



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO 2024





FICHA TÉCNICA:

Título: Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico – 2024

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 09/10/2025



ÍNDICE

SUMMARY	1
SÍNTESE	7
1 INTRODUÇÃO	13
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	17
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	25
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	29
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	29
3.1.2 INDICADORES GERAIS	31
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	35
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	35
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	35
3.1.6 CONCLUSÕES.....	37
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	39
3.2.1 INDICADORES GERAIS	39
3.2.2 EVENTOS EXCECIONAIS	45
3.2.3 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	45
3.2.4 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	46
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	48
3.2.6 CONCLUSÕES.....	50
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	51
3.3.1 INDICADORES GERAIS	51
3.3.2 EVENTOS EXCECIONAIS	56
3.3.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	56
3.3.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	58
3.3.5 CONCLUSÕES.....	61
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	63
3.4.1 INDICADORES GERAIS	65
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	81
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	84
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	84
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	86
3.4.6 CONCLUSÕES.....	88
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	89
3.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	91





3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	93
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	95
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO	97
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ	99
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	101
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	103
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	105
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	107
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	111
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	113
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	113
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	114
4.1.3	CONCLUSÕES	116
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	117
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	117
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	118
4.2.3	CONCLUSÕES	129
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	131
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	131
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	132
4.3.3	CONCLUSÕES	136
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	137
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	137
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	139
4.4.3	NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE	143
4.4.4	RECLAMAÇÕES RELATIVAS À QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	144
4.4.5	CONCLUSÕES	147
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	149
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	151
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	153
4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	155
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	157





5	RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS	159
5.1	ENQUADRAMENTO	161
5.2	CARACTERIZAÇÃO.....	161
5.3	CONCLUSÕES.....	162
6	OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO	165
6.1	BOLETINS.....	165
6.2	DASHBOARDS	166
6.3	RELATÓRIOS.....	167
	ANEXOS	169
	ANEXO A – LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	171
	ANEXO B - LISTA DE CONCELHOS POR NUTS III.....	172





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das interrupções acidentais na RNT	30
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	31
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	32
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	32
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	33
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	33
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	34
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	36
Figura 3-9 – Evolução da taxa combinada de disponibilidade	36
Figura 3-10 – Região Autónoma dos Açores	40
Figura 3-11 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	41
Figura 3-12 – Evolução da END MT na RAA	42
Figura 3-13 – Evolução do TIEPI MT na RAA	42
Figura 3-14 – Evolução do SAIFI MT na RAA	43
Figura 3-15 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	43
Figura 3-16 – Evolução do SAIFI BT na RAA	44
Figura 3-17 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	45
Figura 3-18 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2024.....	46
Figura 3-19 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2024	47
Figura 3-20 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	48
Figura 3-21 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	48
Figura 3-22 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	49
Figura 3-23 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	49
Figura 3-24 – Região Autónoma da Madeira	52
Figura 3-25 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	53
Figura 3-26 – Evolução do SAIFI MT na RAM	54
Figura 3-27 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	54
Figura 3-28 – Evolução do SAIFI BT na RAM	55
Figura 3-29 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	56
Figura 3-30 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2024	57
Figura 3-31 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2024.....	58
Figura 3-32 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	59





Figura 3-33 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	59
Figura 3-34 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	60
Figura 3-35 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	60
Figura 3-36 – NUTS III em Portugal continental.....	64
Figura 3-37 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção	66
Figura 3-38 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção.....	66
Figura 3-39 – Evolução do SAIFI AT.....	67
Figura 3-40 – Evolução do SAIDI AT	67
Figura 3-41 – Evolução do MAIFI AT	68
Figura 3-42 – Evolução do TIEPI MT.....	69
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI MT.....	69
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI MT	70
Figura 3-45 – Evolução do MAIFI MT	70
Figura 3-46 – Evolução do SAIFI BT.....	71
Figura 3-47 – Evolução do SAIDI BT	71
Figura 3-48 – SAIFI AT por NUTS III, em 2024	72
Figura 3-49 – SAIDI AT por NUTS III, em 2024.....	73
Figura 3-50 – MAIFI AT por NUTS III, em 2024.....	74
Figura 3-51 – END MT por NUTS III, em 2024.....	75
Figura 3-52 – SAIFI MT por NUTS III, em 2024.....	76
Figura 3-53 – TIEPI MT por NUTS III, em 2024	77
Figura 3-54 – SAIDI MT por NUTS III, em 2024	78
Figura 3-55 – MAIFI MT por NUTS III, em 2024	79
Figura 3-56 – SAIDI BT por NUTS III, em 2024.....	80
Figura 3-57 – SAIFI BT por NUTS III, em 2024	81
Figura 3-58 – Número de clientes afetados por nível de tensão	82
Figura 3-59 – Número de clientes afetados por nível de tensão	83
Figura 3-60 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2024	84
Figura 3-61 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	87
Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT	89
Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT.....	89
Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT	91
Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT.....	91
Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT	93





Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT	93
Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT	95
Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT	95
Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT	97
Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT	97
Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT	99
Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT	99
Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT	101
Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT	101
Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT	103
Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT	103
Figura 3-78 – Evolução do SAIDI BT	105
Figura 3-79 – Evolução do SAIFI BT	105
Figura 3-80 – Evolução do SAIDI BT	107
Figura 3-81 – Evolução do SAIFI BT	107
Figura 4-1 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RNT.....	114
Figura 4-2 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RNT.....	115
Figura 4-3 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAA.....	119
Figura 4-4 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAA	119
Figura 4-5 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAM.....	133
Figura 4-6 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAM	133
Figura 4-7 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição	140
Figura 4-8 – Número de cavas de tensão por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)	140
Figura 4-9 – Número de sobretensões por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)	141
Figura 4-10 – Caracterização de não conformidades por ano de identificação	144
Figura 4-11 – Número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão.....	145
Figura 4-12 – Número de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares.....	146
Figura 4-13 – Concelhos com intervenções de remodelação e reconfiguração de rede na sequência das medições complementares	146





ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	18
Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2024	19
Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2024.....	19
Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2024.....	20
Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2024.....	21
Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2024.....	21
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	27
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT	30
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT	34
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	35
Quadro 3-5 – Indicadores gerais na RAA em 2024	40
Quadro 3-6 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2024	50
Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAM em 2024	52
Quadro 3-8 – Compensações na RAM, em 2024	61
Quadro 3-9 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	63
Quadro 3-10 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2024	65
Quadro 3-11 – Impacto dos incêndios nos indicadores de continuidade de serviço	82
Quadro 3-12 – Impacto da tempestade <i>Kirk</i> nos indicadores de continuidade de serviço.....	83
Quadro 3-13 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2024	85
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2024	115
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2024	116
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2024.....	120
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2024.....	120
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2024	121
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2024	121
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2024.....	122
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2024.....	122
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2024	123
Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2024	123
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2024.....	124
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2024.....	124





Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2024	125
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2024	125
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2024	126
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2024	126
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2024	127
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2024	127
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2024	128
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2024	128
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2024	134
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2024	134
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2024	135
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2024	135
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)	142
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)	143
Quadro 5-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2024	161

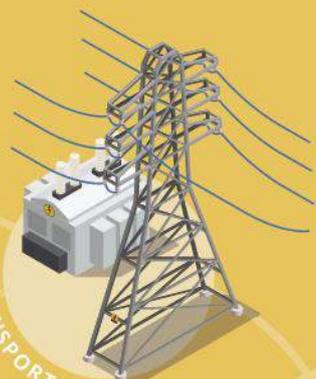




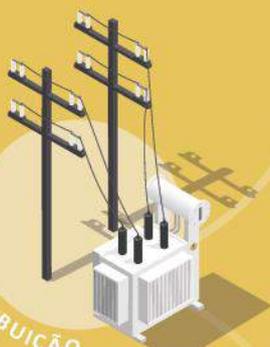
CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO



PRODUÇÃO



TRANSPORTE



DISTRIBUIÇÃO



CLIENTES

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE (RNT)

88
pontos
de entrega
(PdE)

9 661 km
de rede MAT

98,26%
Disponibilidade dos elementos da RNT

► Número médio anual de interrupções

0,01
interrupções/PdE
-87,5% face a 2023

► Duração média anual de interrupções

0,04
minutos/PdE
-99,9% face a 2023





REDES DE DISTRIBUIÇÃO

CONTINENTE

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA



9 771 km de rede AT
75 442 km de rede MT
151 709 km de rede BT

1 879 km de rede MT
3 005 km de rede BT

1 272 km de rede MT
3 350 km de rede BT



6 421 908 clientes BT

130 085 clientes BT

146 751 clientes BT



Número médio anual de interrupções sentidas pelos clientes BT

1,56

interrupções/cliente
-11,9% face a 2023

3,29

interrupções/cliente
-33,7% face a 2023

0,63

interrupções/cliente
-13,7% face a 2023



Duração média anual de interrupções sentidas pelos clientes BT

+9,7% face a 2023
95,55 minutos/cliente

-34,5% face a 2023
104,26 minutos/cliente

-14,1% face a 2023
36,92 minutos/cliente



Compensações pagas aos clientes BT

820 019 €
>100% face a 2023

56 €
-75% face a 2023

1 330 €
+1% face a 2023



SUMMARY





SUMMARY

The quality of service is a fundamental element in customers' assessment of the electricity supply service provided to them. Therefore, the Quality of Service Code (RQS) for the electricity and gas sectors provides that both companies in the electricity sector and the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) must disclose information that characterizes and assesses the quality provided and the quality perceived by customers.

This report is dedicated to continuity of supply and electrical power quality, covering network operators of all voltage levels.

CONTINUITY OF SUPPLY

NATIONAL TRANSMISSION NETWORK

In 2024, three unplanned interruptions were recorded on the National Transmission Network (RNT): one long interruption and two short interruptions. Despite the occurrence of this long interruption, individual continuity of supply standards were fully met at all delivery points.

The general continuity of supply indicators for the RNT in 2024 remained at a high-quality level and showed an improvement compared with results achieved in 2023, demonstrating the high reliability and performance of the transmission network. This performance is assessed through the relevant indicator corresponding to the combined average availability rate, which has consistently exceeded 98% over the past fourteen years.

NATIONAL DISTRIBUTION NETWORK

In 2024, the average number of long and short interruptions in the distribution networks operated by E-REDES decreased compared with 2023. However, the average duration of long interruptions increased for all three voltage levels – high voltage (HV), medium voltage (MV) and low voltage (LV) – compared to the previous year. This deterioration was mainly driven by major impact events — namely wildfires in the Northern and Central regions of mainland Portugal and Storm Kirk — which, due to their severity, affected extensive areas of the distribution networks. The scale and complexity of the infrastructures impacted required more time-consuming repair and restoration operations.





All the established general standards for continuity of service were met, both for the MV network and the LV network, in the three quality of service zones.

In 2024, there were 72 461 non-compliances of individual continuity of supply standards, corresponding to an increase of around 50% compared to the previous year. This violation of individual standards gives affected customers the right to compensation by the network operator. Total compensations paid to HV, MV and LV customers in 2024 rose to around 993 thousand euros, being double the amount paid in 2023.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the Autonomous Region of the Azores (RAA), there was an improvement in the general indicators of continuity of supply in 2024, compared to the previous year. The reduction in unplanned interruptions arising from production and networks contributed to these results.

A comparison of the general indicators with the respective standards showed that there were no non-compliances in the RAA and its islands in the three quality of service zones.

With regard to individual indicators of continuity of supply, there were three non-compliances with the established standards, corresponding to a 75% reduction compared to 2023. The amount of compensation paid by the RAA's distribution network operator (EDA) to MV and LV customers was around 1 012 euros, which is 4.5 times higher than the previous year.

AUTONOMOUS REGION OF MADEIRA

In the Autonomous Region of Madeira (RAM), there was an improvement in continuity of supply indicators in 2024, compared to the previous year. This improvement was due to the absence of significant incidents, with no major influence from atmospheric phenomena, and the absence of interruptions originating from production.

