixa a região com a melhoria mais significativa, cerca de 38%.

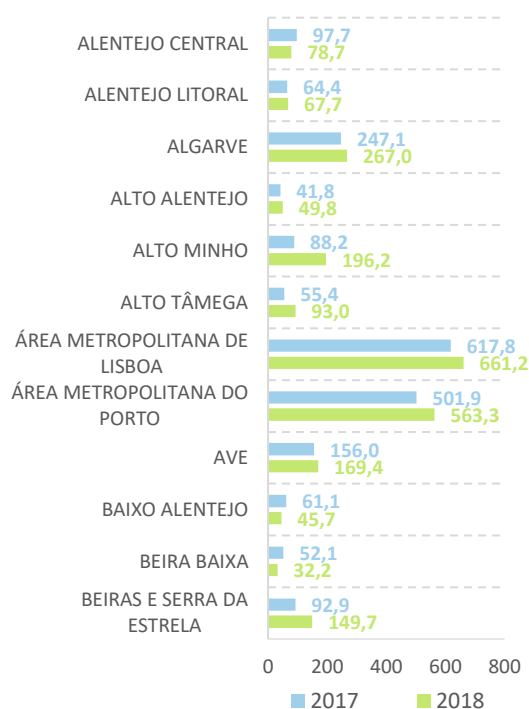


Gráfico 3.11 – Indicador END MT (MWh) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.12), foi registada em 8 regiões

uma melhoria com reduções compreendidas entre os 0,4% e os 32%.

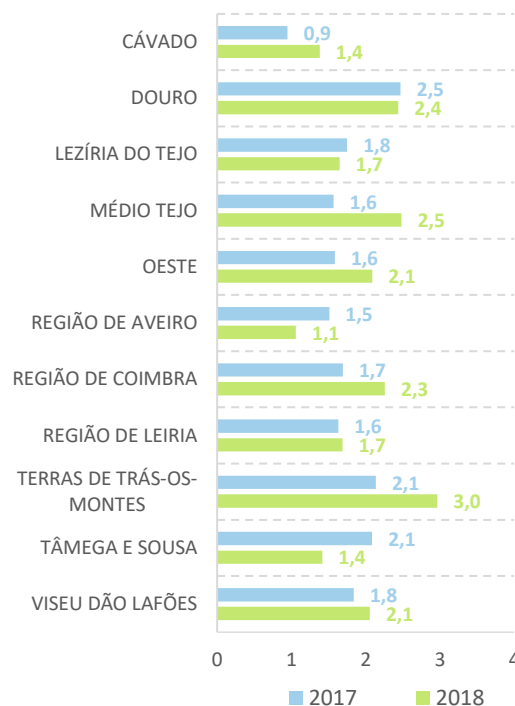
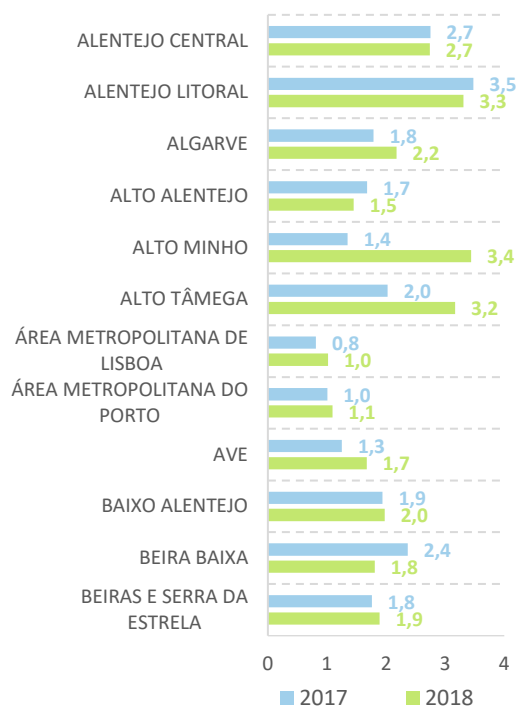


Gráfico 3.12 – Indicador SAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

No caso do indicador SAIDI MT (Gráfico 3.13) foram registadas melhorias em 5 regiões, comparativamente ao ano de

2017, com reduções compreendidas entre os 11% e os 21%.

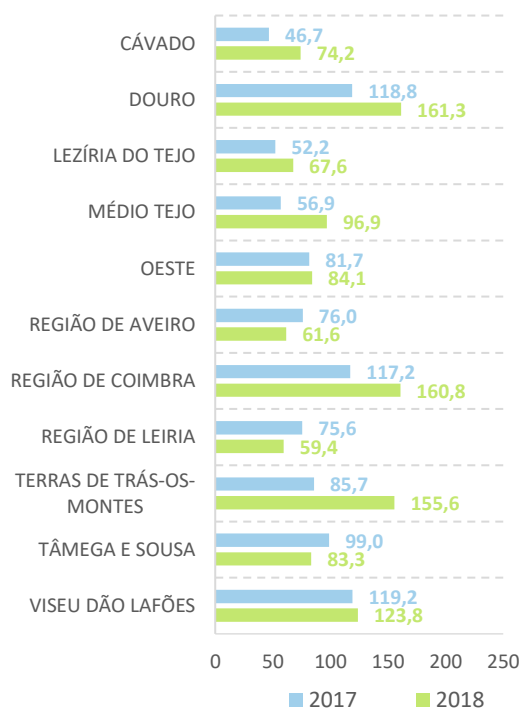
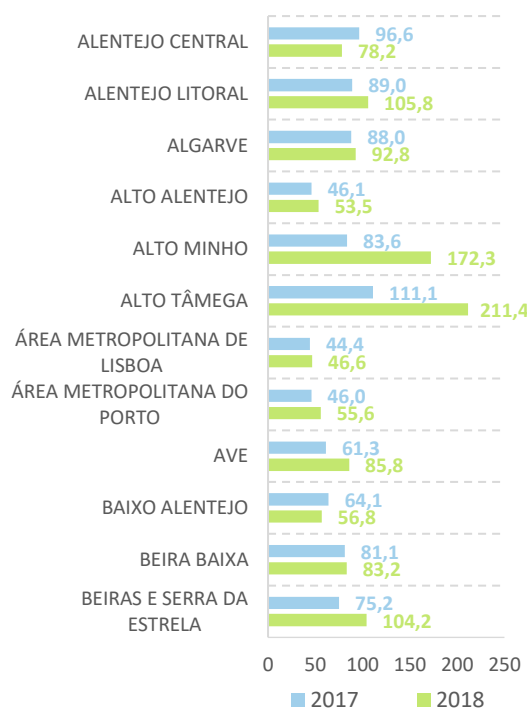


Gráfico 3.13 – Indicador SAIDI MT (min) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

Na generalidade das regiões, o indicador MAIFI MT (Gráfico 3.14)

apresentou valores alinhados com a tendência dos últimos anos.

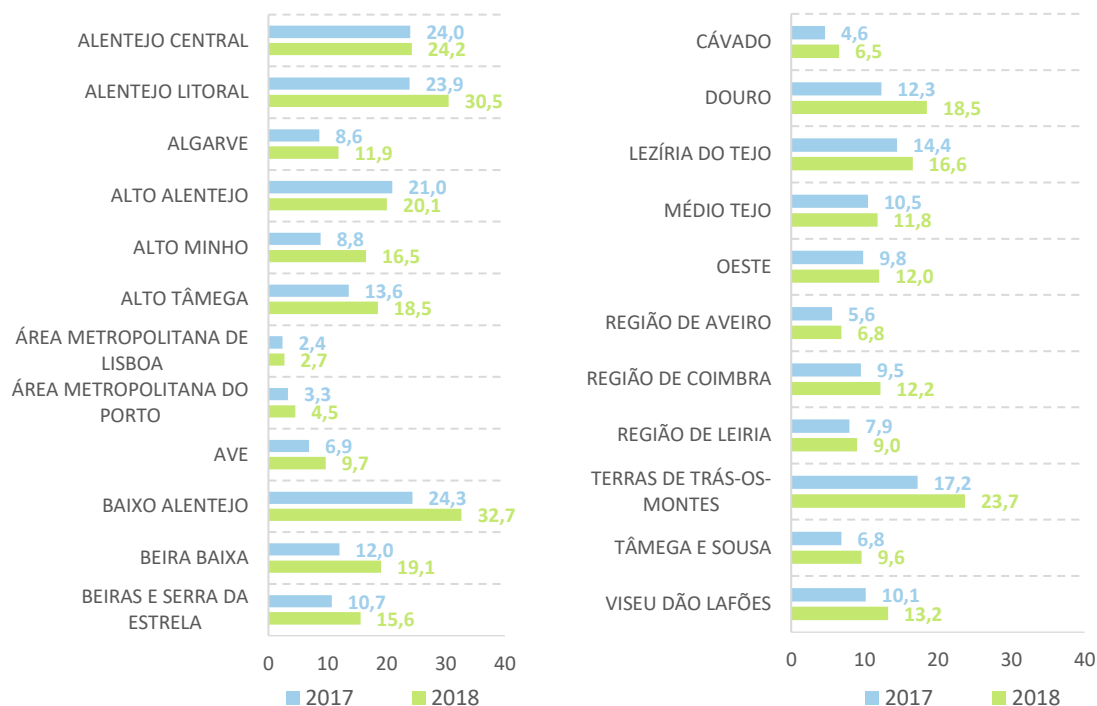


Gráfico 3.14 – Indicador MAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

Os indicadores de continuidade de serviço atingidos pelas redes elétricas de distribuição em 2018, representam uma boa performance e traduzem a consolidação e sustentabilidade da trajetória de melhoria conseguida nos últimos anos. Este facto é ainda mais relevante num ano particularmente desafiante ao nível das condições meteorológicas registadas.

### 3.2.3. 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 MT e SAIDI MT e os respetivos valores atingidos pela rede MT em 2018.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
<b>SAIFI MT (n.º)</b>	3	0,68	5	1,29	7	2,13
<b>SAIDI MT (min)</b>	180	29,85	240	55,13	420	105,36

Tabela 3.7 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede MT

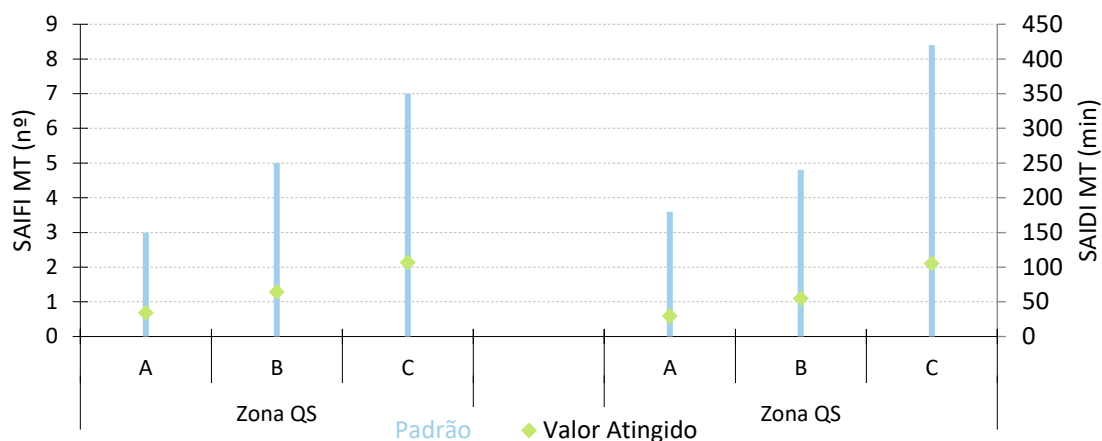


Gráfico 3.15 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede MT

Da observação dos valores apresentados na Tabela 3.7 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.15), 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 2018, sendo que, o incidente no Posto de Corte AT Trajouce impactou

significativamente os indicadores da rede de distribuição MT. Este incidente teve um impacto na continuidade de serviço de 0,76 minutos no SAIDI MT, 1,44 minutos no TIEPI MT e de 94,20 MWh na END. O impacto dos restantes eventos mencionados pode ser analisado com maior detalhe no Capítulo 5 - Eventos Excepcionais.

### 3.3. Continuidade de serviço na 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 2018.

Interrupções BT	Origens	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Interrupções Acidentais	28 278	132 009
Interrupções Previstas	291	13
<b>TOTAL</b>	<b>28 569</b>	<b>132 022</b>

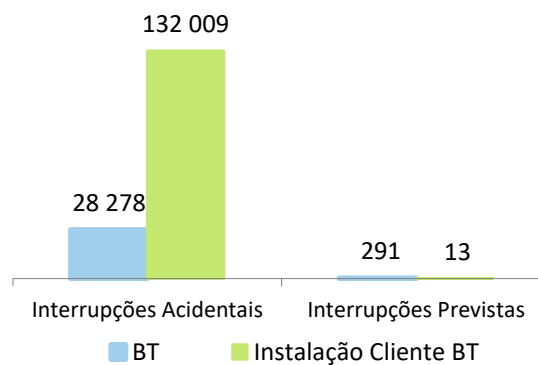


Gráfico 3.16 – Distribuição de interrupções longas na rede BT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

De realçar o elevado número de interrupções acidentais com origem nas instalações dos clientes BT comparativamente com as registadas nas redes BT da EDP Distribuição, representando 82% do total de

interrupções (acidentais e previstas). Analisando as interrupções longas BT, com origem nos vários níveis de tensão, verifica-se que as causas “Próprias” contribuem com cerca de 94% para o total das interrupções BT.