In 2024, the general standards were met. There were 136 non-compliances with individual standards related to the total duration of interruptions, more than triple recorded in 2023. As a result of these non-compliances, compensation paid to MV and LV customers amounted to around 1 847 euros, which is 40% higher than the previous year.





DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2024, all distribution network operators exclusively in low voltage, operating in mainland Portugal, complied with the general and individual continuity of supply standards.

POWER QUALITY

NATIONAL TRANSMISSION NETWORK

In 2024, the transmission system operator (REN – Rede Eléctrica Nacional) carried out power quality measurements at all delivery points supplied by RNT. Non-compliance with regulatory values for the long- and short-term flicker severity and harmonic voltage (5th, 7th and 11th harmonics) were detected. The evolution of these situations is being monitored by ERSE and no impact on customers has been identified. In relation to voltage dips, in 2024, there was a 16% increase in the number of voltage dips per monitored delivery point compared to the previous year.

NATIONAL DISTRIBUTION NETWORK

In 2024, the National Distribution Network (E-REDES – Distribuição de Eletricidade) recorded some occasional situations of non-compliance in terms of flicker, supply voltage variations, harmonic voltage distortion and voltage imbalance, which are being monitored by ERSE, in line with the previous year. With regard to voltage events, there was an increase of around 10% in the average number of voltage dips and a 27% rise in swells compared to 2023.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the RAA's distribution network (EDA – Electricidade dos Açores), non-compliance with limit values associated with the following continuous phenomena were identified: a) flicker on the islands of Corvo and Terceira; b) supply voltage variations on the islands of Pico and São Miguel. Despite this, the Azores archipelago recorded positive developments in 2024, with significant reductions in voltage events: 42% fewer average number of voltage dips and 51% fewer average number of swells compared to 2023.





AUTONOMOUS REGION OF THE MADEIRA

In the RAM's distribution network (operated by EEM – Empresa de Electricidade da Madeira), in 2024, two points monitored at LV showed non-compliance with supply voltage variations on the islands of Madeira and Porto Santo. In relation to voltage events, the trends were divergent: an increase of around 16% in the average number of voltage dips compared to 2023 and a reduction of approximately 13% in the average number of swells, recorded exclusively on the island of Madeira.

DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2024, five distribution networks operators exclusively in LV submitted information on the monitoring of power quality at their transformer substations, with no non-compliances identified relative to the regulatory limits.



SUMÁRIO





SÍNTESE

A qualidade de serviço é um elemento fundamental na avaliação feita pelos clientes ao serviço de fornecimento de energia elétrica que lhes é prestado. Por esta razão, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás prevê que, tanto as empresas do setor elétrico como a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) devem divulgar informação que caracterize e avalie a qualidade prestada e a qualidade percecionada pelos clientes.

Este relatório dedica-se aos temas da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica, abrangendo operadores de redes de todos os níveis de tensão.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2024, ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) três interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica (uma interrupção longa e duas interrupções breves). Apesar da ocorrência desta interrupção de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT, relativos a 2024, mantiveram-se em níveis de qualidade elevada e evidenciaram uma melhoria face aos resultados registados em 2023, refletindo a elevada fiabilidade e desempenho desta rede. Este desempenho é sustentado pelo indicador da disponibilidade dos elementos da RNT, o qual, de forma sistemática, se tem mantido acima de 98% ao longo dos últimos catorze anos.

REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2024, registou-se uma redução do número médio de interrupções de fornecimento longas e breves nas redes de distribuição operadas pela E-REDES, em comparação com 2023. No entanto, a duração média das interrupções longas aumentou nos três níveis de tensão – alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT) – face aos resultados verificados no ano anterior. Para o agravamento da duração média das interrupções longas contribuíram, especialmente, os eventos excecionais de grande impacto (incêndios nas regiões Norte e Centro e a tempestade *Kirk*) que, pela sua severidade, afetaram vastas áreas das redes de





distribuição. A dimensão e a complexidade das infraestruturas atingidas implicaram operações de reparação e reposição mais demoradas.

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede de MT quer para a rede de BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

Em 2024, registaram-se 72 461 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço, correspondendo a um aumento de cerca de 50% face ao ano anterior. Esta violação dos padrões individuais dá aos clientes afetados o direito a compensação. O total das compensações pagas aos clientes AT, MT e BT foi cerca de 993 mil euros, o que representa o dobro do montante pago no ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2024 uma melhoria nos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a inexistência de incumprimentos na RAA e respetivas ilhas nas três zonas de qualidade de serviço.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, foram registados três incumprimentos dos padrões estabelecidos, correspondendo a uma redução de 75% face a 2023. Relativamente às compensações pagas pela EDA aos clientes MT e BT, o montante total foi cerca de 1 012 euros, valor 4,5 vezes superior ao registado no ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2024 uma melhoria nos valores dos indicadores de continuidade de serviço, face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a ausência de incidentes significativos, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, e a ausência das interrupções com origem na produção.

Em 2024, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais de continuidade de serviço. Nesse ano, ocorreram 136 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções, valor que representa mais do triplo do valor registado em 2023. Em consequência destes





incumprimentos, as compensações pagas a clientes MT e BT ascenderam a cerca de 1 847 euros, montante 40% superior ao registado no ano anterior.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2024, todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão que operam em Portugal continental, cumpriram os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2024, a REN – Rede Eléctrica Nacional realizou medições de qualidade de energia eléctrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT. Foram detetados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.ª e 7.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE e não foram identificados impactos em clientes. Relativamente às cavas de tensão, verificou-se em 2024 um aumento de 16% no número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, face ao ano anterior.

REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

Na rede eléctrica da E-REDES verificaram-se, em 2024, algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, valor eficaz de tensão, da distorção harmónica de tensão e do desequilíbrio de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, em linha com o ano anterior. No que respeita aos eventos de tensão, registou-se um aumento de cerca de 10% no número médio das cavas de tensão e uma subida de 27% nas sobretensões, face a 2023.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na rede eléctrica da EDA, foram identificados incumprimentos dos valores limite associados aos seguintes fenómenos contínuos: a) tremulação na ilha do Corvo e na ilha Terceira; b) valor eficaz de tensão na ilha do Pico e na ilha de São Miguel. Apesar disso, o arquipélago dos Açores registou uma evolução positiva em





2024, com quebras significativas nos eventos de tensão: menos 42% do número médio de cavas de tensão e menos 51% do número médio de sobretensões, comparativamente a 2023.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede elétrica da EEM, em 2024, dois pontos monitorizados em BT apresentaram incumprimentos relativamente ao valor eficaz da tensão, nas ilhas da Madeira e do Porto Santo. Relativamente aos eventos de tensão, as tendências foram divergentes: aumento de cerca de 16% no número médio de cavas de tensão face a 2023 e redução de aproximadamente 13% no número médio das sobretensões, registadas exclusivamente na ilha da Madeira.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2024, cinco operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia elétrica dos seus postos de transformação, não sendo identificadas inconformidades em relação aos limites estabelecidos regulamentarmente.





1 INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço percebida pelos clientes depende de duas componentes do serviço, sendo habitual distinguir-se a componente comercial e a componente técnica.

A vertente comercial da qualidade de serviço relaciona-se essencialmente com a qualidade do relacionamento comercial com o cliente, abrangendo aspetos de comunicação, de leitura de contadores, de faturação e de prestação de serviços. Na maioria das situações depende do desempenho do comercializador, embora para alguns serviços dependa também do desempenho do operador de rede.

A vertente técnica da qualidade de serviço abarca questões como a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento, bem como a qualidade da energia elétrica. A qualidade de serviço técnica é influenciada pelos vários agentes da cadeia de valor do sistema elétrico de energia, nomeadamente os centros eletroprodutores, os operadores das redes e os clientes, e por efeitos externos que impactam as instalações de produção e as infraestruturas de distribuição, em que se incluem os eventos climatéricos extremos. No presente relatório, a qualidade de serviço técnica é avaliada em função da qualidade percebida pelos clientes e pelo desempenho dos vários operadores de redes.

O relatório concretiza a obrigação da ERSE, prevista no RQS vigente, de divulgar anualmente a caracterização e avaliação global da qualidade de serviço, na sua vertente técnica. Toda a informação de base utilizada, bem como a informação histórica, encontra-se publicada pela ERSE num [portal interativo](#), permitindo análises complementares ou mais aprofundadas da informação apresentada neste relatório.

Importa referir que o relatório se enquadra no trabalho de acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano, destacando-se as seguintes atividades:

- ⚡ reuniões regulares com as empresas,
- ⚡ análise da informação disponibilizada pelas empresas,
- ⚡ análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas,
- ⚡ realização, sempre que considerado necessário, de ações de inspeção e auditorias sobre qualidade de serviço às empresas.

O relatório encontra-se estruturado por temas, apresentando-se um enquadramento de cada tema, uma caracterização da situação atual. Finalmente, sistematizam-se as principais conclusões e recomendações referentes a cada tema.

A informação apresentada neste relatório foi prestada à ERSE pelos operadores de redes.



2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA





2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

A cadeia de valor do setor elétrico integra as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, bem como o consumo de energia elétrica.

Em Portugal continental, na sequência do processo de liberalização, procedeu-se à separação destas atividades. Na produção e na comercialização foi permitida a entrada de novos agentes, introduzindo concorrência no setor, com o objetivo de aumentar a eficiência das empresas e de gerar benefícios para os consumidores. As redes de transporte e distribuição são monopólios naturais, tendo sido concessionadas a empresas que se dedicam em exclusivo a estas atividades. A atividade de comercialização de energia elétrica foi juridicamente separada da atividade de distribuição (com exceção de empresas com menos de 100 mil clientes, onde ambas as atividades podem coexistir na mesma entidade jurídica). Está também consagrada a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os vulneráveis.

No caso dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, as atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso são desempenhadas pela mesma empresa, em cada região, não havendo obrigação de separação jurídica entre atividades. Estas mesmas empresas detêm ainda a maior quota na produção.

O Quadro 2-1 apresenta as entidades do setor elétrico que operam em Portugal, bem como as atividades por si exercidas.

PRODUÇÃO

A energia elétrica é produzida em centrais electroprodutoras, que podem ser térmicas (gás natural ou resíduos), hídricas ou utilizando outros recursos renováveis (por exemplo, vento e sol). Atualmente para abastecer os consumidores de Portugal continental, as centrais de produção de energia elétrica nacionais concorrem em regime de mercado ao nível ibérico.





Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso

Sistema elétrico	Entidade	Nome abreviado	Funções
Portugal continental	A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR
	A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR
	Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR
	CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR
	Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	C. E. S. Simão de Novais	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	C. E. de Vilarinho	ORD, CUR
	Cooprорiz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooprорiz	ORD, CUR
	E-Redes - Distribuição de Eletricidade	E-Redes	ORD
	Junta de Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT
	SU Eletricidade	SU Eletricidade	CUR
RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA	PR, ORT, ORD, CUR
RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PR, ORT, ORD, CUR

PR – Produtor; ORD – Operador das redes de distribuição; ORT – Operador da rede de transporte; CUR – Comercializador de último recurso

REDES DE TRANSPORTE

A rede de transporte garante o escoamento da energia elétrica desde os centros eletroprodutores até às subestações transformadoras, nas quais é feita a ligação, quer diretamente a clientes em muito alta tensão (MAT), quer à Rede Nacional de Transporte (RNT) e à Rede Nacional de Distribuição (RND). A rede de transporte garante ainda as condições de segurança necessárias à receção de energia ligada às redes de distribuição.

A rede de transporte estabelece a ligação com a restante rede europeia de transporte através de dez interligações.

Já no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, o sistema elétrico de cada ilha funciona de forma isolada.

Em Portugal continental, a rede de transporte é constituída por linhas nos níveis de tensão de 400 kV, 220 kV e 150 kV, sendo a sua grande maioria linhas aéreas. Incluem-se ainda na rede de transporte instalações não lineares, tais como as subestações.





O Quadro 2-2 apresenta uma caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte no final de 2024.

Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2024

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	3 242
220	3 886
150	2 533
Total	9 661
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	15 370
MAT/AT	25 359
Total	40 729
Pontos de entrega	
88	

Nas regiões autónomas, as redes de transporte são constituídas por linhas aéreas e subterrâneas com níveis de tensão de 60 e 30 kV. Na RAA só existe rede de transporte em três das nove ilhas.

O Quadro 2-3 apresenta uma caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2024.

Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2024

Região Autónoma	Ilha	Linhas (km)		Subestações		N.º de pontos de entrega
		Nível de tensão (kV)		Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)	
		60	30			
Açores	São Miguel	102	-	AT/MT	232	11
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	80	MT/MT	84	6
	Pico	-	51	MT/MT	15	3
Madeira	Madeira	103	305	AT/MT	385	41
				MT/MT	215	
	Porto Santo	-	20	MT/MT	20	4





REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos de alta tensão (60 kV), de média tensão (30 kV, 15 kV e 10 kV) e de baixa tensão (400/230 V). Estas redes englobam ainda redes de pequena dimensão a 132 kV, na zona norte de Portugal continental, e a 6 kV, na zona sul.

Além das linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação (PT) e equipamentos acessórios ligados à sua exploração.

Em Portugal continental, para além da E-REDES, existem outros 10 operadores das redes de distribuição de energia elétrica, que atuam exclusivamente em BT, conforme apresentado no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2024

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
E-REDES	AT	9 174	597	-	353
	MT	59 878	15 564	-	27 351
	BT	115 926	34 998	71 713	6 388 442
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 350
A Celer	BT	83	28	48	4 611
A Lord	BT	136	21	43	4 716
C. E. de Loureiro	BT	76	19	21	2 228
C. E. S. Simão de Novais	BT	78	7	32	3 481
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 639
CEVE	BT	286	51	95	9 969
CooprORIZ	BT	n.d.	n.d.	24	1 944
A. E. Moreira de Cónegos	BT	n.d.	n.d.	17	2 090
J. F. de Cortes do Meio	BT	n.d.	n.d.	4	438
Total	AT	9 174	597	-	353
	MT	59 878	15 564	-	27 351
	BT	116 585	35 124	72 037	6 421 908

n.d. – informação não disponível





O Quadro 2-5 e o [Quadro 2-6](#) apresentam uma caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente, em 2024.

Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2024

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	66	25	-	25
	BT	141	23	70	3 933
São Miguel	MT	437	319	-	550
	BT	827	394	571	66 906
Terceira	MT	267	93	-	209
	BT	559	88	303	28 481
Graciosa	MT	56	10	-	20
	BT	92	8	54	3 295
São Jorge	MT	154	13	-	21
	BT	185	19	83	6 046
Pico	MT	158	38	-	41
	BT	311	36	144	10 278
Faial	MT	98	54	-	48
	BT	203	41	94	8 353
Flores	MT	74	13	-	19
	BT	61	12	34	2 507
Corvo	MT	-	4	-	1
	BT	-	5	2	286
Total	MT	1 310	569	-	934
	BT	2 379	626	1 355	130 085

Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2024

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Madeira	MT	401	796	-	-
	BT	2 495	723	1 695	141 830
Porto Santo	MT	13	61	-	-
	BT	43	89	93	4 921
Total	MT	414	858	-	-
	BT	2 538	812	1 788	146 751



3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO





3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A continuidade de serviço consiste na caracterização e avaliação das situações em que se verifica a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, que resulte da ocorrência de incidentes ou de intervenções realizadas pelos respectivos operadores de rede nos diferentes níveis de tensão. Os pontos de entrega considerados num determinado nível de tensão correspondem a ligações aos clientes ou a ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição ou da rede de distribuição em MT às redes de distribuição em BT. Para efeitos de caracterização e avaliação da continuidade de serviço estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto.

Para além dos padrões relativos à continuidade de serviço, que estabelecem um nível mínimo, o RQS prevê um incentivo para melhoria da continuidade de serviço. Uma vez que a qualidade de serviço sentida nas redes de BT depende significativamente da qualidade de serviço das redes a montante, designadamente de MT, o referido incentivo foca-se na MT. Com o objetivo de diminuir as assimetrias existentes entre os vários clientes, para além da componente relativa ao valor médio da duração acumulada de interrupções nos pontos de entrega de MT, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O RQS dá ainda resposta a algumas das preocupações dos clientes industriais. Neste sentido, para além da caracterização da continuidade de serviço avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a três minutos), acompanha-se também o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a um segundo e inferior ou igual a três minutos).

O RQS avalia a continuidade de serviço das redes de acordo com o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes considera todas as interrupções (interrupções previstas¹ e acidentais²) que os afetem, independentemente da origem das mesmas, desde que a responsabilidade pela interrupção não seja imputável ao próprio cliente. Todavia, é reconhecido que existem ocorrências para as quais não é razoável dimensionar as infraestruturas ou não é possível evitar, pelo menos na totalidade, as suas consequências. Assim, o RQS estabelece o conceito de evento excecional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

¹ Interrupções previstas são aquelas em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no Regulamento de Relações Comerciais.

² Interrupções acidentais são as restantes interrupções.





Um evento só pode ser considerado como excepcional se cumprir cumulativamente as seguintes características: i) baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; ii) provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; iii) não seja razoável, em termos económicos, que os operadores das redes, agregadores ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências; iv) o evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes, agregadores ou aos comercializadores.

Um evento só é classificado como evento excepcional se, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores, a ERSE o aprovar como tal. No processo de aprovação, a ERSE tem em conta os pareceres das entidades administrativas DGEG, DREn da RAA e DRE da RAM.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço gerais referem-se à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica. Os indicadores individuais respeitam à continuidade de serviço percebida individualmente por cada ponto de entrega (cliente ou outra rede).

O RQS estabelece os seguintes indicadores gerais de continuidade de serviço:

- ⚡ Energia Não Fornecida (ENF): valor estimado de energia não fornecida nos pontos de entrega da rede de transporte devido a interrupções de fornecimento imputáveis à RNT. A estimativa é baseada na potência interrompida e na duração dessa interrupção,
- ⚡ Tempo de Interrupção Equivalente (TIE): representa o tempo de interrupção da potência média que seria expectável fornecer caso não se tivesse verificado qualquer interrupção,
- ⚡ Energia Não Distribuída (END): valor estimado de energia não distribuída nos pontos de entrega devido a interrupções longas de fornecimento,
- ⚡ Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI): representa o tempo de interrupção equivalente das interrupções longas, ponderado pela potência instalada dos pontos de entrega interrompidos,
- ⚡ Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema (MAIFI): representa o número médio de interrupções breves verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema (SAIFI): representa o número médio de interrupções longas verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Duração Média das Interrupções Longas do Sistema (SAIDI): representa a duração média das interrupções longas verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Tempo Médio de Reposição do Serviço (SARI): representa o tempo médio de reposição de serviço após a ocorrência de interrupções de serviço longas.





No Quadro 3-1 sistematiza-se a aplicação a cada rede dos indicadores acima referidos.

Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço

Indicador geral	Aplicação			
	Transporte	Distribuição		
		AT	MT	BT
ENF	✓			
TIE	✓			
END			✓	
TIEPI			✓	
SAIFI	✓	✓	✓	✓
MAIFI	✓	✓	✓	
SAIDI	✓	✓	✓	✓
SARI	✓			

Os indicadores individuais que caracterizam e avaliam a continuidade de serviço em cada um dos pontos de entrega são os seguintes:

- ⚡ frequência das interrupções: número de interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano,
- ⚡ duração total das interrupções: duração das interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano.

Aos indicadores gerais e individuais estão associados padrões, isto é, níveis mínimos de qualidade de serviço. Na verificação do cumprimento dos padrões são consideradas apenas as interrupções acidentais longas, excluindo as interrupções causadas por eventos excepcionais, conforme já referido.

O incumprimento dos padrões gerais obriga ao desenvolvimento de um plano de melhoria da qualidade de serviço por parte dos operadores das redes, no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento nas respetivas redes.

Entendendo-se que os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 euros não há lugar a pagamento ao cliente e o operador deve devolver o respetivo montante à tarifa, por dedução nas tarifas de acesso às redes.





3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN

A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT) está concessionada à REN – Rede Eléctrica Nacional, S. A. (REN).

Analisa-se, em seguida, o desempenho da rede de transporte em Portugal continental em termos de continuidade de serviço, o qual é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI e da verificação do cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

A avaliação do desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço, para além das interrupções longas (duração superior a três minutos), considera também as interrupções breves (duração entre um segundo e três minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI.

Os padrões individuais anuais de continuidade de serviço estabelecidos para a rede de transporte e de aplicação aos pontos de entrega a clientes em MAT são:

- ⚡ 3 interrupções para o número de interrupções longas por ano,
- ⚡ 45 minutos para a duração total das interrupções longas por ano.

3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO

Em 2024, a RNT integrava um total de 88 pontos de entrega, dos quais 67 correspondentes a subestações ligadas à rede de distribuição e 21 a instalações de consumidores diretamente alimentados em MAT. Nesse ano, ocorreu uma interrupção de fornecimento longa (uma interrupção acidental) e duas interrupções de fornecimento breves (duas interrupções acidentais), afetando no total três pontos de entrega. Em comparação, no ano 2023, foram contabilizadas sete interrupções de fornecimento longas e quatro interrupções de fornecimento breves.

O [Quadro 3-2](#) apresenta o número e a duração das interrupções acidentais verificadas em 2024 por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF_1 .

A ENF_1 corresponde à estimativa da energia não fornecida aos pontos de entrega desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte do operador da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a resolução de uma interrupção num ponto de entrega da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário considerar um tempo adicional para que a reposição do





fornecimento da rede de distribuição aos seus clientes seja efetiva. Este tempo de reposição e a respetiva energia não fornecida (ENF₂) são indiretamente imputáveis à rede e transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.

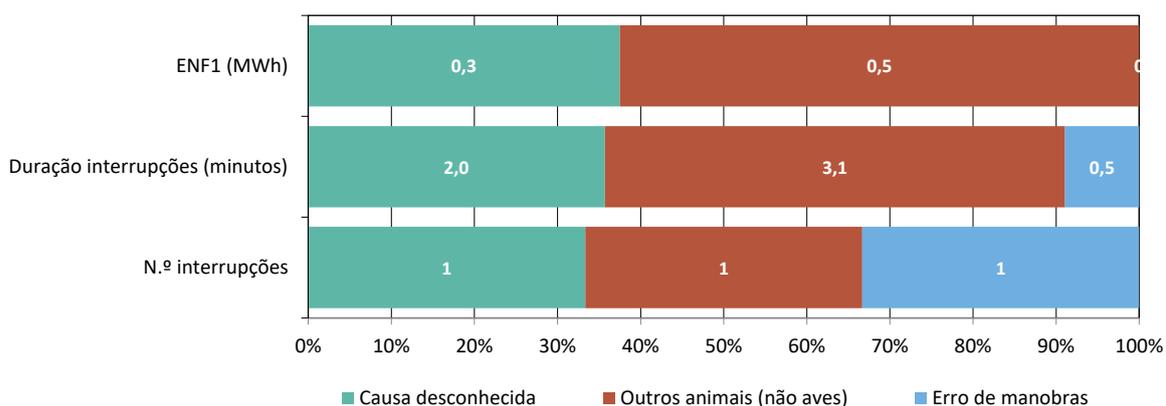
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total
Subestação de Tábua	60	1	0	1	2,00	0,00	2,00	0,30	0,00	0,30
Subestação de Estremoz	60	0	1	1	0,00	3,10	3,10	0,00	0,50	0,50
Subestação de Divor	60	1	0	1	0,50	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00
Total		2	1	3	2,50	3,10	5,60	0,30	0,50	0,80
Total (%)		66,7	33,3	100,0	44,6	55,4	100,0	37,5	62,5	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções longas com origem nesta rede (ENF₁) foi de 0,50 MWh em 2024.