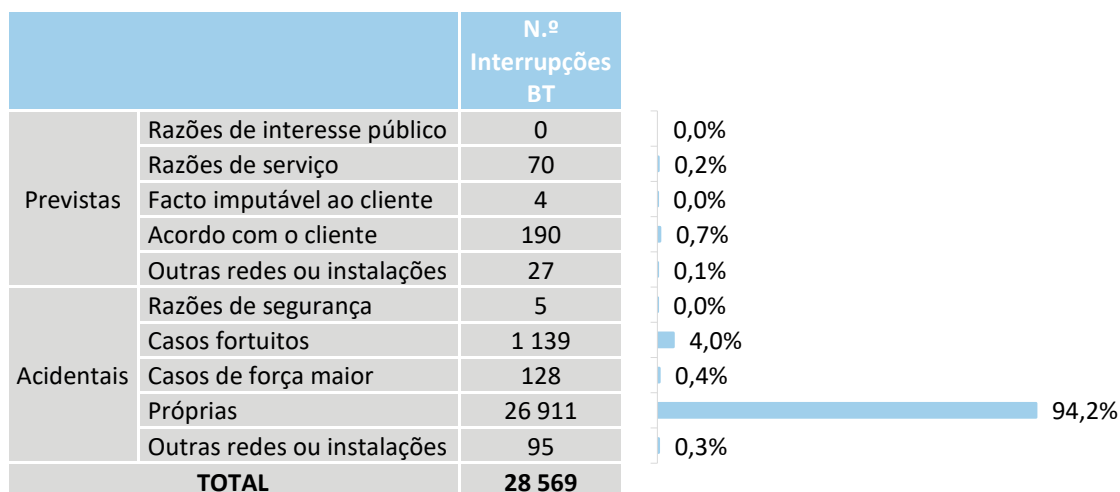


Gráfico 3.17 – Nº interrupções longas, acidentais e previstas, BT

### 3.3.2. Evolução dos indicadores gerais

Apresentam-se seguidamente, para a rede de distribuição, os valores globais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT, bem como

a sua discriminação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III<sup>6</sup>, resultantes de interrupções longas acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2017	Ano 2018	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2017	2018	2017	2018	2017	2018
<b>SAIFI BT (nº)</b>	Acidentais	1,40	1,55	0,81	0,74	1,18	1,23	1,82	2,15
	Previstas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>SAIDI BT (min)</b>	Acidentais	66,57	80,98	32,43	35,58	49,84	60,73	94,33	116,54
	Previstas	0,36	0,23	0,44	0,17	0,42	0,42	0,29	0,13

Tabela 3.8 – Indicadores da rede BT globais e por zonas de qualidade de serviço

Analisando os resultados obtidos para rede BT (Tabela 3.8), verifica-se que os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT estão em linha com os registados anteriormente.

<sup>6</sup> Na página da EDP Distribuição constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

No caso do indicador SAIFI BT (Gráfico 3.18), foi registada em 9 regiões

uma melhoria com reduções compreendidas entre os 1% e os 40%.

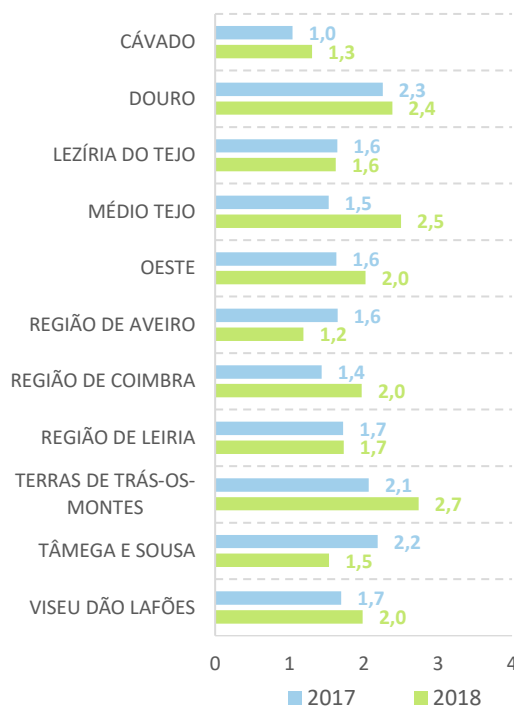
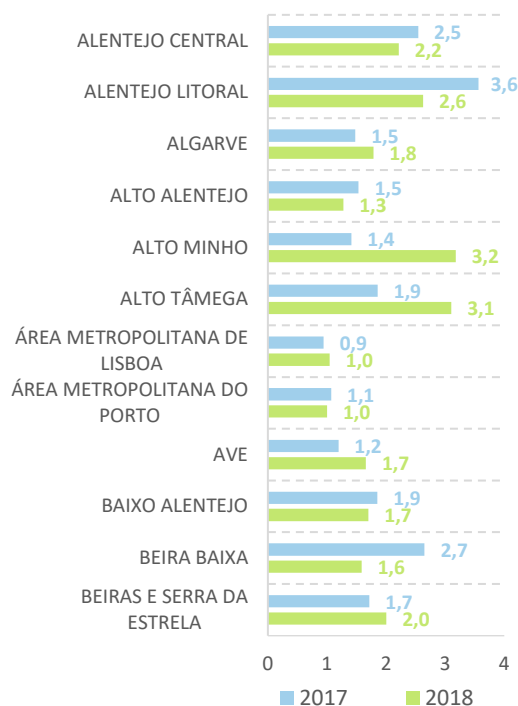


Gráfico 3.18 – Indicador SAIFI BT (n.º) por regiões NUTS III em 2017 e 2018

Relativamente ao indicador SAIDI BT (Gráfico 3.19), foram registadas em 6

regiões melhorias com reduções compreendidas entre 11% e os 23%.

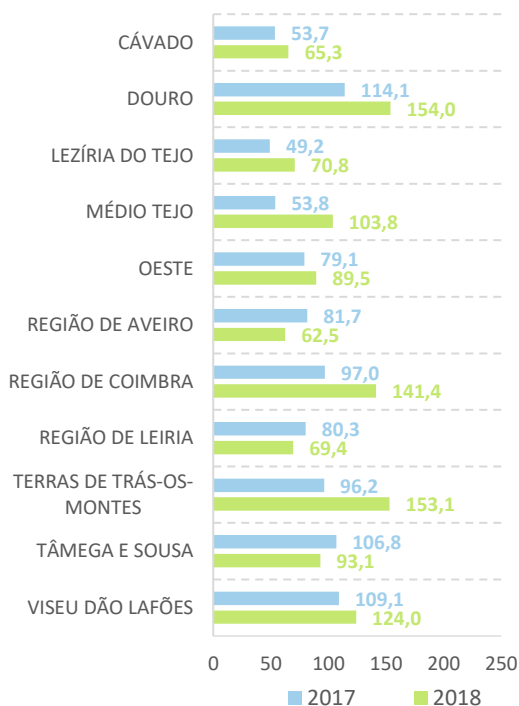
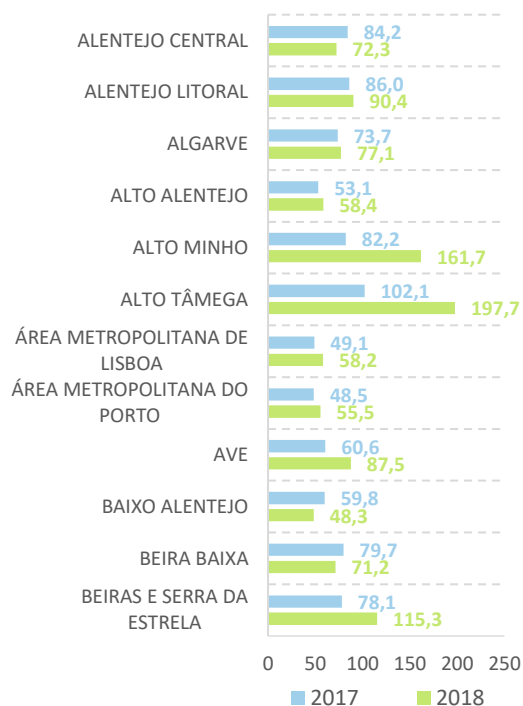


Gráfico 3.19 – Indicador SAIDI BT (min) por regiões NUTS III em 2017 e 2018



Da análise dos resultados obtidos, e em relação ao ano de 2017, verifica-se uma melhoria dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT, em 5 das regiões.

### 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 2018.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT (nº)	3	0,74	5	1,23	7	2,15
SAIDI BT (min)	180	35,58	300	60,73	480	116,54

Tabela 3.9 - Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

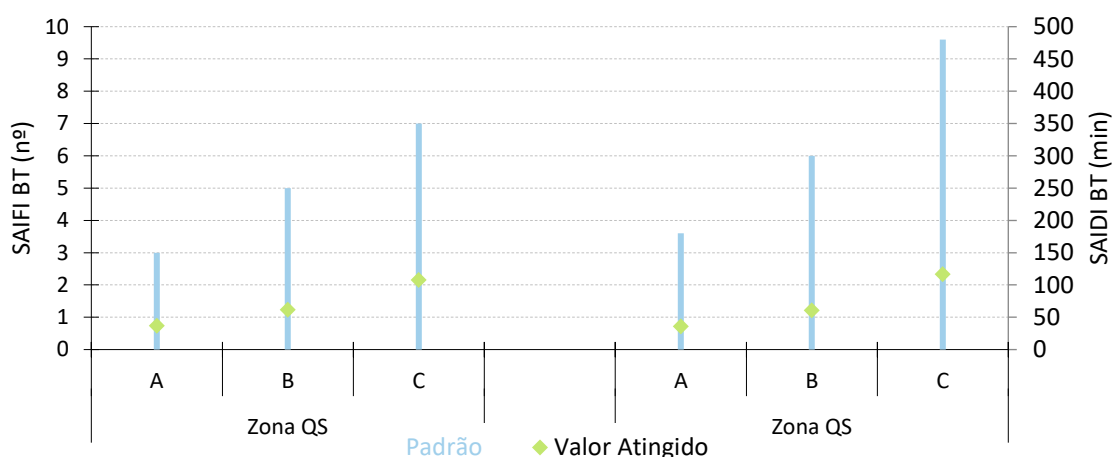


Gráfico 3.20 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

Da análise dos valores apresentados, na Tabela 3.9 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.20), pode-se concluir 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 EDP Distribuição, 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 EDP Distribuição 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 nos processos de clientes potencialmente sensíveis, apoiando-os tecnicamente na identificação de possíveis soluções.

Neste capítulo, 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 2018, 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 2018, mais concretamente do Procedimento n.º 7 do MPQS, o plano de monitorização da QEE da RND prevê a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT a 1 de janeiro de 2018, com um mínimo de 68 em monitorização permanente. 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 EDP Distribuição 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 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 EDP Distribuição submeteu à aprovação da ERSE o Plano de Monitorização da QEE para o biénio 2018-2019, 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, devidamente aprovado pela ERSE, encontra-se disponível na página da EDP Distribuição<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

### 3.4.1. Plano de monitorização da QEE

Durante o ano de 2018, 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 2018-2019:

- 30 subestações AT/MT (58 barramentos MT), em monitorização periódica - anual;
- 68 subestações AT/MT (104 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;
- 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 correspondem já a cerca de 30% do universo regulamentar previsto para os 4 anos: 2018-2021.

Tendo por base o universo global de subestações AT/MT em exploração em 2018, estiveram em monitorização periódica anual cerca de 8% de subestações e cerca de 17% em monitorização permanente, num total de 25%.



Gráfico 3.21 - Subestações AT/MT com monitorização da QEE em 2018

### 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 EDP Distribuição<sup>8</sup>.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar, como de nível elevado, a qualidade de energia observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada 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 ou cavas de tensão, 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 162 barramentos MT monitorizados, num total de 8091 semanas analisadas, é apresentada no Gráfico 3.22

<sup>8</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

uma análise evolutiva, para o período 2017-2018, 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 2018, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, passou de 61 para 68.

Da análise do gráfico conclui-se que, para 2018 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 162 barramentos MT das 98 subestações

monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 0,02% na tremulação/*flicker* e 0,26% na distorção harmónica de tensão.

Em 2018, o valor eficaz da tensão, o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Nas restantes características de tensão, continuou a registar-se uma percentagem de conformidade muito próxima de 100%.

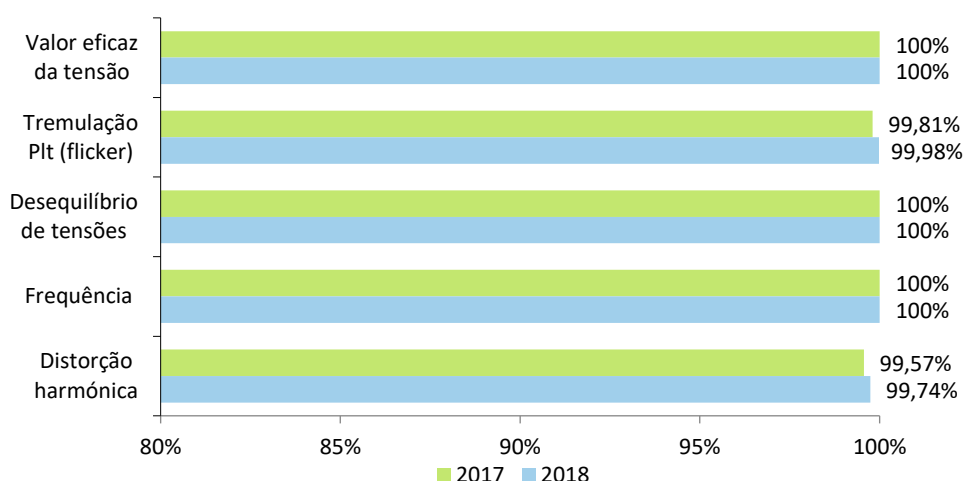


Gráfico 3.22 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos MT no período 2017-2018

#### 3.4.2.2. Eventos de tensão

Tendo em consideração os eventos de tensão registados nos 162 barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Na análise comparativa com 2017, no que diz respeito à caracterização de cavas de tensão e sobretensões, de notar que o universo de subestações AT/MT, com

monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2018, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, registou um acréscimo de 7, passando a ser de 68.

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 3.10 e no Gráfico 3.23 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)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	51,3	5,8	5,1	0,5	0,0
$80 > u \geq 70$	14,4	2,3	1,8	0,1	0,0
$70 > u \geq 40$	14,9	3,2	1,9	0,2	0,0
$40 > u \geq 5$	4,1	1,3	0,5	0,1	0,0
$5 > u$	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.10 – Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2018

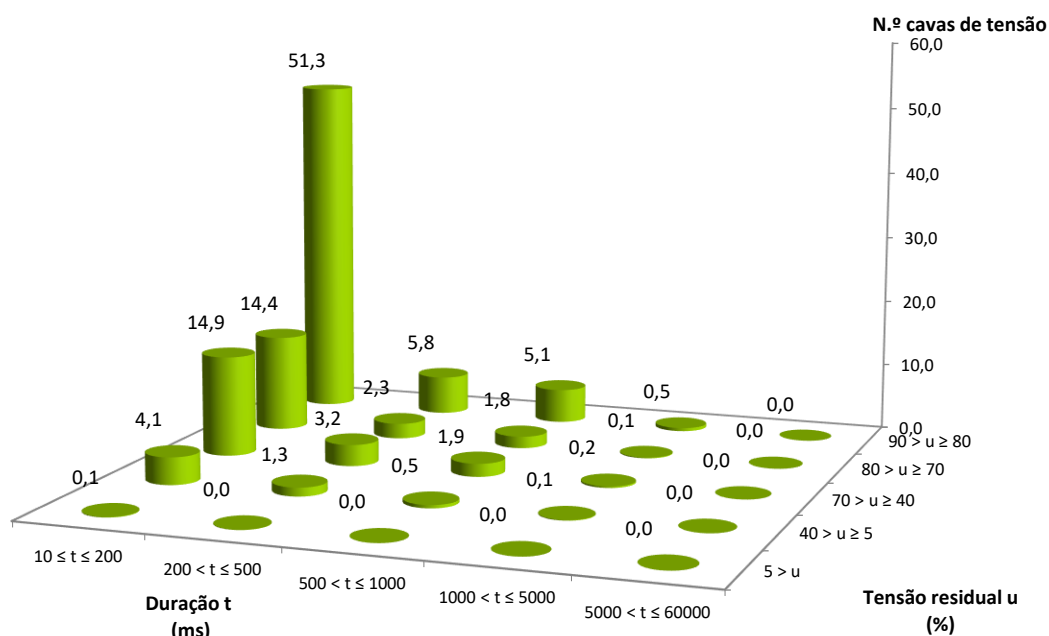


Gráfico 3.23 - Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2018

No Gráfico 3.24 é apresentada a evolução, para o período 2017-2018, do

número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado.

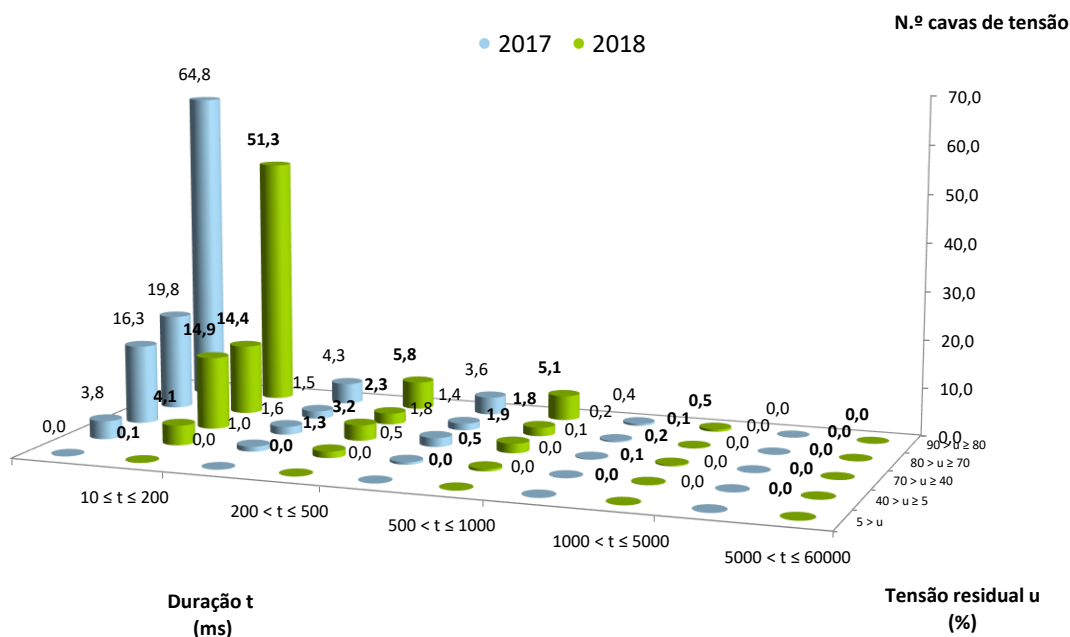


Gráfico 3.24 - Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2017-2018

Salienta-se que, do total de cavas de tensão registadas, cerca de 93% em 2017 e de 89% em 2018 teve uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Na Tabela 3.11 e no Gráfico 3.25 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	0,2	0,0	0,0

Tabela 3.11 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2018

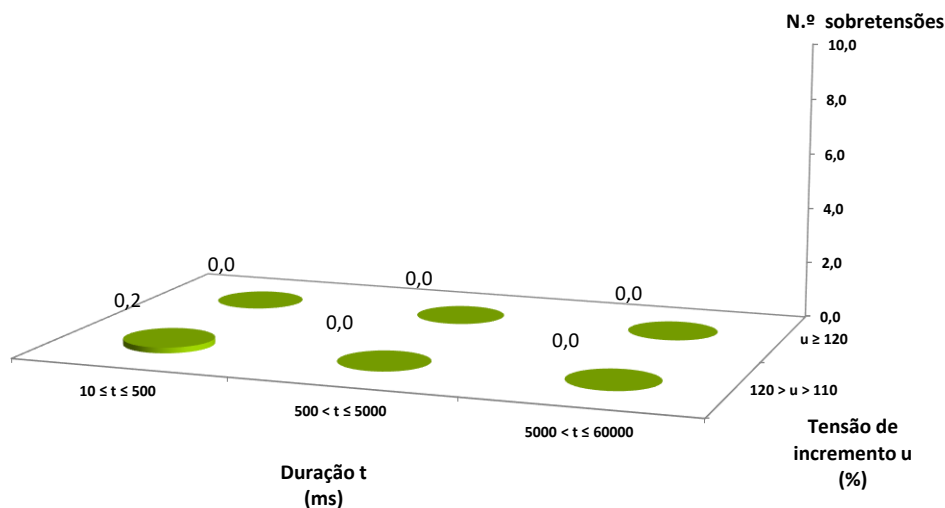


Gráfico 3.25 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2018

Salienta-se, tal como em 2017, 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 EDP Distribuição<sup>9</sup>.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar, como de nível elevado, a QEE registada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem elevada 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 ou cavas de tensão, 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 1935 semanas analisadas, é apresentada, no Gráfico 3.26, uma análise evolutiva, para o período 2017-2018, 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 2018 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 3,57% semanas não conformes no valor eficaz de tensão, 2,69% na tremulação/*flicker* e 1,81% na distorção harmónica de tensão.

Comparativamente a 2017, em 2018 o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Relativamente às restantes características de tensão, a tremulação/*flicker* registou uma melhoria da percentagem de conformidade, a distorção harmónica apresentou um nível de conformidade em linha com o registado no ano anterior e o valor eficaz de tensão registou uma pequena redução.

<sup>9</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>



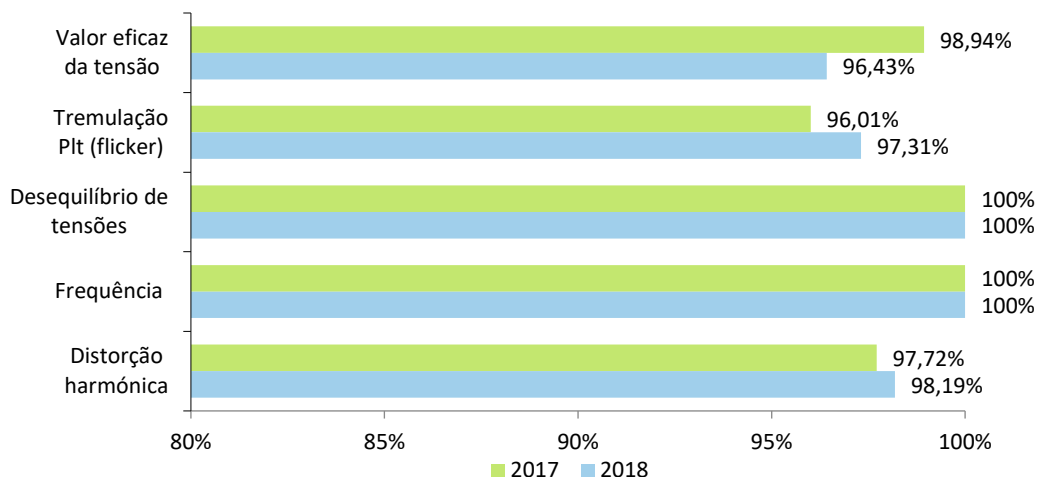


Gráfico 3.26 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos BT no período 2017-2018

#### 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 muito pontuais de não conformidade na tremulação/*flicker* e na distorção harmónica de tensão.

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

Quanto à distorção harmónica, tratam-se de situações associadas a harmónicas pares, que despoletaram estudos mais aprofundados.

##### 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, as medidas corretivas adequadas.

No que diz respeito à tremulação/*flicker*, as não conformidades verificadas correspondem, na generalidade dos casos, 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, tratam-se de situações associadas à 15.ª harmónica de tensão, que despoletaram estudo mais aprofundado.

### 3.5. Principais conclusões

Os indicadores de continuidade de serviço apurados para as redes elétricas de distribuição em 2018, representam um bom desempenho e traduzem a consolidação e a sustentabilidade da trajetória de melhoria da Qualidade de Serviço Técnica conseguida nos últimos anos, tendo sido integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço, definidos no RQS. Este resultado é ainda mais relevante, face ao ano de 2018 ter sido particularmente desafiante ao nível das condições meteorológicas adversas registadas.

Apesar do forte impacto das alterações climáticas nas infraestruturas de distribuição, evidenciado pelas consequências dos grandes incêndios florestais de 2017/18 e das tempestades de 2018, Emma, Gisele e Leslie, quer pelo seu efeito direto e imediato, quer pela fragilidade que induzem a médio e longo prazo nos ativos técnicos, ainda assim, em 2018 foi possível atingir um TIEPI MT de 58 minutos, em linha com os melhores desempenhos europeus. Efetivamente, 2018 foi um ano extremamente exigente para a rede de distribuição, caracterizada por infraestruturas predominantemente aéreas, dado o efeito cumulativo das diversas tempestades que têm atingido o território continental português nos últimos anos, dos grandes incêndios de 2017/18, que fragilizaram especialmente as redes da

região centro, e da severidade extrema da Tempestade Leslie, tendo sido acionado pela primeira vez na história da EDP Distribuição o Estado de Emergência do Plano Operacional de Atuação em Crise da Rede de Distribuição.

Os resultados obtidos em 2018 ao nível dos indicadores SAIDI MT e SAIDI BT, que traduzem a duração total acumulada média anual, das interrupções com duração superior a 3 minutos, por ponto de entrega, das redes MT e BT, estão em linha com a evolução do TIEPI MT, com valores totais de 85 e 81 minutos, respetivamente. Simultaneamente, 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 e de SAIFI BT de 1,77 e 1,55 interrupções, respetivamente.

Na vertente da qualidade de energia elétrica os principais resultados do plano bianual de monitorização 2018-2019, executado em 2018, em subestações AT/MT e em Postos de Transformação de Distribuição (PTD), permitem concluir que a tensão disponibilizada pelas redes operadas pela EDP Distribuição, está a cumprir os requisitos da regulamentação em vigor e a norma NP EN 50160 em particular.

**4.**  
**QUALIDADE**  
**DE SERVIÇO**  
**COMERCIAL**



## 4. Qualidade de Serviço Comercial

Nesta revisão regulamentar, em termos da qualidade de serviço comercial, foi mantida a avaliação do desempenho global dos operadores relativamente aos aspetos de relacionamento comercial previstos no RQS, nomeadamente no atendimento presencial e no atendimento telefónico. Nalguns destes casos, o RQS fixa um valor padrão a ser observado. A par destes indicadores gerais, o regulamento

continua a estabelecer indicadores referentes à resposta a pedidos de informação apresentados por escrito e ao serviço de leituras de equipamentos de medição (frequência das mesmas).

Na Tabela 4.1 constam os valores dos indicadores gerais verificados no ano de 2018 e os respetivos padrões.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2018 (%)
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>20 minutos</b> , nos centros de atendimento	NA	88
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>60 segundos</b> , no atendimento telefónico para comunicação de avarias	85	88
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>60 segundos</b> , no atendimento telefónico comercial	85	78
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito e respondidos até <b>15 dias úteis</b>	90	84
Percentagem de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a <b>96 dias</b>	92	91

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

A qualidade do serviço prestado pelo ORD, a cada utilizador, é avaliada através de indicadores individuais (Tabela 4.2). O não cumprimento do estabelecido no RQS dá origem, se o incumprimento for da responsabilidade do operador, 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
<b>Ligações às redes</b>	Prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação
<b>Ativações</b>	Serviços de ligação: 15 d.u. Construção: BT- 30 d.u., MT – 120 d.u.
<b>Desativações</b>	Disponibilidade de agenda para atuação no local de consumo
<b>Reclamações</b>	3 d.u. seguintes ao momento do agendamento
<b>Visitas Combinadas</b>	Tempo de resposta a reclamações
<b>Assistência Técnica</b>	15 d.u.
<b>Restabelecimento após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente</b>	Intervalo combinado para visita
	2h30min
	Cientes prioritários: 2h Restantes clientes: 4h
	Cientes BTN: 12h Restantes clientes: 8h Urgente: 4h

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

No presente capítulo analisam-se os indicadores de qualidade de serviço, gerais e individuais, estabelecidos pelo regulamento como sendo os que devem ser 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 EDP Distribuição disponibiliza aos seus clientes diversos meios de atendimento, nomeadamente por escrito, presencial (em lojas próprias ou agentes), e telefónico.

##### 4.1.1. Atendimento presencial

O RQS estabelece que o operador da rede de distribuição deve, em cada ano, informar o desempenho 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<sup>10</sup> 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.