Na [Figura 3-1](#) apresentam-se as causas de todas as interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2024, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF₁.

Figura 3-1 – Causas das interrupções acidentais na RNT



Em 2024, registou-se na RNT uma interrupção longa, com duração superior a três minutos, na subestação de Estremoz, ocorrida no dia 2 de agosto de 2024, causada pela presença de um animal que provocou o disparo do painel do transformador. Esta interrupção representou a causa com maior impacto na ENF₁.

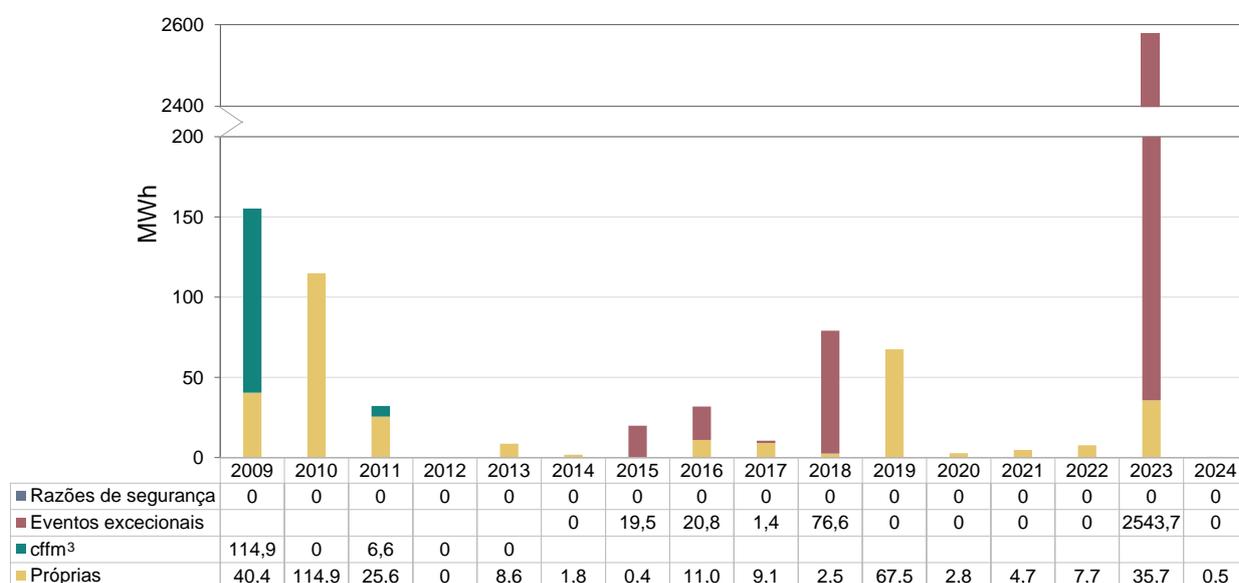




3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, a Figura 3-2 à Figura 3-7 apresentam a evolução, entre os anos 2009 e 2024, dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas. Adicionalmente, é apresentada a evolução do indicador geral de continuidade de serviço MAIFI para as interrupções breves entre os anos 2014 e 2024.

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT ³



³ A partir de 2014, os casos fortuitos ou de força maior (cfm) que não sejam classificados como eventos excepcionais estão incluídos noutras causas de interrupções (próprias).

Interrupções por razões de segurança são devidas a situações para as quais a continuidade de fornecimento ponha em causa a segurança de pessoas e bens, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Interrupções por causas próprias são consideradas como imputáveis ao operador da rede de transporte e, que por sua vez, poderão ser classificadas como devidas a: fenómenos atmosféricos, ações naturais, origem interna.





Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT

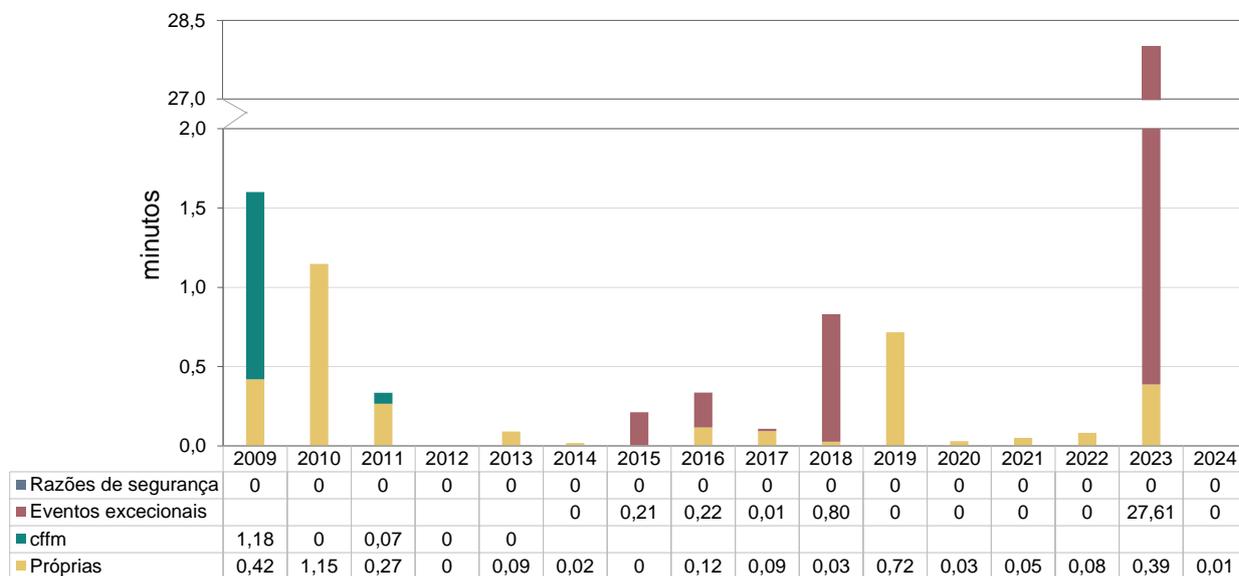


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

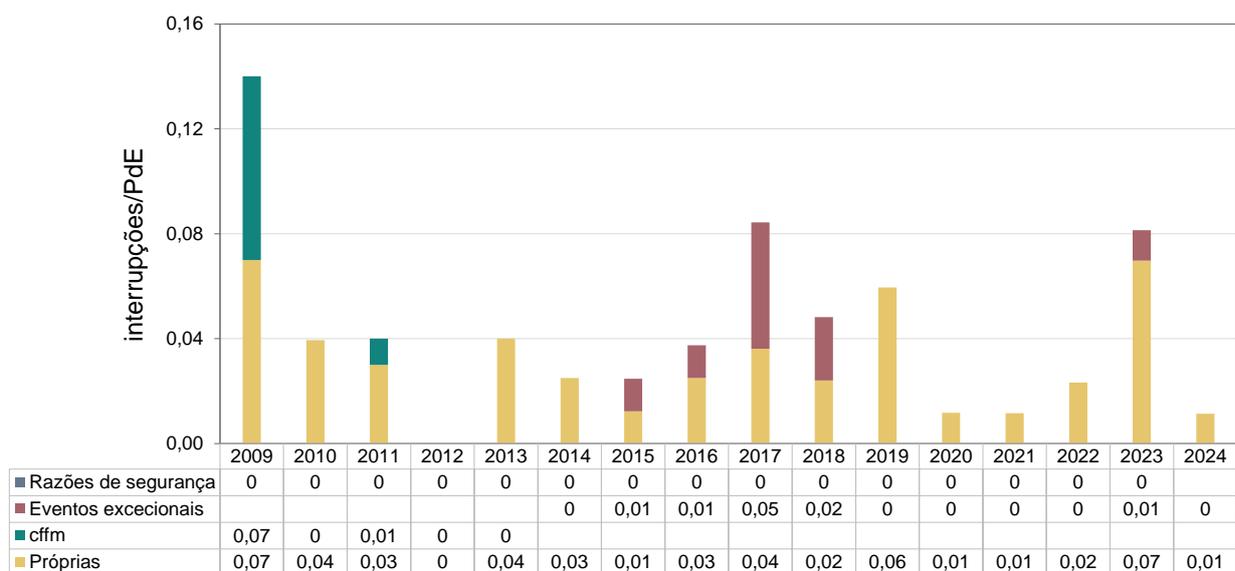




Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

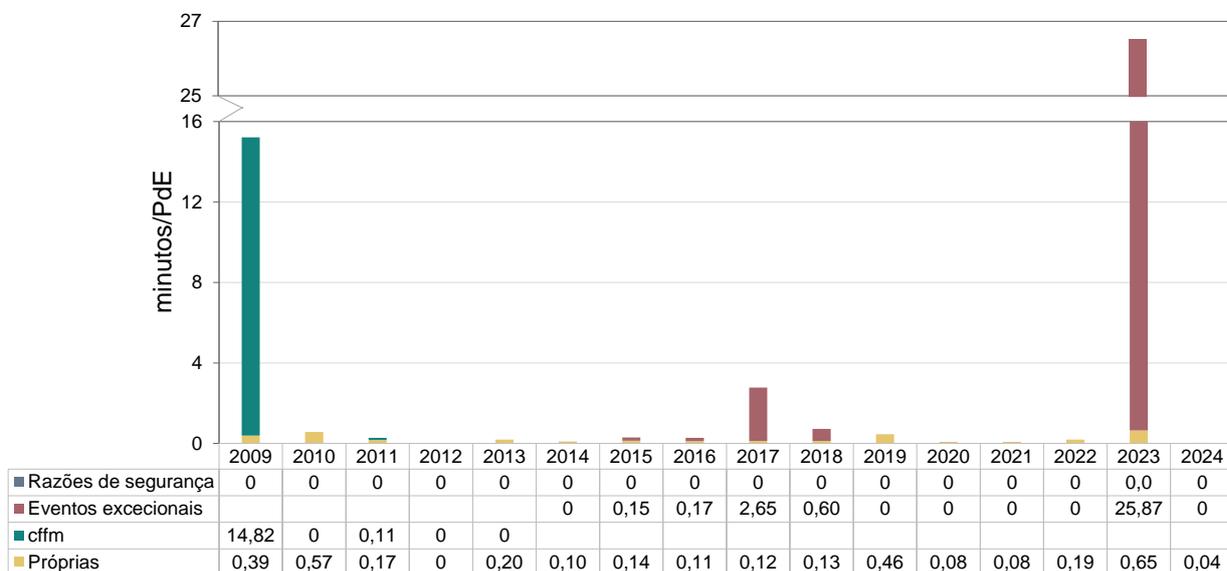


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

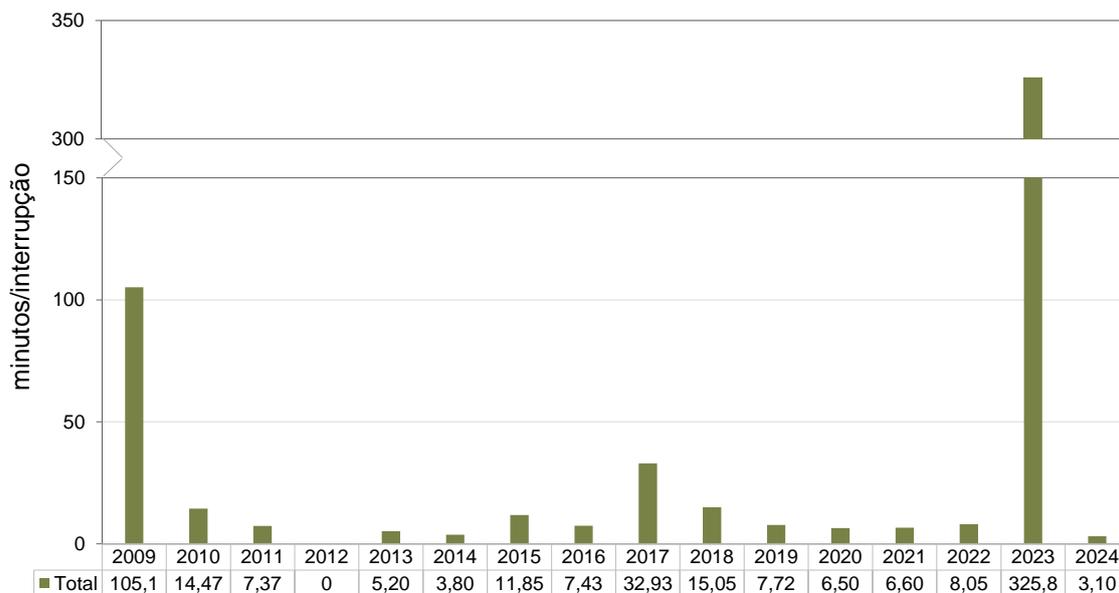




Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT mostra que, 2024, apresentou uma diminuição dos valores dos indicadores, quando comparado com os valores registados nos últimos anos. O reduzido número de interrupções que se tem registado nos pontos de entrega da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