Em 2018, o número total de atendimentos presenciais nos Centros de Atendimentos monitorizados foi de cerca de 74 mil. Relativamente a 2017, ocorreu uma alteração do universo dos Centros de Atendimento objeto de monitorização (passou a ser monitorizada a loja do cidadão de Viseu e deixou de ser objeto de monitorização, nos termos do RQS, a loja de Paivas). Globalmente registou-se, para os dez centros de atendimento monitorizados em 2018, um tempo médio de espera de 6,5 minutos. Cerca de 88% dos atendimentos tiveram um tempo de espera inferior a 20 minutos.

No Gráfico 4.1 observa-se, para cada um dos centros de atendimento objeto de monitorização, o respetivo desempenho.

---

<sup>10</sup> Medido pelo intervalo de tempo entre a chegada ao local de atendimento e o início do mesmo

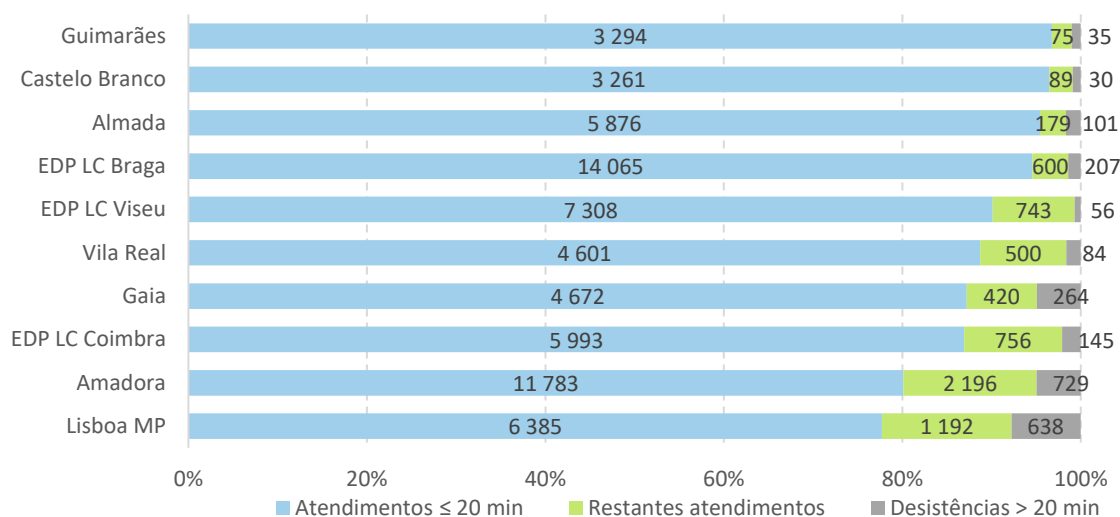


Gráfico 4.1 – Desempenho dos centros de atendimento monitorizados

#### 4.1.2. Atendimento telefónico

A EDP Distribuição, 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*).

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 a 60 segundos.

Da leitura do Gráfico 4.2 observa-se que, em 2018, o indicador se situou nos 88

pontos percentuais para as cerca de 1,02 milhões de chamadas recebidas.

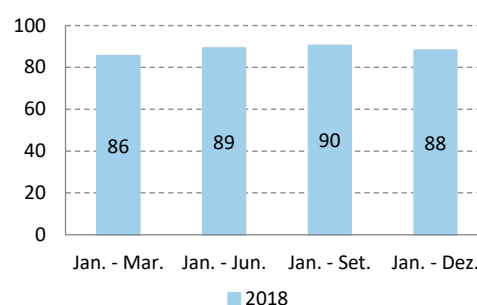


Gráfico 4.2 – Atendimento telefónico para comunicação de avarias – acumulado (%)

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 EDP Distribuição 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 inferior ou igual a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de chamadas.

No Gráfico 4.3 observa-se que em 2018, o indicador se situou nos 78 pontos percentuais para as cerca de 977 mil chamadas recebidas.

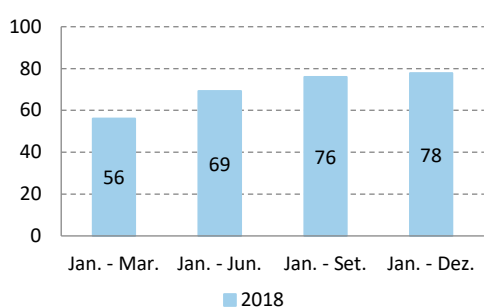


Gráfico 4.3 – Atendimento telefónico comercial – acumulado (%)

Os incidentes de grande impacto ocorridos nas redes da EDP Distribuição tiveram o consequente reflexo nos indicadores relativos ao atendimento telefónico. Os recursos são comuns às linhas do ORD, pelo que, nos regimes perturbados, na alocação dos mesmos foi privilegiado o atendimento da linha de avarias, o que teve reflexo no indicador relativo à linha de atendimento comercial.

Em 2018 verificou-se um aumento do número de situações em que os clientes optaram por deixar o seu número de telefone e indicaram a finalidade da chamada para posterior contacto por parte do ORD (no âmbito do Regime Jurídico dos *Call Centres* – Decreto-Lei n.º 134/2009).

Neste ano, os clientes escolheram esta opção em cerca de dezoito mil situações. Apenas 0,57% das chamadas não foram devolvidas dentro do prazo de 2 dias úteis estabelecido pela legislação. O tempo médio do contacto posterior foi de 1 dia útil.

#### 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 padrão que é o de que 90% dos PI apresentados por escrito devem ser respondidos até 15 dias úteis.

A evolução deste indicador no ano de 2018 foi a que se observa no Gráfico 4.4. Neste ano foram recebidos cerca de 47 mil pedidos de informação escritos.

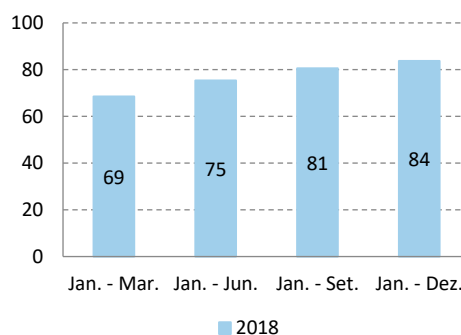


Gráfico 4.4 – Pedidos de informação apresentados por escrito – acumulado (%)



No princípio do ano, verificou-se alguma perturbação ao nível do processo relativo ao tratamento dos pedidos de informação. Tal facto, teve um efeito cumulativo que se traduziu, em 2018, num desempenho inferior ao padrão.

No que se refere aos pedidos de informação apresentados através do contacto telefónico, os mesmos 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 cliente<sup>11</sup>.

Dada a especificidade da atividade do ORD, os pedidos de informação 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. Contudo, é de referir que a situação de não observação deste prazo

ocorreu apenas em 215 PI (0,09% do total de PI formulados por contacto telefónico). Verificou-se um tempo médio de resposta a estes pedidos de 1,4 dias.

#### 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 2018 foram recebidas cerca de 48 mil reclamações relacionadas principalmente com prejuízos e relacionamento (Gráfico 4.5). O tempo médio de resposta escrita a reclamações foi de 9 dias úteis. Não foram cumpridos os prazos de resposta em 684 situações.

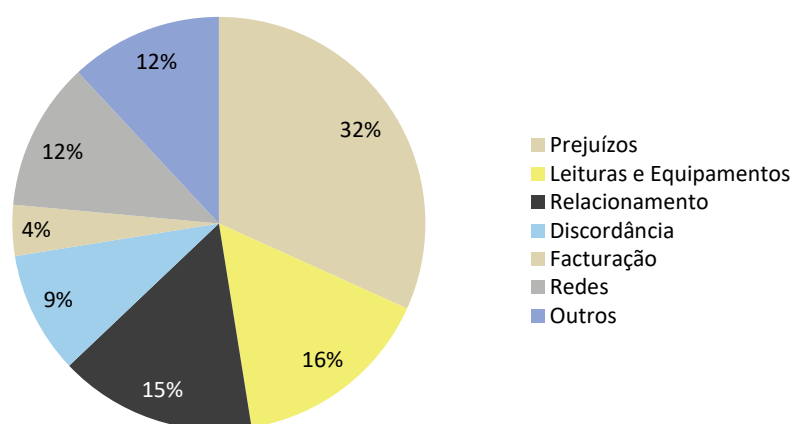


Gráfico 4.5 – Reclamações recebidas (Motivos)

<sup>11</sup> Ao abrigo Regime Jurídico dos Call Centres (Decreto-Lei n.º 134/2009)

### 4.3. Serviços

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

Em 2018, continuou a ser feita 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 passou a conferir, ao requisitante, o direito a uma compensação de montante estabelecido no RQS.

Assim, o ORD ao não apresentar 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.

#### 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, mas a partir de janeiro de 2018 passou a ser avaliada, 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, que entrou em vigor em 2018, passou também a acompanhar 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.

Decorrente da necessidade de adaptação dos processos e sistemas de informação que dão suporte a estes serviços, a avaliação da disponibilidade de agenda apenas passou a ser possível a partir do final do mês de novembro de 2018, pelo que a informação que a seguir se apresenta diz respeito, apenas, a dezembro de 2018. No entanto, no caso das ativações de fornecimento, com base na informação recolhida no âmbito da execução destes serviços, foi possível apurar, para os serviços realizados em 2018, os que tiveram um prazo de agendamento superior a 3 dias úteis, tendo sido pagas as respetivas compensações.

Em dezembro de 2018 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.3 em termos de agendamentos de ativações e de desativações.

Serviço	Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes por indisponibilidade do ORD	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes a pedido expresso do cliente
Ativações	16 981	32	2 335
Desativações	13 449	76	3 118

Tabela 4.3 – Agendamentos de ativações e desativações

Em 2018 foram concretizadas 249 268 ativações e 201 384 desativações, das quais cerca de 5% e 12%, 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 de receber uma compensação (20 €).

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 2018 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4 em termos das visitas combinadas. De um total de 1,08 milhões de visitas inicialmente agendadas, 6,2% não foram realizadas por facto não imputável ao ORD. De referir que existiram visitas que embora programadas em 2018, foram agendadas para 2019, no âmbito de iniciativas de duração prolongada lançadas pelo ORD, como seja instalação de EMI.

As visitas não realizadas dentro do prazo acordado foram 8 209 (cerca de 0,8% do total de visitas combinadas).

Agendadas	Não realizadas por facto imputável ao ORD	Não realizadas por facto não imputável ao ORD	Realizadas no prazo	Realizadas fora do prazo
1 076 264	4 229	66 726	939 621	3 874

Tabela 4.4 – Visitas combinadas

O regulamento consagra a possibilidade dos 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.

Como já referido anteriormente, foi necessário, em 2018, proceder à adaptação dos processos e sistemas de informação pelo que a verificação do momento do reagendamento ou do cancelamento só passou a ser possível a partir do final de novembro. Assim, em dezembro de 2018,

foram canceladas ou reagendadas 2 164 visitas. Em 106 situações o cancelamento ou reagendamento foi efetuado após as 17.00 horas.

#### 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 das zonas de qualidade de serviço.

Os incumprimentos por parte do ORD dos prazos mencionados conferem aos clientes o direito a receber uma compensação.

Se a avaria se verificar na instalação de utilização do cliente, o operador tem direito

a uma compensação de valor igual ao valor que tem que pagar aos clientes quando não cumpre os padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2018 foram observadas as situações que constam na Tabela 4.5 em termos das assistências técnicas prestadas a clientes.

Nº de comunicação de avarias nas instalações de clientes	Nº de assistências técnicas a instalações clientes prioritários	Nº de assistências técnicas a clientes não prioritários	Nº de assistências técnicas a avarias nas instalações clientes cuja responsabilidade não é do ORD
212 257	107	139 668	49 737

Tabela 4.5 – Assistências técnicas

Em 2018 não foram cumpridos os prazos regulamentares para as assistências técnicas em 1 414 situações. De referir que, em média, o tempo de chegada ao local foi de 79 minutos.

O regulamento agora em vigor estabeleceu a possibilidade do cliente poder solicitar que a assistência técnica seja realizada fora do prazo previsto, passando a ser considerada como visita combinada.

#### 4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN

A frequência da leitura de equipamento de medição em BTN é avaliada através dum 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 2018, a evolução do indicador relativo à frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN foi a que se observa no Gráfico 4.6. Este indicador é calculado pelo quociente entre o número de leituras realizadas com intervalo inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras efetuadas no período em análise.

De referir que continuam a existir equipamentos de medição de leitura local que não estão acessíveis de locais públicos o que dificulta a recolha de leituras e consequentemente o cumprimento do padrão estabelecido para este indicador.

O número de leituras registado em 2018 (ORD e clientes/comercializadores) foi de aproximadamente 44,5 milhões. Destas, cerca de 32% foram obtidas por recurso à recolha remota<sup>12</sup>.

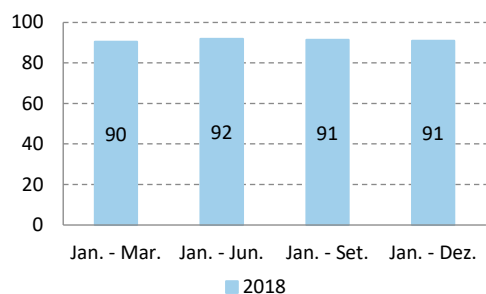


Gráfico 4.6 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%)

#### 4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Ultrapassada a situação que esteve na origem de uma interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, o serviço de restabelecimento do

fornecimento de energia aos clientes é avaliado através do cumprimento dos seguintes padrões individuais de qualidade de serviço<sup>13</sup>:

- Restabelecimento 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 2018 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.6 em termos de restabelecimentos.

Solicitados	Não realizados por facto imputável ao ORD	Não realizados por facto não imputável ao ORD	Realizados no prazo	Realizados fora do prazo
297 184	4	6 293	279 739	7 633

Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

Em 2018, dos cerca de 287 mil restabelecimentos realizados, não foi possível cumprir os prazos regulamentares para o restabelecimento do fornecimento em 7 637 situações. De referir que 14% dos restabelecimentos foram concretizados remotamente, o que é manifestação da crescente importância desta funcionalidade

na execução dos serviços por parte da EPD Distribuição.

<sup>12</sup> Em 2018 a EDP Distribuição instalou aproximadamente 680 mil equipamentos de medição inteligentes

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

## **5. EVENTOS EXCECIONAIS**





## 5. Eventos Excecionais

Nos termos do Artigo 9.º do RQS, a EDP Distribuição deve caracterizar os eventos excecionais ocorridos em cada ano. Seguidamente descrevem-se os principais eventos excecionais classificados pela ERSE em 2018 e o seu impacto na qualidade de serviço – vertente técnica e comercial.

### 5.1. Tempestade Emma

No período compreendido entre 26 de fevereiro e 06 de março de 2018, a ação conjunta de uma massa de ar polar continental e de uma massa de ar tropical marítima originaram precipitação sob forma de neve, por vezes intensa e chuva com congelação em particular na zona nordeste de Portugal continental. Este último fenómeno, menos vulgar e conhecido como sincelo, é reconhecido por ter um forte impacto nas populações e infraestruturas.

Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), o núcleo principal de uma depressão complexa que condicionava o estado do tempo a oeste da Península Ibérica sofreu um processo de ciclogénese explosiva, com o desenvolvimento de uma depressão muito cavada, a qual foi denominada de tempestade *Emma*.

As condições meteorológicas adversas entre 27 de fevereiro e 02 de março de 2018

que se fizeram sentir em Portugal continental motivaram perturbações em todo o território, tendo sido amplamente noticiadas pela comunicação social.

As condições de instabilidade atmosférica associada à tempestade *Emma* originaram períodos de chuva, por vezes com forte intensidade, sob a forma de neve ou chuva com congelação em algumas zonas, assim como uma intensificação do vento. As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificados no concelho de Góis, com 183 km/h, e em Seia, com 142 km/h.

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 243 762 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 592 colaboradores, 212 viaturas, 47 grupos móveis de socorro e 2 centrais móveis.

### 5.1.1. 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.

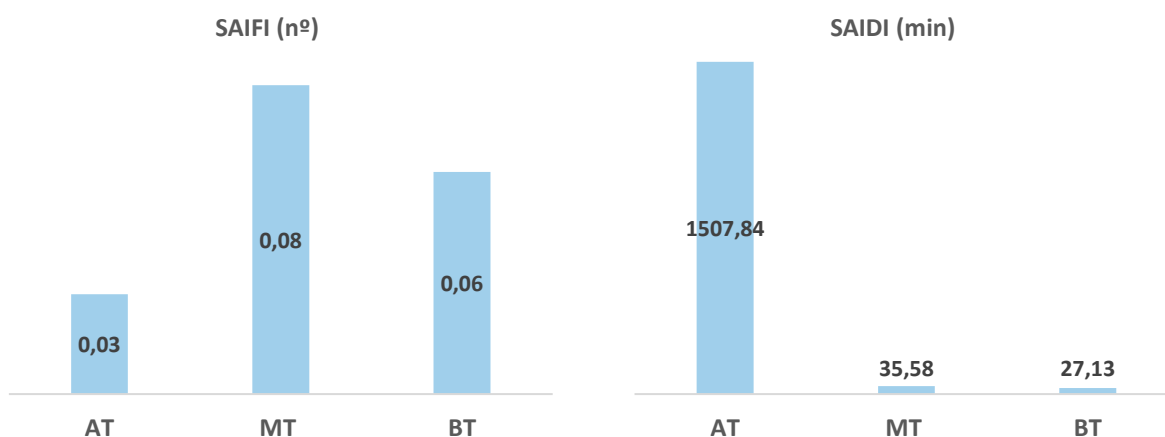


Gráfico 5.1 - Impacto da tempestade Emma de 27 de fevereiro a 02 de março, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 15,74 minutos e em 1127 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,03 e 0,14 interrupções em AT e MT, respetivamente.

### 5.1.2. 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 EDP Distribuição<sup>14</sup>.

Para o universo dos 59 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

<sup>14</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

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

Tabela 5.1 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

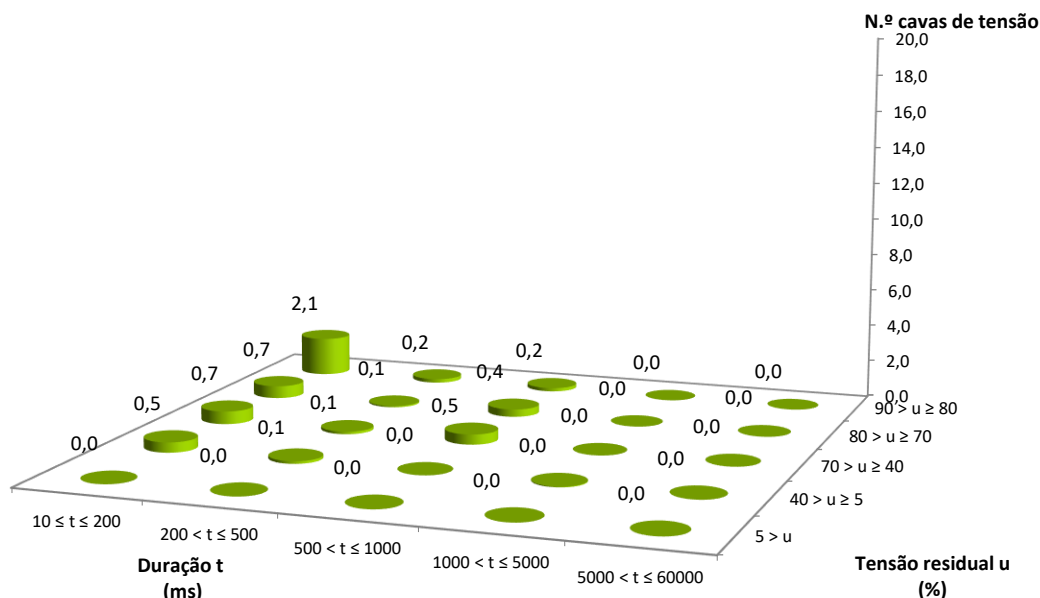


Gráfico 5.2 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

### 5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve um impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 47 pedidos de assistência técnica.

## 5.2. Tempestade Gisele

No período compreendido entre 14 e 15 de março de 2018, as condições climáticas verificadas em Portugal continental estiveram associadas à passagem de uma depressão caracterizadas por precipitação, por vezes forte, alguma

atividade de descargas atmosféricas e rajadas fortes de vento.

Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), a aproximação de uma superfície frontal fria, associada ao núcleo principal de uma depressão complexa condicionou o estado do tempo. A este núcleo depressionário foi atribuído o nome de Tempestade Gisele.

As condições meteorológicas adversas que se fizeram sentir em Portugal continental motivaram perturbações nas regiões norte e centro do país, amplamente noticiadas pela comunicação social, nomeadamente pelo desenvolvimento de um tornado de nível F1, segundo a escala de

Fujita clássica, ao qual corresponde vento máximo instantâneo na gama entre os 117 e os 180 km/h.

Os valores de rajada máxima de vento mais elevados registados nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos foram verificados no concelho da Sertã, com 170 km/h, em Amarante, com 165 km/h, e em Boticas e Montalegre, com cerca de 150 km/h.

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 IGI.

Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 82 488 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 259 colaboradores, 108 viaturas e 7 grupos móveis de socorro.

#### 5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

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

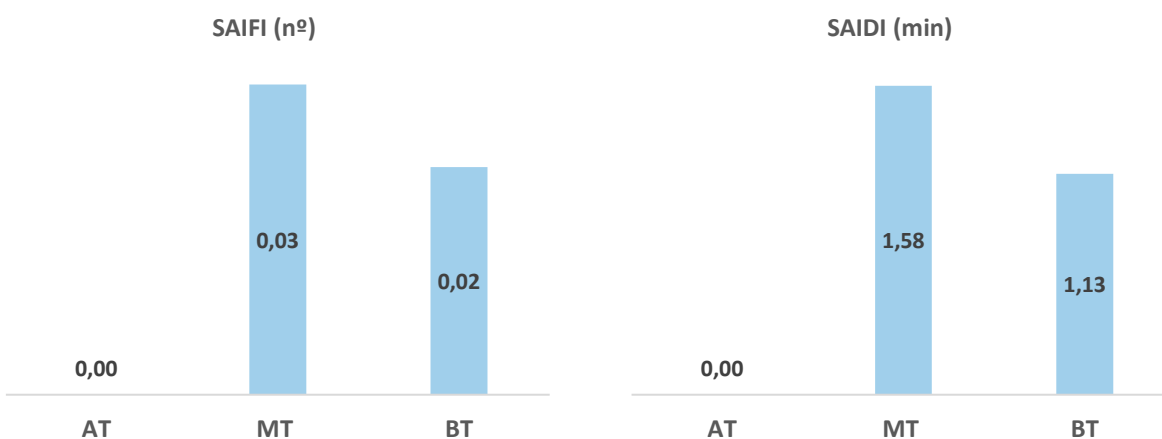


Gráfico 5.3 - Impacto da tempestade Gisele entre 14 e 15 de março, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 0,87 minutos e em 59 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,01 e 0,10 interrupções em AT e MT, respetivamente.

#### 5.2.2. Impacto na QEE

Este evento teve um impacto significativo 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 EDP Distribuição<sup>15</sup>.

Para o universo dos 83 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de

cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	1,3	0,2	0,1	0,1	0,0
80 > u ≥ 70	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0
70 > u ≥ 40	0,4	0,0	0,1	0,1	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 5.2 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

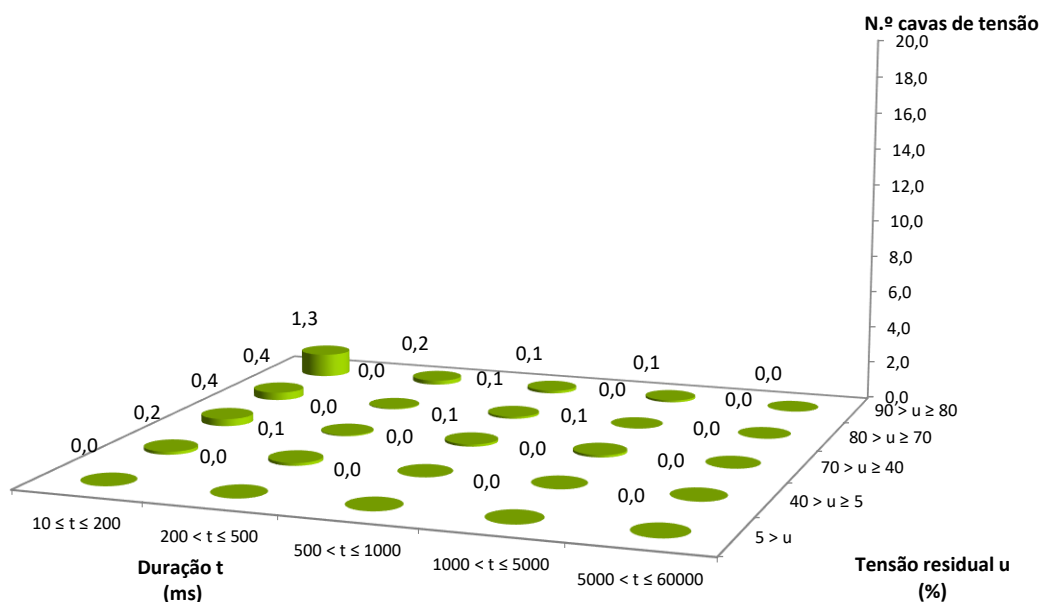


Gráfico 5.4 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

### 5.2.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

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

algum atraso na resposta a 17 pedidos de assistência técnica.

### 5.3. Tempestade Leslie

No dia 13 de outubro de 2018, o núcleo da tempestade Leslie entrou no território de Portugal continental por onde deixou um rasto de grande destruição.

<sup>15</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>

Segundo o IPMA, a tempestade Leslie chegou a Portugal continental como tempestade pós tropical, mas apresentou ainda ventos com uma força correspondente a tempestade tropical e vento sustentado de intensidade próxima de um furacão.

As condições meteorológicas adversas que se fizeram sentir em Portugal continental motivaram perturbações nas regiões norte e centro do país, amplamente noticiadas pela comunicação social.

Tendo por base os dados da rede de observação do IPMA, os valores mais elevados de rajada de vento foram registados nas regiões norte e centro do país. Na Figueira da Foz verificaram-se rajadas de 176 km/h, em Tondela de 141 km/h e em Penela de 123 km/h. Os valores de rajada máxima de vento, registados nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram semelhantes aos mencionados anteriormente, sendo de

destacar 174 km/h em Cantanhede e 163 km/h em Góis.

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 IGI. Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 785 581 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 1323 colaboradores, 639 viaturas, 170 grupos móveis de socorro e 2 centrais móveis.

#### 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.

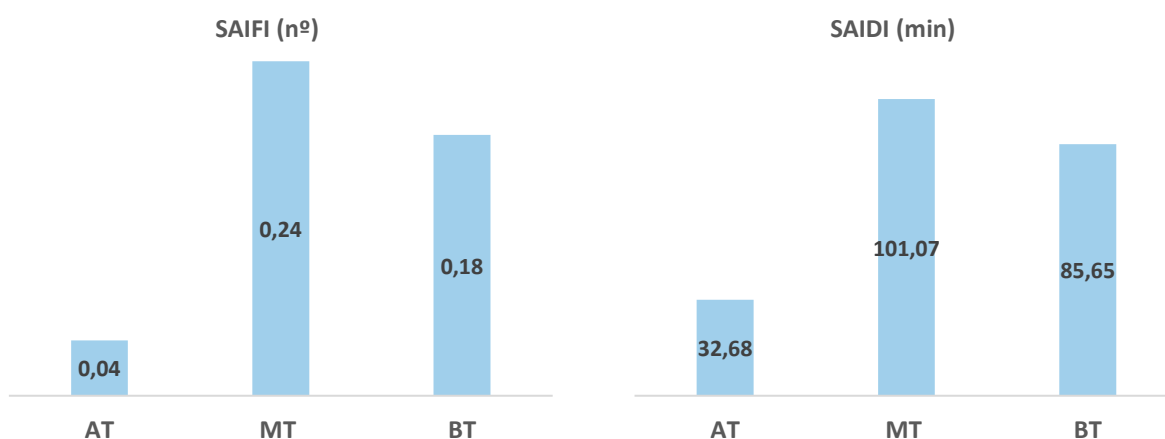


Gráfico 5.5 - Impacto da tempestade Leslie, de 13 a 21 de outubro, nos indicadores de continuidade de serviço SAIIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 59,49 minutos e em 3962 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,15 e 0,41 interrupções em AT e MT, respetivamente.