No Quadro 3-3 apresentam-se os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2024, desagregados de acordo com o tipo de interrupção, bem como a respetiva variação percentual face a 2023.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT

Indicador geral	Previstas ⁴	Acidentais		Total ano 2024	Total ano 2023	Variação percentual
		Não excepcionais	Eventos Excepcionais			
ENF ₁ (MWh)	0	0,50	0	0,50	2 579,41	▼ 99,98%
TIE (minutos)	0	0,01	0	0,01	28,00	▼ 99,96%
SAIFI (interrupções/PdE)	0	0,01	0	0,01	0,08	▼ 87,50%
SAIDI (minutos/PdE)	0	0,04	0	0,04	26,52	▼ 99,85%
SARI (minutos/interrupção)	0	3,10	0	3,10	325,85	▼ 99,05%
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0,02	0	0,02	0,05	▼ 60,00%

⁴ As interrupções previstas por facto imputável ao cliente ou por acordo com o cliente não são consideradas no cálculo dos indicadores gerais de continuidade e serviço.





A empresa concessionária da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha. No **Quadro 3-4** apresenta-se essa informação relativa ao ano de 2024.

Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT

Ano	Número de defeitos global por 100 km de linha
2021	1,60
2022	1,15
2023	1,85
2024	1,80

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha, registado a nível global na RNT em 2024, verificou uma redução de 2,7%, em comparação com 2023.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2024, se ter registado uma interrupção de longa duração num ponto de entrega, os padrões individuais foram cumpridos. Não se registam incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da RNT desde 2004.

3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2024, a ERSE não recebeu do operador da RNT nenhum pedido de classificação de incidente como evento excepcional.

3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

A disponibilidade dos elementos de rede da RNT tem influência na continuidade de serviço verificada na rede de transporte de eletricidade.

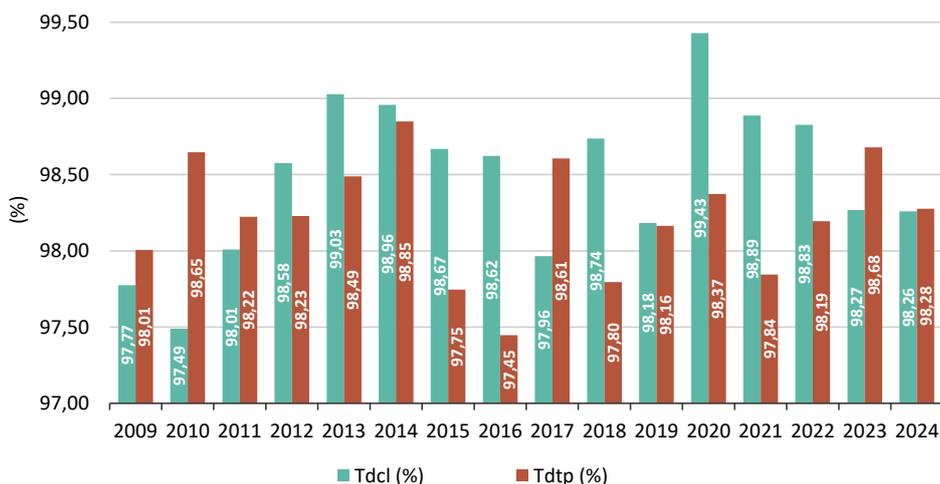
A disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação entre a taxa de disponibilidade média dos circuitos de linhas (Tdcl) e a taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência (Tdtp).





A evolução anual das taxas Tdcl e Tdtp é apresentada na **Figura 3-8**, permitindo aferir o desempenho técnico dos principais ativos da RNT.

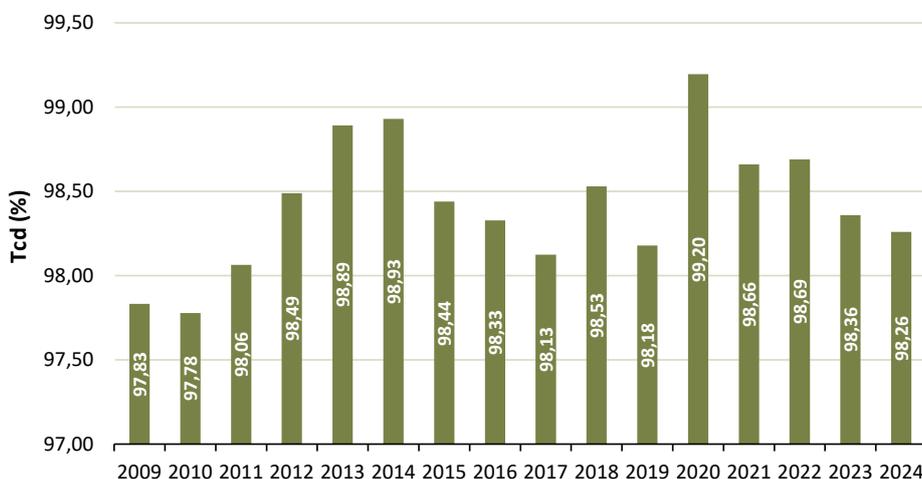
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT



Para o cálculo da Tcd, a ERSE estabeleceu um fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência (α) de 0,78. O valor de referência para este indicador encontra-se fixado em 97,5%, para o período regulatório 2022-2025, no âmbito do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

Na **Figura 3-9** é apresentada a evolução da Tcd dos elementos da RNT entre os anos 2009 e 2024. Em 2024, este indicador atingiu o valor de 98,26%, valor ligeiramente inferior ao verificado em 2023 (98,36%).

Figura 3-9 – Evolução da taxa combinada de disponibilidade





3.1.6 CONCLUSÕES

Em 2024, ocorreu na RNT uma interrupção acidental de fornecimento longa e duas interrupções acidentais de fornecimentos breves.

Apesar da ocorrência desta interrupção de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

A evolução dos indicadores gerais continuidade de serviço da RNT mostra que, em 2024, se registou uma redução dos respetivos valores face aos anos anteriores, evidenciando um elevado nível de fiabilidade da rede.





3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

O RQS estabelece indicadores gerais e individuais para as redes de distribuição das nove ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados.

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação), como é o caso das ilhas da Região Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percebida pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

Os padrões para os indicadores gerais e individuais de média tensão (MT) e de baixa tensão (BT) estão estabelecidos por zona de qualidade de serviço. De acordo com o RQS, as zonas delimitadas geograficamente têm a seguinte classificação:

- ⚡ Zona A: Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo, Horta 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: os restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

A caracterização da continuidade de serviço, percebida pelos clientes da EDA, inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço em 2024 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percebida pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.2.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores gerais, que se apresentam no [Quadro 3-5](#), são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.





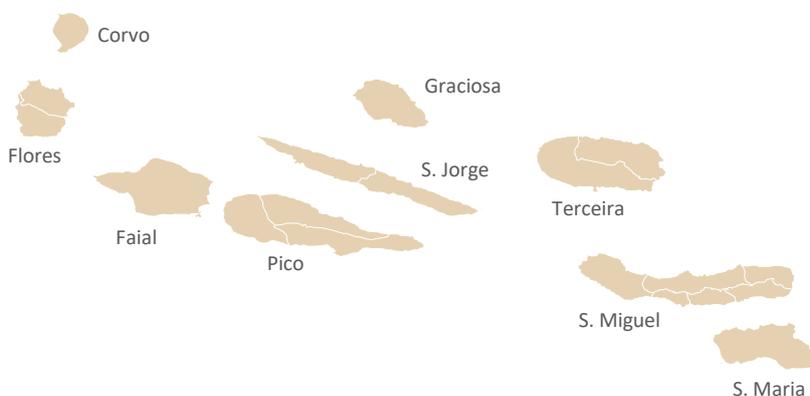
Quadro 3-5 – Indicadores gerais na RAA em 2024

Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total ano 2024	Total ano 2023	Variação percentual
		Não Excepcionais	Excepcionais			
END (MWh)	26,27	46,38	15,14	87,79	159,49	▼ 44,96%
TIEPI (min)	16,08	28,38	9,26	53,72	100,31	▼ 46,45%
SAIFI MT (int./PdE)	0,41	2,01	0,43	2,85	4,09	▼ 30,32%
SAIDI MT (min/PdE)	34,67	46,96	16,46	98,12	136,34	▼ 28,03%
MAIFI MT (int./PdE)	0,96	1,64	0,06	2,66	2,99	▼ 11,04%
SAIFI BT (int./cliente)	0,49	2,30	0,50	3,29	4,96	▼ 33,67%
SAIDI BT (min/cliente)	30,97	53,18	20,11	104,26	159,24	▼ 34,53%

Globalmente, os resultados verificados em 2024 refletem uma melhoria da continuidade de serviço na RAA, com evoluções favoráveis em todos os indicadores analisados, face aos valores registados no ano anterior.

A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDA, as interrupções acidentais têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções previstas representa, em média, cerca de 49% do valor registado das interrupções acidentais. Quanto ao número de interrupções, o impacto das interrupções previstas é significativamente menor: o indicador SAIFI das interrupções previstas corresponde, em média, a 17% do valor das interrupções acidentais. Estes resultados evidenciam que, embora as interrupções previstas contribuam de forma relevante para a duração das interrupções, o seu efeito sobre o número de interrupções é limitado.

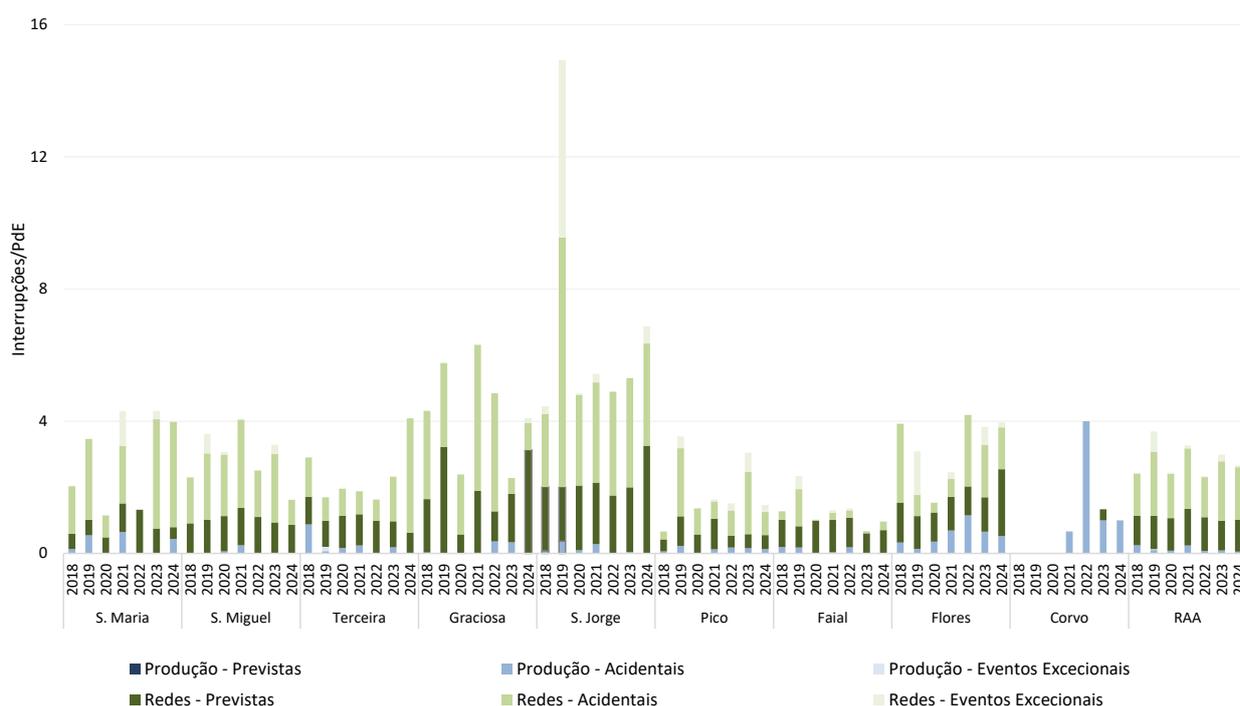
Figura 3-10 – Região Autónoma dos Açores





Em seguida apresenta-se a evolução do indicador MAIFI referente a interrupções breves para os pontos de entrega em MT, para o período 2018-2024, e ainda o desempenho dos indicadores gerais END MT, TIEPI MT, SAIFI MT e SAIDI MT relativos a interrupções longas. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado nas [Figura 3-11](#) a [Figura 3-17](#).