### 5.3.2. Impacto na QEE

Este evento também teve 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 EDP Distribuição<sup>16</sup>.

Para o universo dos 121 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	3,8	0,3	0,5	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	2,2	0,3	0,2	0,0	0,0
$70 > u \geq 40$	2,2	0,6	0,2	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.3 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

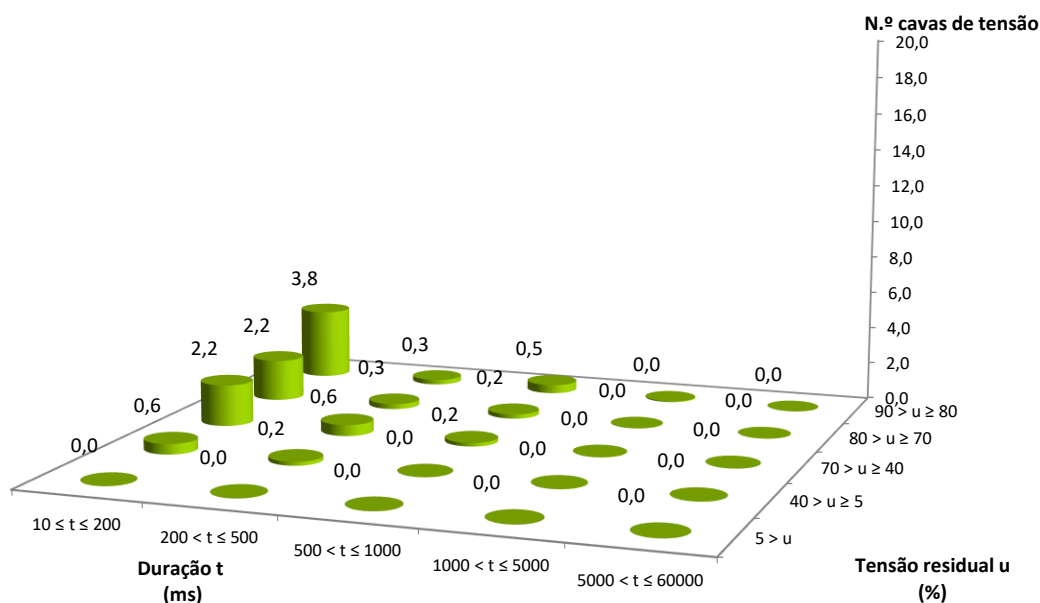


Gráfico 5.6 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

<sup>16</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/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 um impacto significativo na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 489 pedidos de assistência técnica.

### 5.4. Outros Eventos Excecionais

Os restantes incidentes classificados como eventos excecionais também tiveram

um impacto significativo na continuidade de serviço, conforme evidenciado seguidamente nos diferentes indicadores gerais, que caracterizam globalmente estes incidentes.

De destacar que neste apuramento está englobado o impacto do tornado de Faro, ocorrido a 04 de março de 2018, assim como o impacto dos incêndios na zona de Monchique, ocorridos em agosto de 2018.

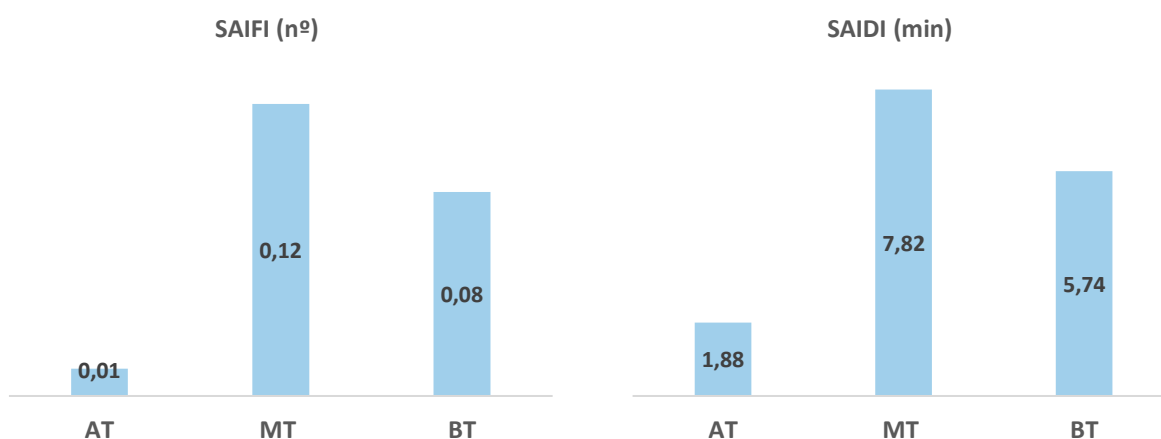


Gráfico 5.7 - Impacto de outros eventos excecionais nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Ao nível do TIEPI MT e da END MT, os restantes incidentes, classificados como eventos excecionais, resultaram em 4,23 minutos e em 285 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, tiveram um impacto de 0,004 e 0,14 interrupções em AT e MT, respetivamente.

Ao nível da qualidade de energia elétrica, foi considerado o evento excecional denominado como “Tornado de

Faro”. 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 EDP Distribuição<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica>



Para o universo dos 4 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de cavas de tensão por barramento MT, durante o

período do evento excecional, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual $u$ (%)	Duração $t$ (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	1,3	1,8	1,5	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0
$70 > u \geq 40$	0,0	1,0	0,3	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.4 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

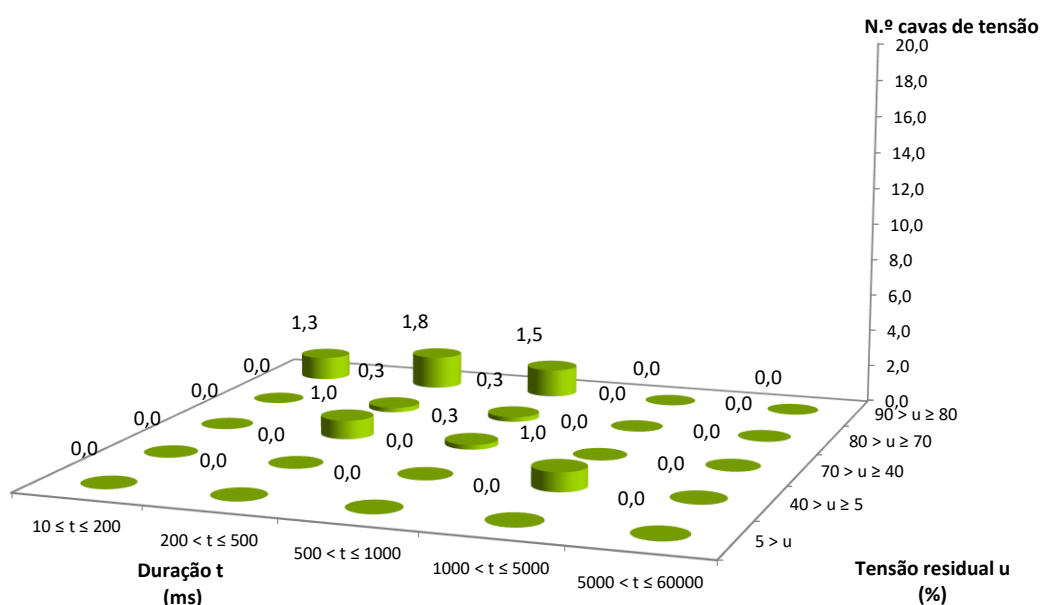


Gráfico 5.5 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

No que se refere à qualidade de serviço comercial, o Tornado de Faro teve um pequeno impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica, verificando-se atraso na resposta a 2 pedidos de assistência técnica.



**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 23º 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 instalação (Tabela 6.1). Excetuam-se as interrupções resultantes de incidentes classificados como eventos excecionais.

Número de interrupções por ano			
	AT	MT	BT
Zona A	6	8	10
Zona B		12	15
Zona C		18	20

Duração total das interrupções por ano			
(min)	AT	MT	BT
Zona A	180	240	360
Zona B		480	600
Zona C		720	1020

Tabela 6.1 – Padrões individuais de continuidade de serviço

Decorrente da avaliação dos padrões individuais de continuidade de serviço em cada uma das instalações alimentadas pela rede de distribuição durante o ano 2018, 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 em que se verificou incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço e as respetivas compensações pagas pela EDP Distribuição.

Indicador	Nível de Tensão	Zona QS	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valores a deduzir nos proveitos da DEE* (€)
	AT	A	1	61,68	-
		B	2	6 155,17	-
		C	16	30 005,34	-
		Total	19	36 222,19	-
	MT	A	69	27 330,06	28,07
		B	55	10 788,79	283,55
		C	143	66 104,82	351,83
		Total	267	104 223,67	663,45
	BTE	A	81	5 087,77	1 149,79
		B	85	4 103,94	50,11
		C	29	4 497,88	322,21
		Total	195	13 689,59	1 522,11
	BTN	A	9 920	60 958,58	3 698,88
		B	17 570	98 051,77	4 208,4
		C	18 575	335 165,09	8 654,19
		Total	46 065	494 175,44	16 561,47
TOTAL			46 546	648 310,89	18 747,03

\*DEE – Distribuição de energia elétrica

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

Das 46.546 situações de incumprimento, 46.000 foram relativos à duração acumulada das interrupções e 546 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes 648.310,89 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões<sup>18</sup>.

## 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), passaram também a ser 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 RQS<sup>19</sup>.

Observa-se que, em 2018 e em termos dos indicadores individuais de qualidade de serviço, ocorreram os incumprimentos com a desagregação constante da Tabela 6.3, tendo sido pagos, pelo ORD aos clientes, cerca de 385 mil euros a título de compensações.

Como referido na secção 4.3.2, apenas a partir do final do mês de novembro passou a ser possível avaliar da disponibilidade de agenda para o caso das ativações e desativações do fornecimento,

<sup>18</sup> Na página da EDP Distribuição constam os valores das compensações pagas aos clientes, por Concelho: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-individuais>

<sup>19</sup> 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”

pelo que a informação que a seguir se apresenta diz respeito a dezembro de 2018.

No entanto, no caso das ativações de fornecimento, foi possível apurar, para os

serviços realizados no ano, os que tiveram um prazo de agendamento superior a 3 dias úteis, tendo sido pagas as respetivas 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	5 895	0	5 895	117 900
Ativações	Não cumprimento da disponibilidade de agenda nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	32	239	1 491	29 820
Desativações		76	58	179	3 580
Reclamações	Não cumprimento do tempo de resposta a reclamações	684	37	647	13 720
Visitas Combinadas <sup>20</sup>	Não cumprimento do intervalo combinado para visita	8 209	99	4 378	87 560
Assistência Técnica <sup>21</sup>	Não observação do prazo para chegada à instalação do cliente	1 414	560	862	17 240
Restabelecimento após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Não observação do prazo máximo para restabelecimento	7 637	2	5 750	115 000

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 compensação<sup>22</sup>. Os valores relativos a 2018 são apresentados na Tabela 6.4.

Indicador	Compensações pagas pelos clientes ao ORD	Nº	Montante (€)
Visitas Combinadas	Ausência do cliente na instalação	759	15 180
Assistência Técnica	Avaria na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual cuja responsabilidade não é do ORD	47 859	612 321

Tabela 6.4 – Número e montante das compensações pagas pelos clientes

<sup>20</sup> Nos incumprimentos das visitas combinadas estão consideradas 303 compensações relativas a serviços não realizados.

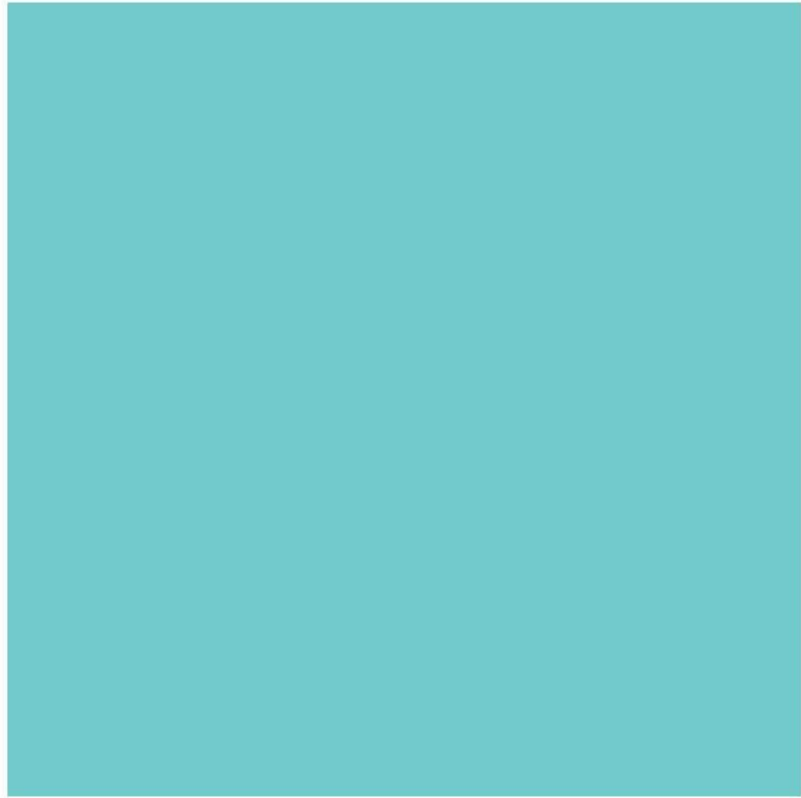
<sup>21</sup> Nos incumprimentos das Assistências Técnicas estão consideradas 555 deslocações relativas a eventos excepcionais.

<sup>22</sup> O valor de cada compensação é de 20 euros





**7.  
CLIENTES COM  
NECESSIDADES  
ESPECIAIS  
E CLIENTES  
PRIORITÁRIOS**



## 7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes

### Prioritários

Os clientes com necessidades especiais e os clientes prioritários constam dos registos do operador da rede com o objetivo de que, na prestação do serviço de fornecimento 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 e é feita junto do seu comercializador. As solicitações aceites pelo comercializador devem ser transmitidas ao operador da rede que 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.

Decorrente da aplicação do novo RQS, 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, deixaram de ser caracterizados como clientes com necessidades especiais e passaram a ser considerados como clientes prioritários.

No final do ano de 2018 encontravam-se registados 270 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 2018, a maioria (69%).

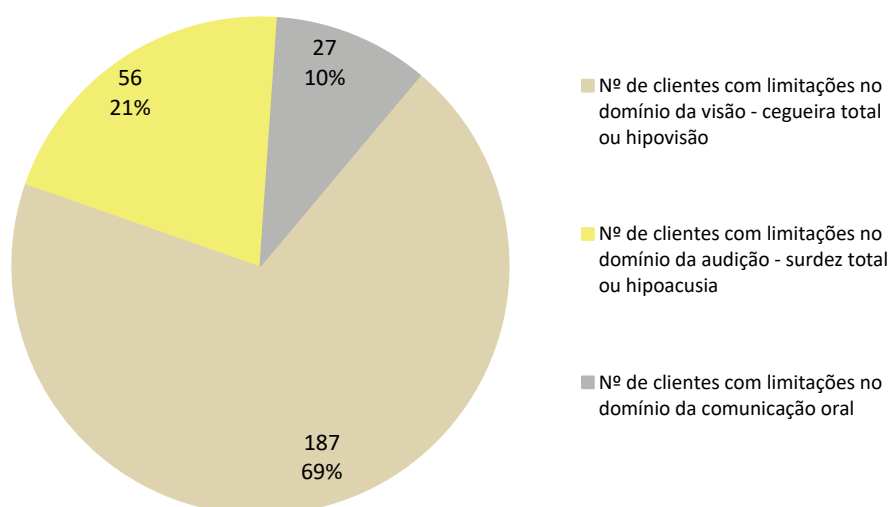


Gráfico 7.1 – Distribuição de clientes com necessidades especiais

Em 2018 foram mantidas práticas de anos anteriores no relacionamento com estes clientes, não tendo sido desenvolvidas ações específicas a eles dirigidas.

## 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. São também considerados clientes prioritários 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.

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 2018 estavam identificados 1934 clientes prioritários. O Gráfico 7.2 ilustra a distribuição destes clientes. No ano de 2018 mais de 50 % dos clientes registados como prioritários eram instalações de clientes com necessidades especiais para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependiam de equipamento cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica.

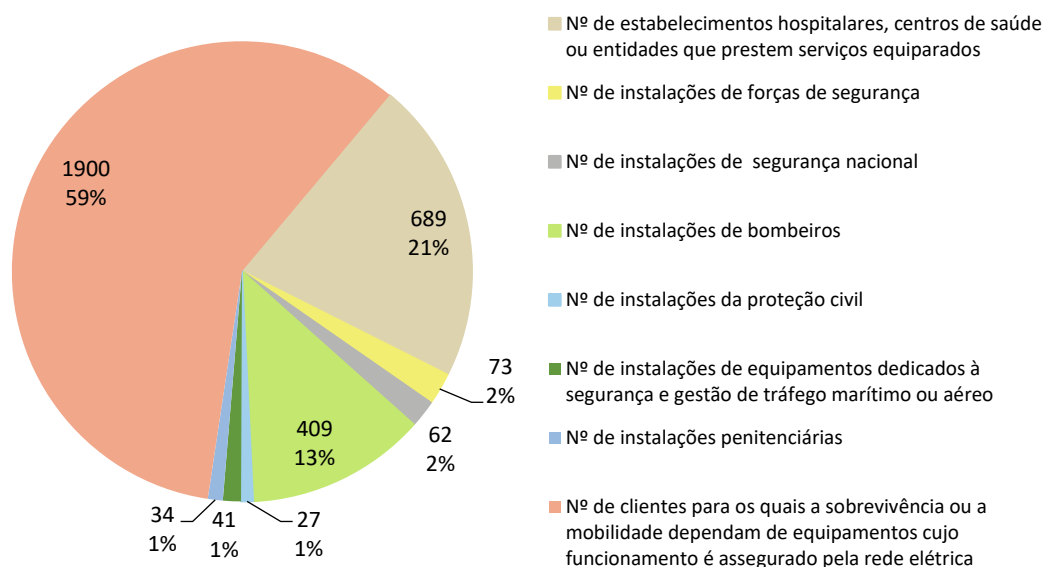


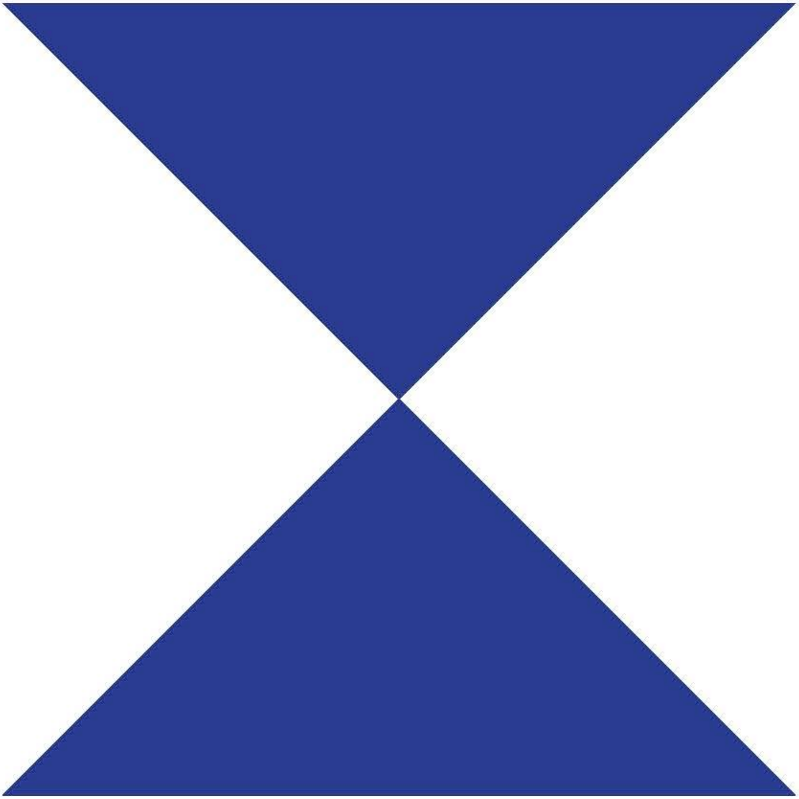
Gráfico 7.2 – Distribuição de clientes prioritários

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. Gestão dos ativos

Continuando a assumir o compromisso de orientação para o cliente, a EDP Distribuição deu cumprimento, durante o ano de 2018, à execução de um plano de investimentos, que, no seu todo, contribuiu para a melhoria efetiva da qualidade de serviço técnico das redes de distribuição.

Em 2018 entraram em exploração os Postos de Corte AT Cortegaça (concelho de Aveiro) e Mundão (concelho de Viseu).

Ao nível de subestações AT/MT, efetuou-se um conjunto de remodelações das quais se destacam o andar MT da SE Monte Feio, concelho de Sines, a substituição de 4 Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC) em subestações AT/MT (SE Ermal, SE Olhão, SE Troviscoso e SE Santa Marta), a substituição de 4 unidades remotas de teleação e automatismos (SE Águeda, SE Azoia, SE Marvão e PC Arrábida), o *upgrade* funcional de automatismos e/ou proteções em 17 instalações e a substituição de sistemas de alimentação em 20 instalações.

Foi também retirada de exploração a Unidade Móvel de Recurso (UMR) AT/MT instalada na SE Gala, concelho de Figueira da Foz, e instalado um Transformador de Potência (TP) AT/MT 20 MVA.

Ainda ao nível de subestações, é de salientar a ampliação do andar AT, com 1 painel de linha AT, na SE Bustos, concelho de Aveiro, e a instalação de 1 painel de inter-barras AT na SE Tavira, concelho de Tavira, que resulta na melhoria da capacidade de recurso da rede AT.

Além destas alterações, na SE AT/MT Alpalhão, o TP1 de 10 MVA foi substituído por outro de 20 MVA.

Com vista a proporcionar maior resiliência das subestações construídas em zonas sísmicas, foi efetuada a fixação antissísmica de 8 TP, afetos às SE Abóboda, Boavista, Albufeira, Quinta da Caldeira, Tavira, Lagos e Silves.

No que respeita à componente ambiental das SE AT/MT e MT/MT foram construídos 12 sistemas de retenção de óleo e 2 barreiras acústicas.

Em 2018 prosseguiu-se, também, com o programa de instalação de órgãos telecomandados, tendo ocorrido um incremento de 277 pontos telecomandados na rede MT face a 2017, aumentando assim a capacidade de supervisão, comando e controlo sobre a rede MT, com impacto significativo na redução do tempo de reposição de serviço e na eficiência das operações.

Registou-se uma operacionalidade média dos órgãos de telecomando superior a 99%, com impacto positivo direto na qualidade de serviço técnico.

Com o objetivo de melhorar o desempenho da rede aérea e subterrânea, respetivamente através de procedimentos de reconfiguração automática com recurso à coordenação de proteções locais (OCR3) e à localização e isolamento de defeitos, deu-se início à preparação e arranque de dois projetos, permitindo reduzir o tempo de reconfiguração da rede.

Ainda ao nível da rede MT, é de salientar a ligação de novas saídas de SE. Assim, entraram em exploração duas novas saídas na SE Quimiparque, três na SE Casal Cinza, duas na SE Águeda e outra na SE Custóias.

Em termos de manutenção dos ativos em serviço, realizou-se a análise química ao óleo de todo o parque de transformadores de potência AT/MT, bem como a devida manutenção aos disjuntores e demais ativos das subestações, em função dos seus planos de manutenção.

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

digitais, mas sem a funcionalidade de cálculo e envio da localização de defeitos para SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), de equipamentos que permitem garantir a recolha automática das oscilografias e também efetuar o cálculo e envio das localizações de defeito para o sistema SCADA. Consegue-se, desta forma, a diminuição dos tempos de interrupção associados à pesquisa de avaria e ainda a obtenção de ganhos operacionais.

De salientar também a atualização permanente dos planos de contingência por falha das principais subestações AT/MT, que passaram a incluir medidas mitigadoras adicionais, quando assim se justificava, contribuindo desta forma para a minimização dos tempos de interrupção de serviço e, consequentemente, para a diminuição da energia não distribuída a clientes.

O ano de 2018 registou o início da utilização do novo sistema de gestão de parâmetros dos sistemas de proteção da RND com o carregamento das primeiras instalações. Este é um projeto estruturante e fulcral para a atividade de distribuição de energia já que irá permitir aumentar a visibilidade histórica sobre todos os parâmetros que estão implementados na rede de distribuição, garantindo desta forma um melhor controlo dos dados, normalização e otimização das operações da EDP Distribuição.

A evolução, disponibilidade e desempenho da plataforma digital que assegura as funções de supervisão, comando e automação da RND é fundamental no contributo para a melhoria da qualidade de serviço. Neste âmbito, destaca-se o programa integrado no domínio da conectividade crítica, Programa *Connect*, que vai consubstanciar uma convergência de comunicações através da utilização do protocolo IP (*Internet Protocol*), desenvolvendo no domínio das comunicações digitais fixas uma nova rede IP-MPLS, cuja instalação foi concluída em 2018, constituindo a espinha dorsal do sistema de comunicações de segurança, conectando a totalidade das subestações AT/MT, edifícios principais e *data centers* da EDP Distribuição, num total de 550 locais, proporcionando largura de banda e condições de segurança adequados à evolução dos sistemas técnicos que providenciam o controlo e a automação avançados da RND.

No domínio das redes de acesso, por via dos requisitos de cobertura geográfica, dominam as soluções de base tecnológica *wireless*, sob a forma de redes privadas e de serviços prestados pelas redes móveis públicas, a EDP Distribuição obteve, do Regulador Nacional das Comunicações (ANACOM), em 2018, a necessária aprovação para se constituir como Operador Móvel Virtual Privado (PVNO),

iniciando consequentemente o desenvolvimento das especificações técnicas e elaboração do procedimento de consulta que irá permitir uma utilização dinâmica das três redes móveis nacionais, tendo como consequência técnica principal a otimização do serviço em cada ponto de utilização (melhor rede no ponto) e, em cenários de crise, o recurso a qualquer das redes que mantenha operação no teatro de operações, capturando a resiliência inerente à existência de 3 redes com um grau ainda assinalável de independência construtiva e operacional.

Neste período, procedeu-se à evolução das condições de desenvolvimento e de teste pré-produtivo das aplicações que constituem o sistema SCADA, bem como das suas infraestruturas de suporte, ação inserida num programa plurianual de melhoria da performance e da disponibilidade destes sistemas críticos, alcançando-se em 2018, em relação ao período homólogo de 2017, uma redução de 52% da indisponibilidade deste sistema.

De assinalar a crescente maturidade do modelo operativo e de cibersegurança desta plataforma digital (aplicações, infraestruturas, comunicações), potenciando uma melhoria contínua da qualidade e disponibilidade dos serviços providenciados pela plataforma, com destaque para o desenvolvimento e correspondente certificação do Sistema de

Gestão de Segurança da Informação *Mission Critical* (SGSI-IIMC), que sistematiza, desenvolve e consolida as melhores práticas no domínio da cibersegurança, representando um contributo fundamental para a conformidade com a diretiva NIS (*Network and Information Security*) e o RGPD, constituindo-se ainda como elemento relevante na certificação de continuidade de negócio (ISO 22301).

Neste ano, registou-se ainda a criação de ligações SCADA com os PRE, incluindo melhorias operacionais ao nível dos Regimes Especiais de Exploração (REE). Adicionalmente, foi reformulada a ligação *Inter Control Center Protocol* (ICCP) com a REN, contribuindo para uma melhoria da informação operacional entre ORD e ORT, e subsequentemente para a melhoria da qualidade de serviço.

Em 2018, a EDP Distribuição participou ativamente na implementação, em território nacional, dos códigos de rede europeus, através de um grupo liderado pela DGEG e em que participam também a ERSE e a REN. O grupo esteve muito ativo, nomeadamente na definição dos processos de propostas de derrogação e dos requisitos não específicos de cada código.