Figura 3-11 – Evolução do MAIFI MT na RAA



Em 2024, verificou-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuirão em 62% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribuiu com 2% para total de interrupções. Na análise do indicador em cada ilha, verificou-se que, com exceção das ilhas Santa Maria, São Miguel, Pico e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de aumento do número de interrupções breves.





Figura 3-12 – Evolução da END MT na RAA

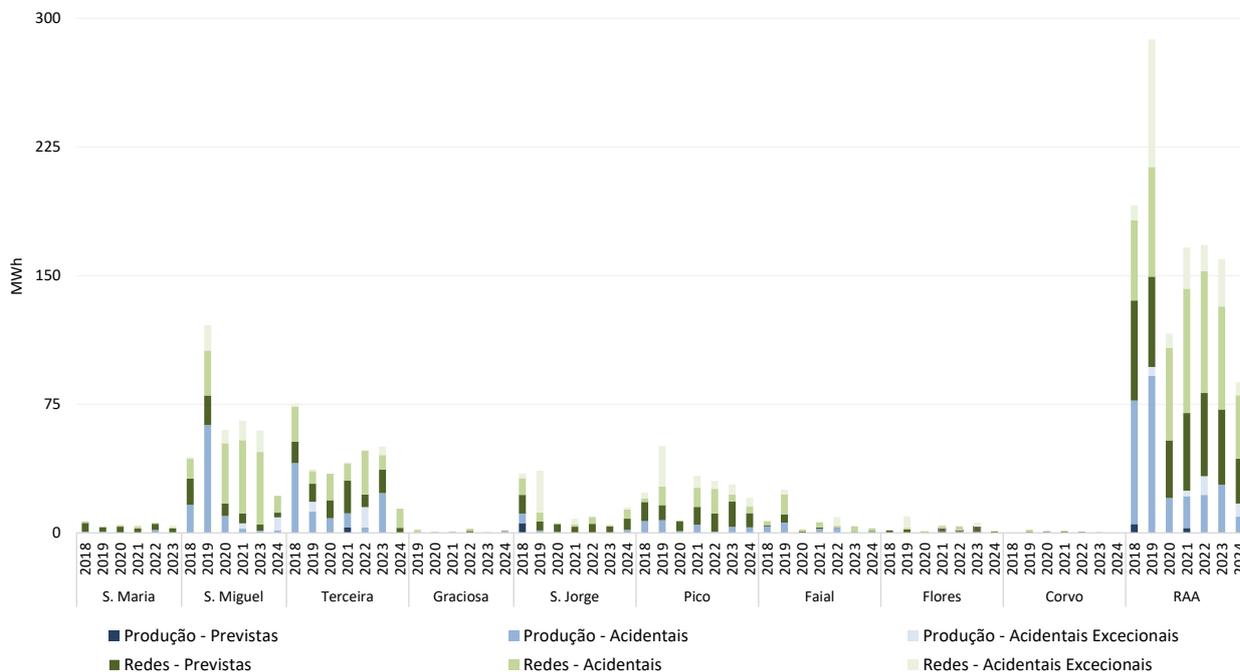


Figura 3-13 – Evolução do TIEPI MT na RAA

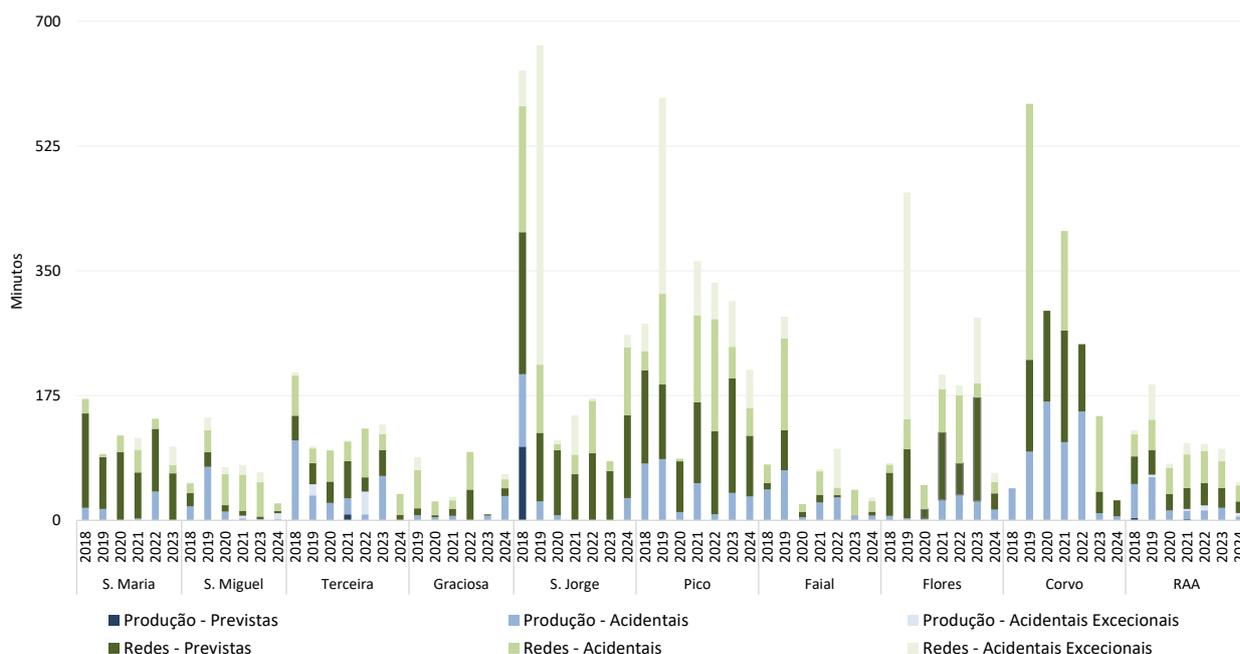




Figura 3-14 – Evolução do SAIFI MT na RAA

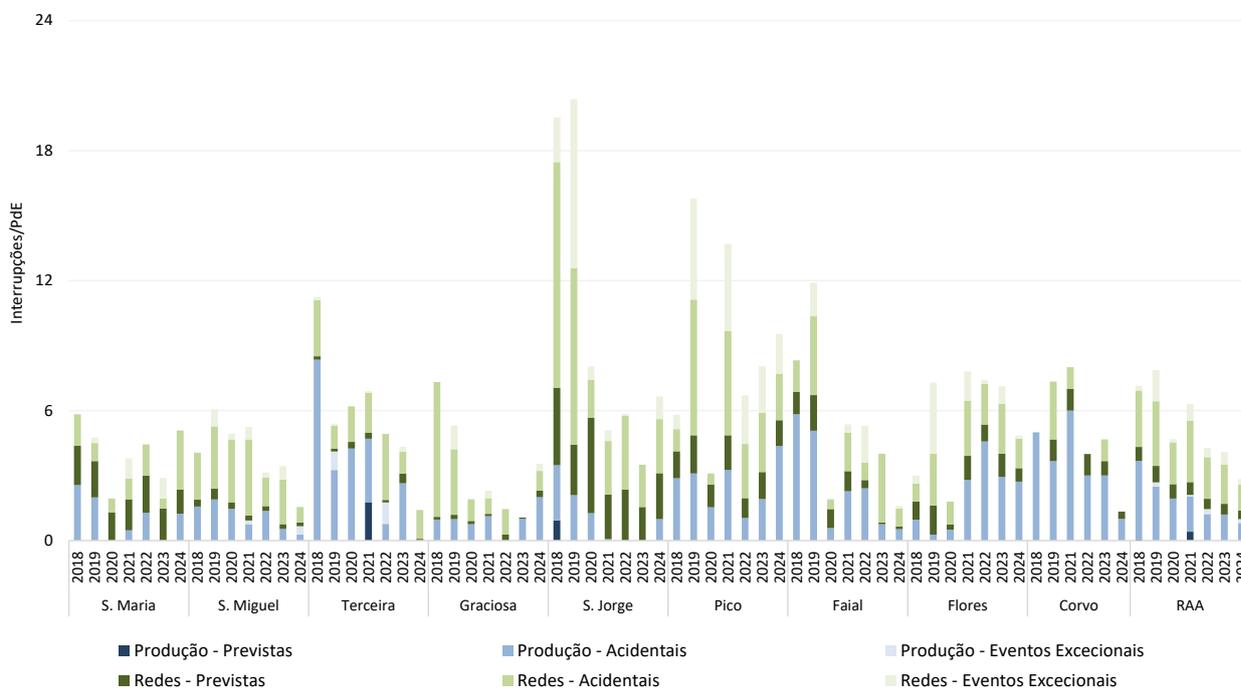
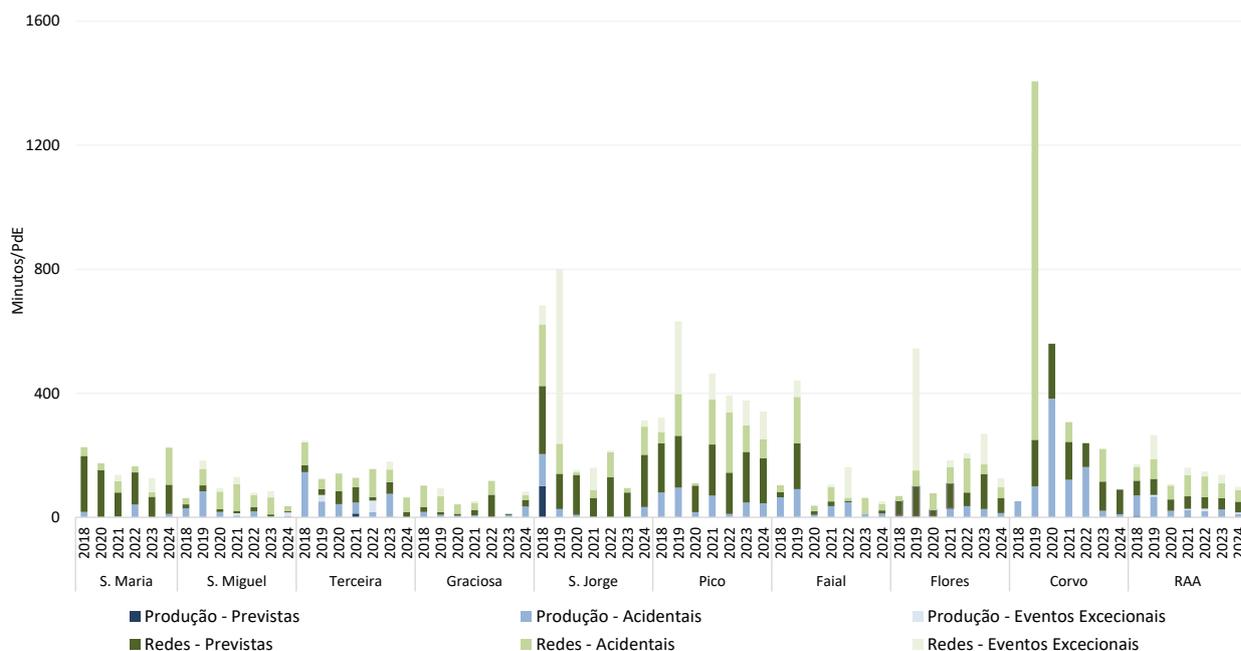


Figura 3-15 – Evolução do SAIDI MT na RAA





No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos pontos de entrega em MT, a nível da RAA, verifica-se que os valores registados são ligeiramente inferiores aos dos valores registados em 2023. Refira-se que a ilha de Santa Maria e a ilha de São Jorge apresentaram uma degradação do indicador SAIDI MT devido especialmente ao aumento da ocorrência de interrupções com origem nas redes.

Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os clientes em BT, para o período 2018-2024. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado na [Figura 3-16](#) e na [Figura 3-17](#).

Figura 3-16 – Evolução do SAIFI BT na RAA

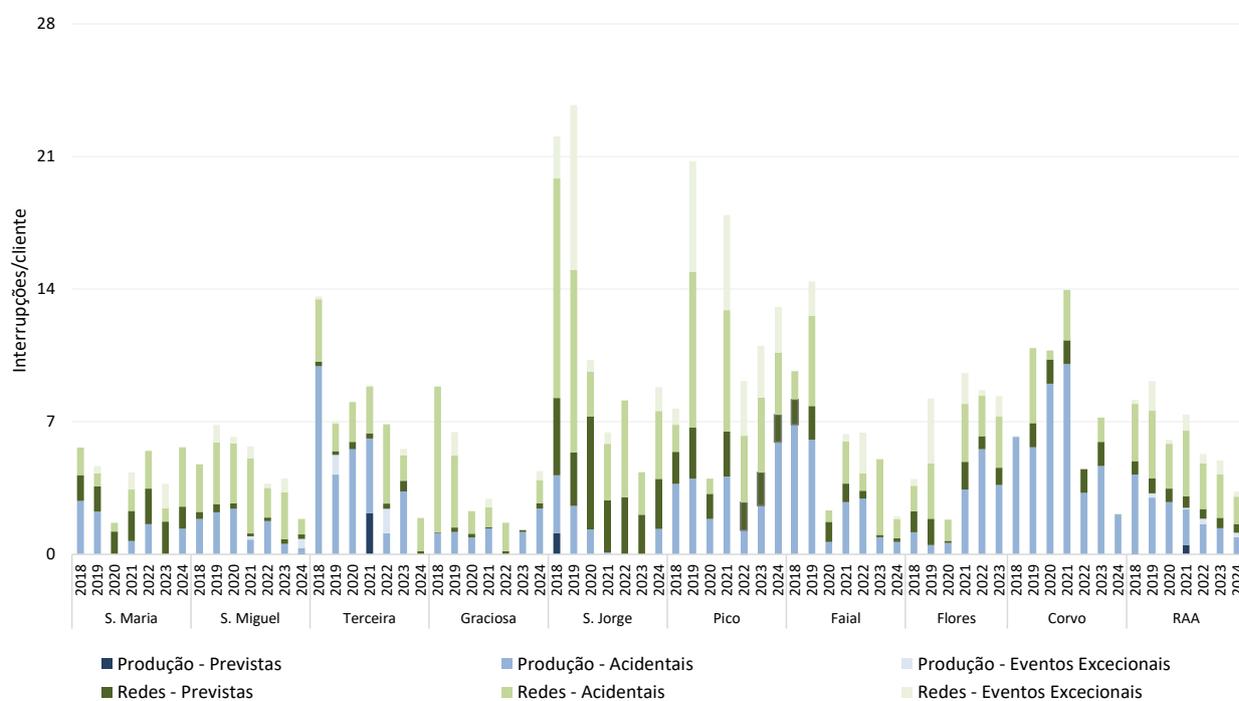
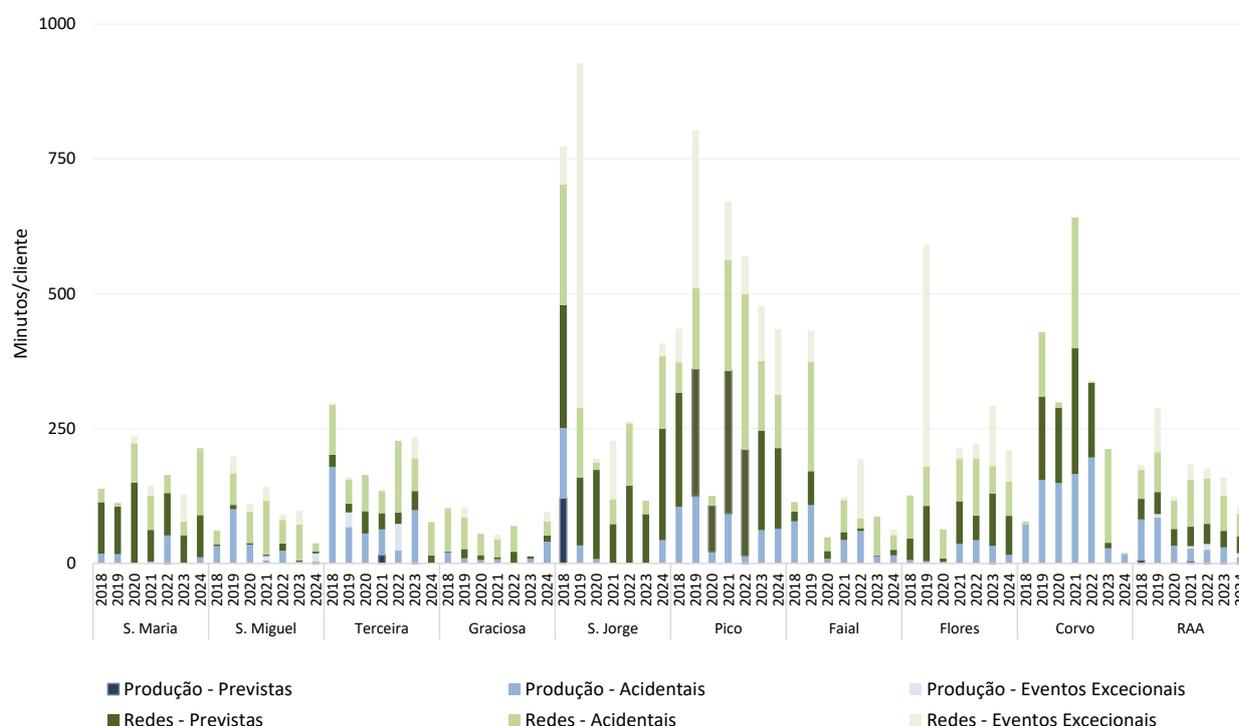




Figura 3-17 – Evolução do SAIDI BT na RAA



Em 2024, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são inferiores quando comparado com o ano anterior.

3.2.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2024, a ERSE aprovou a classificação de 16 eventos excepcionais⁵ ocorridos nas redes da EDA. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração os pareceres da DREn da RAA, de acordo com as suas competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram descarga atmosférica (8), vento de intensidade excepcional (7) e corpos estranhos na rede (1).

3.2.3 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma END superior a 0,15 MWh na ilha do Corvo, 5 MWh na ilha do Faial, 1,1 MWh na ilha das Flores, 1,5 MWh na ilha Graciosa, 4,5 MWh na ilha do Pico, 3 MWh na ilha de São Jorge, 2 MWh na ilha de Santa Maria e 10 MWh nas ilhas de São Miguel e Terceira.

⁵ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).





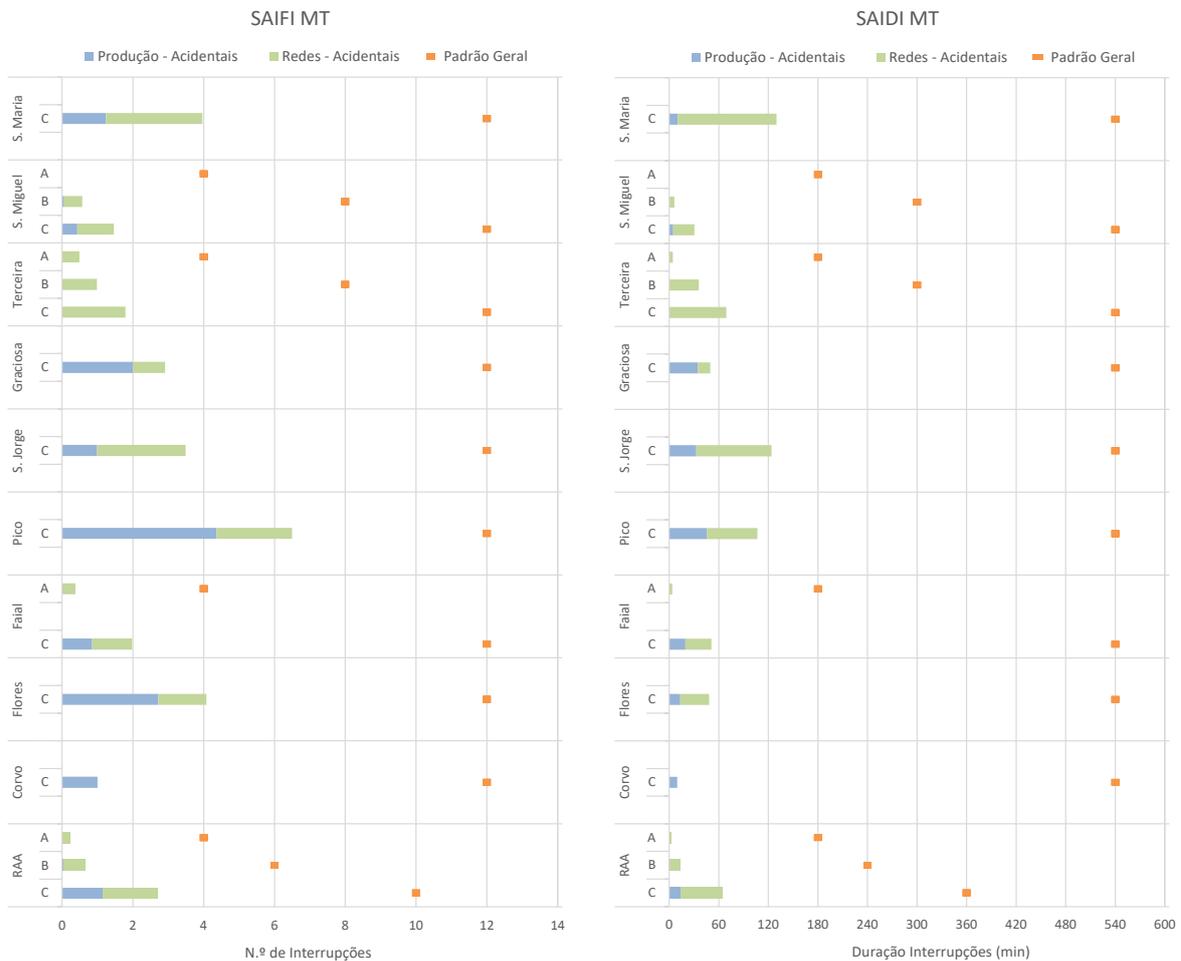
No decorrer de 2024 registou-se um incidente de grande impacto, que ocorreu na ilha de São Jorge, no dia 16 de maio de 2024, devido a trabalhos de manutenção programada da subestação da central termoelétrica do Caminho Novo, tendo afetado 6 053 clientes e com energia não distribuída de 3,09 MWh.