O novo EDP Contact, aplicação do *Contact Center*, veio reduzir o tempo de chamada e tornar mais célere o despiste de

avarias, em função da validação em tempo real da informação da *Inovgrid*. Este sistema permite rearmes remotos por disparo do Interruptor de Controlo de Potência, sem recorrer a uma segunda linha ou mesmo ao centro de condução e capacita formas redundantes de envio de avarias para o terreno, contribuindo para o aumento de celeridade no processo, mesmo durante constrangimentos de sistemas.

Ao nível da QEE, é de referir a continuação do projeto de instalação de monitorização permanente de QEE nos barramentos MT de subestações AT/MT em novas instalações e nas que foram objeto de remodelação.

A EDP Distribuição, com os projetos realizados e a atitude de constante melhoria adotada, pretende garantir as condições favoráveis à existência de uma rede de distribuição em Portugal continental robusta e fiável, com capacidade de garantir a ligação dos novos consumidores e produtores de energia e com níveis de continuidade de serviço e de qualidade de energia que respondam às necessidades dos utilizadores de rede, tendo sempre presente a minimização dos custos operacionais.

## 8.2. Comunicação com outros operadores de redes

Neste âmbito, foi disponibilizada informação trimestral e anual aos dez

operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD<sub>BT</sub>) de Portugal continental sobre a continuidade de serviço, em termos do número e duração das interrupções que afetaram cada um dos respetivos postos de transformação, incluindo a identificação do contributo das diferentes causas das interrupções.

Quanto à qualidade de energia elétrica, o Plano de Monitorização da QEE 2018-2019 inclui um conjunto de subestações AT/MT, distribuídas uniformemente ao longo do biénio, que alimentam a quase totalidade (96%) dos postos de transformação dos dez ORD<sub>BT</sub>. Da mesma forma, foi disponibilizada informação trimestral e anual sobre os resultados das medições da QEE, relativa à conformidade de fenómenos contínuos de tensão e a eventos de tensão, nas subestações AT/MT, em monitorização em 2018, que alimentam postos de transformação dos ORD<sub>BT</sub>.

### 8.3. Apoio técnico a clientes

A EDP Distribuição, no seu processo de apoio técnico a clientes com necessidades acrescidas de qualidade de serviço técnico, procura disponibilizar ao cliente toda a informação necessária à resolução de cada situação em particular. Neste sentido, foram acompanhados clientes com base em monitorizações dedicadas, realizadas no ponto de entrega às suas instalações (AT,

MT ou BT) ou no respetivo barramento a montante, nomeadamente com base nas monitorizações periódicas (anuais) e nas monitorizações permanentes da QEE nas subestações AT/MT, realizadas no âmbito do plano de monitorização. Em termos gerais, os trabalhos foram desenvolvidos com os seguintes objetivos:

- caracterizar a continuidade de serviço e a QEE distribuída, considerando as disposições regulamentares;
- identificar o impacto de eventuais interrupções e perturbações de tensão nos processos de produção dos clientes potencialmente sensíveis;
- sustentar uma base de trabalho que contribua para a otimização da manutenção e das condições de exploração da rede de distribuição;
- apoiar os clientes sensíveis na possível adoção de soluções internas que lhes permitam aumentar o nível de imunidade a perturbações de tensão.

Em 2018, com base nas referidas monitorizações, foram acompanhados clientes de diferentes indústrias ou setores de atividade, como química, produtos alimentares, produção de biocombustível, gessos laminados, plásticos, papel, nanotecnologia, ensino, abastecimento de água, moldes, metalúrgica, vidro, cerâmica, tratamento de resíduos, ferramentas de corte, transportes e hotelaria.

Como contributo para a disseminação do conhecimento ao nível da qualidade de serviço técnico em geral, e da qualidade de energia elétrica em particular, a EDP Distribuição desenvolveu, ao longo de 2018, algumas ações de sensibilização de clientes em conjunto com associações empresariais, de forma a difundir boas práticas e estratégias para a imunização das suas instalações a perturbações de tensão, nomeadamente interrupções breves e cavas de tensão.

#### 8.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”

A EDP Distribuição é parceira da campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”, desenvolvida no âmbito do Grupo de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, 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 EDP Distribuição, 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+.

##### 8.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente

Esta 1.ª iniciativa da campanha tem por objetivo transmitir a mensagem de que a qualidade de serviço técnico deve ser uma preocupação partilhada por todos os clientes de média tensão e alertar para a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos respetivos postos de transformação. Para o efeito, nas diversas ações de sensibilização realizadas pela EDP Distribuição, em parceria com associações empresariais, tem sido distribuído aos vários clientes um Folheto de divulgação desta iniciativa. De igual modo, quer o Folheto de divulgação quer o Manual de Boas Práticas para a manutenção de postos de transformação de cliente estão disponíveis no *site* da campanha.

##### 8.4.2. Selo de Qualidade e+

O Selo de Qualidade e+ é a 2.ª 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 EDP Distribuição, enquanto operador de rede a

que essas instalações elétricas estão ligadas, é um elemento-chave para a atribuição do selo. Neste âmbito, a EDP Distribuição assumiu a instalação e gestão dos sistemas técnicos de suporte, assim como a monitorização da qualidade de serviço técnico, num conjunto de subestações e de postos de transformação.

### 8.5. Redes inteligentes

As redes inteligentes têm um papel central no processo de transição energética, com claros benefícios não só para o ORD como também para todos os *stakeholders*, nomeadamente comercializadores e consumidores de eletricidade.

Neste desafio assume relevância o Centro Integrado de Supervisão Inovgrid que se tem revelado indispensável na resposta da Empresa aos diferentes desafios de natureza operacional e regulatória nomeadamente através de novos sistemas e da monitorização de alarmes, de controlos antifraude, no acompanhamento da instalação e operação do parque de equipamentos de medição inteligentes e de suporte às equipas de campo bem como à validação online da instalação correta e de monitorização da infraestrutura (por exemplo, EMI *off-line* ou com erro, falha na comunicação, etc.).

Em 2018, para acompanhar estes desafios, a EDP Distribuição instalou cerca

de 680 mil equipamentos de medição inteligentes (EMI) e 4 mil DTCs (concentradores de dados). Assim, em 2018, o número de equipamentos em telegestão ultrapassou 1,4 milhões de EMI, o que corresponde a cerca de 90% dos EMI instalados em redes com DTC e a 73% do total de EMI instalados.

No final do ano foi atingido o patamar de 95% de leituras remotas adequadas para faturação sem estimativa. De referir que a existência de estimativa na fatura do cliente depende não só da taxa de comunicação de leituras por parte da EDP Distribuição, mas também dos sistemas e regras de faturação dos comercializadores. Contudo, apesar do elevado número de sistemas e interfaces envolvidos no processo de comunicação de leituras aos comercializadores, o desempenho de toda a cadeia tem melhorado.

O número de ordens de serviço realizadas remotamente tem vindo a aumentar, não só pelo aumento do número de EMI em telegestão, mas também em virtude da melhoria da taxa de sucesso de realização remota – resultado das otimizações aos processos associados. Em 2018, foram realizadas remotamente cerca de 165 mil ordens de serviço, o que corresponde a uma taxa de sucesso de 84% (superior à dos serviços presenciais que é de cerca de 80%).





## **9. ANEXOS**

[REDACTED]

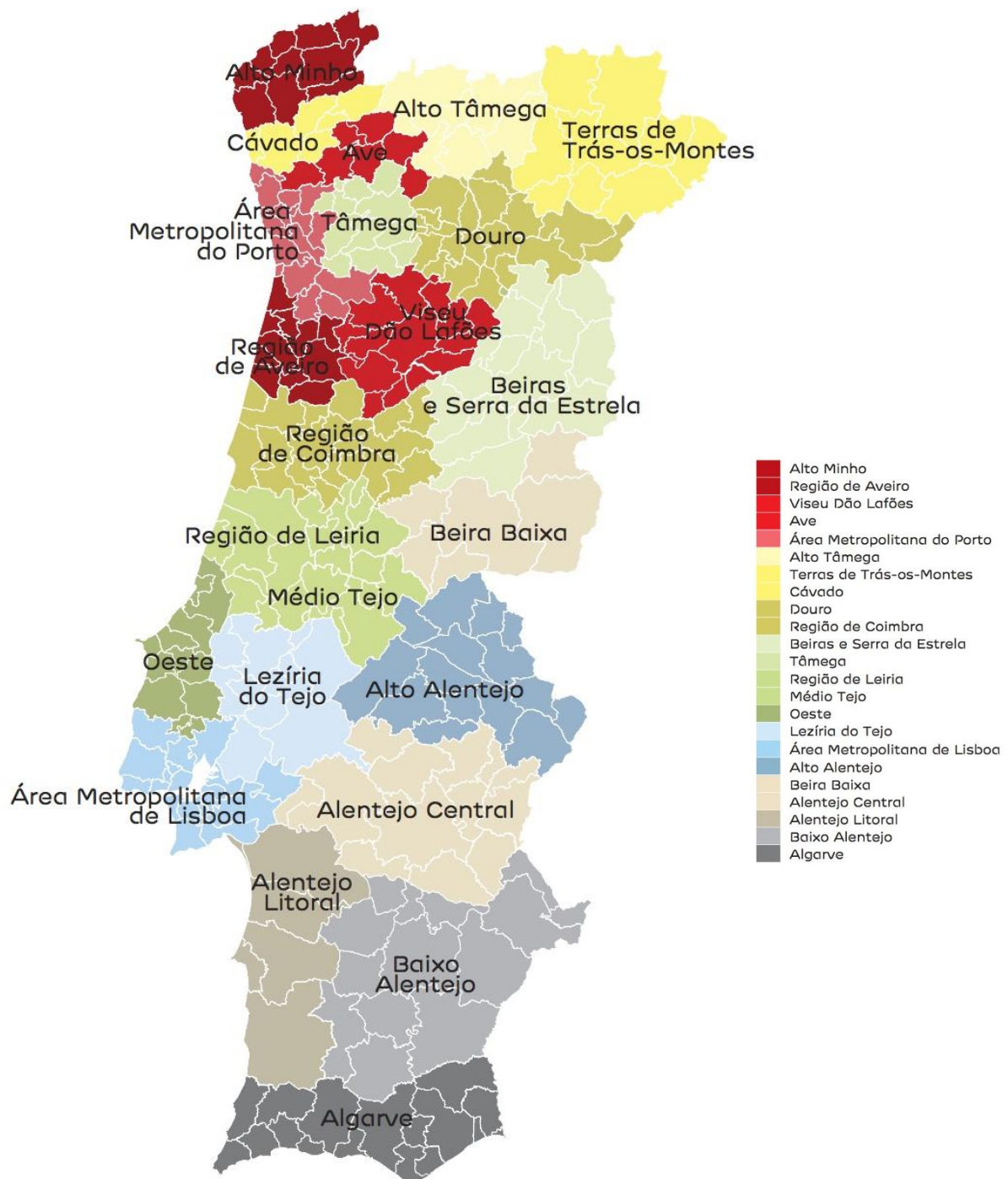
[REDACTED]

[REDACTED]

# **ANEXO 1**

**Caracterização das regiões NUTS II e NUTS III**





## Constituição das regiões NUTS II

### Norte

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

### Centro

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

### Área Metropolitana de Lisboa

- Área Metropolitana de Lisboa

### Alentejo

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

### Algarve

- Algarve

## Constituição das regiões NUTS III

### Alto Minho

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

### Cávado

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

### Ave

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

### Algarve

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

### Área Metropolitana de Lisboa

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

### Alentejo Litoral

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

### Baixo Alentejo

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

### Lezíria do Tejo

- Almeirim
- Alpiarça
- Azambuja
- Benavente

### Cartaxo

- Chamusca
- Coruche
- Golegã
- Rio Maior
- Salvaterra de Magos
- Santarém

### Alto Alentejo

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

### Alentejo Central

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

### Área Metropolitana do Porto

- Arouca
- Espinho
- Gondomar
- Maia
- Matosinhos

- Oliveira de Azeméis
- Paredes
- Porto
- Póvoa de Varzim
- Santa Maria da Feira
- Santo Tirso
- São João da Madeira
- Trofa
- Vale de Cambra
- Valongo
- Vila do Conde
- Vila Nova de Gaia

#### Alto Tâmega

- Boticas
- Chaves
- Montalegre
- Ribeira de Pena
- Valpaços
- Vila Pouca de Aguiar

#### Tâmega e Sousa

- Amarante
- Baião
- Castelo de Paiva
- Celorico de Basto
- Cinfães
- Felgueiras
- Lousada
- Marco de Canaveses
- Paços de Ferreira
- Penafiel
- Resende

#### Douro

- Alijó
- Armamar
- 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
- Vila Velha de Ródão

#### Médio Tejo

- Abrantes
- Alcanena
- Constância
- Entroncamento
- Ferreira do Zêzere
- Mação
- Ourém
- Sardoal
- Sertã
- Tomar
- Torres Novas
- Vila de Rei
- Vila Nova da Barquinha

#### Beiras e Serra da Estrela

- Almeida
- Belmonte
- Celorico da Beira
- Covilhã
- Figueira de Castelo Rodrigo
- Fornos de Algodres
- Fundão
- Gouveia
- Guarda
- Manteigas
- Meda
- Pinhel
- Sabugal
- Seia
- Trancoso





## **ANEXO 2**

### **Definições e Siglas**



Apresentam-se em seguida as definições e siglas adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50 160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica” e dos seguintes regulamentos publicados: Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

## A

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

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

## B

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

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

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

## C

**Carga** - valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

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

**Cava da tensão de alimentação** - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor

situado entre 90% e 5% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

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

**Cliente** - pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica.

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

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

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

**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.

## 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** - Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador *"Momentary Average Interruption Frequency Index"*)

**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 duma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido duma maneira especificada.

**Nível de imunidade** - nível máximo duma 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 (duma quantidade)** - valor duma quantidade avaliada duma maneira especificada.

## O

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

**Operador Automático (OPA)** - dispositivo eletrónico 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.

**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.

## 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** – Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Duration Index”).

**SAIFI** – Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Frequency Index”).

**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

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