3.2.4 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões, apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais.

Na Figura 3-18 e na Figura 3-19 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

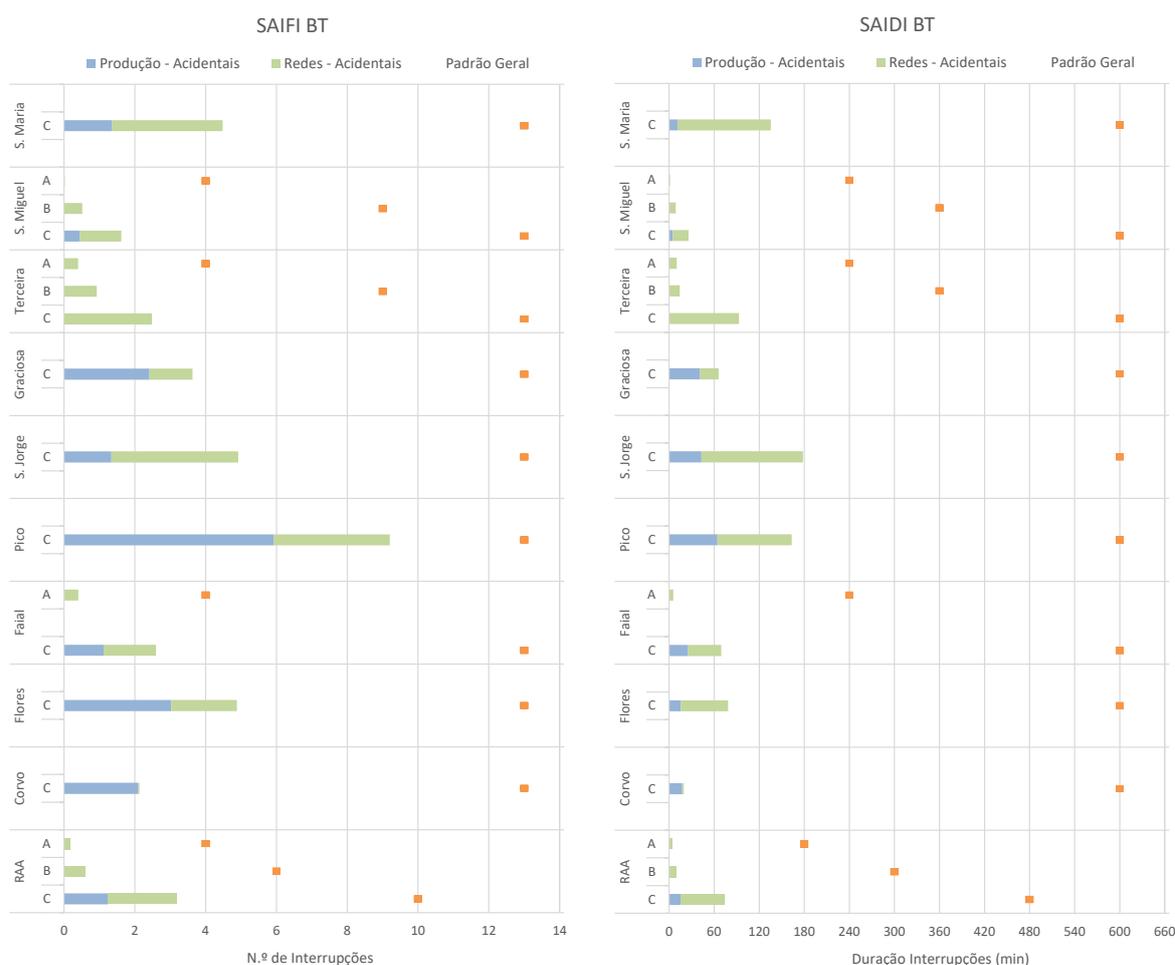
Figura 3-18 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2024





Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. A comparação por ilha, no que diz respeito aos indicadores SAIFI MT e SAIDI MT, evidencia, também, o cumprimento dos padrões em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço.

Figura 3-19 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2024



Ao nível da RAA, verifica-se o cumprimento dos padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço.

A comparação com os padrões por ilha em BT também demonstrou que foram cumpridos os padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço.



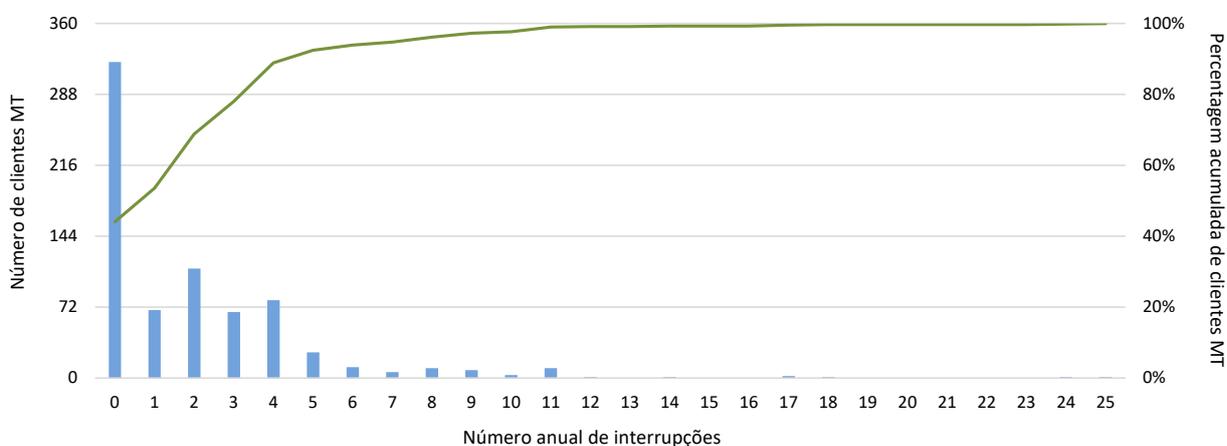


3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

A continuidade de serviço, na perspectiva individual de cada cliente, é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de cada uma das interrupções registradas ao longo do período de um ano.

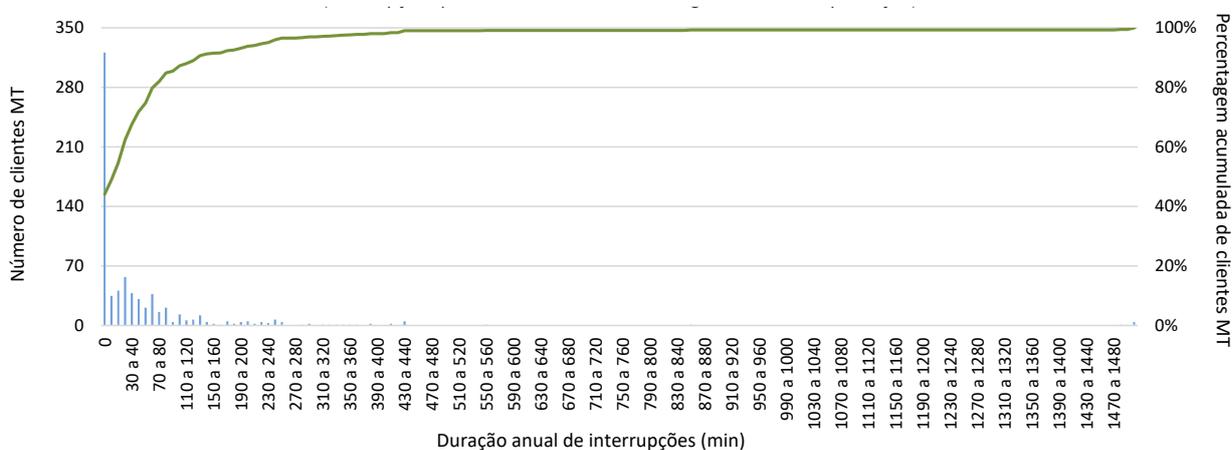
A Figura 3-20 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-20 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA



A Figura 3-21 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

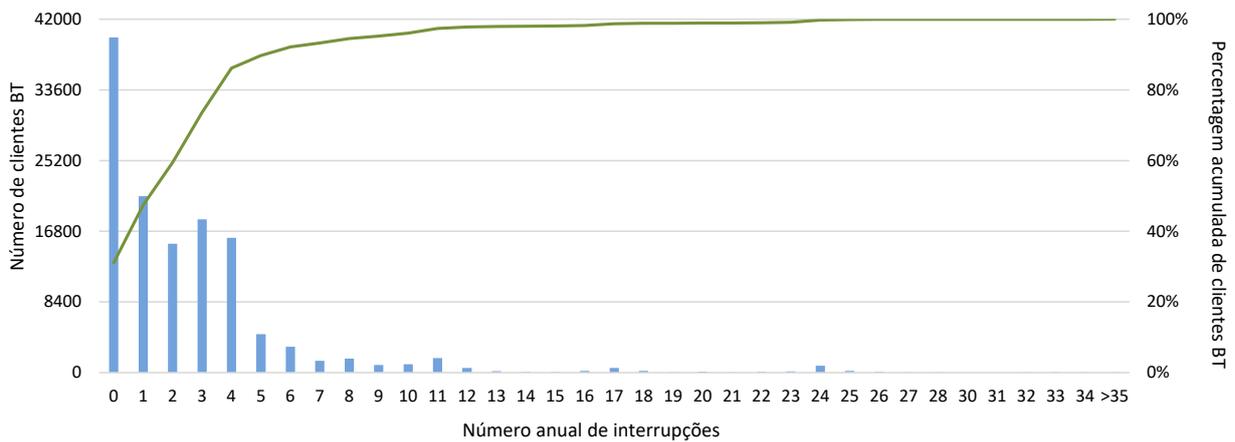
Figura 3-21 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA





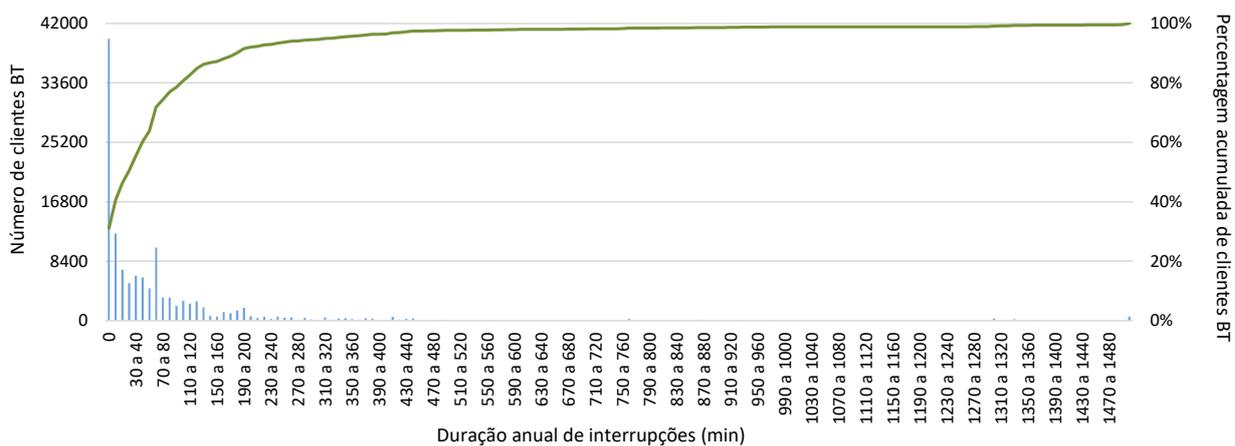
A **Figura 3-22** apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-22 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA



A **Figura 3-23** apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-23 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA



O **Quadro 3-6** apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço, em 2024.





Quadro 3-6 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2024

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Santa Maria	C		1					1
	Terceira	A					1		1
		B					1		1
	Total			1			2		3
Montante (euros)	Santa Maria	C		956,82					956,82
	Terceira	A					24,67		24,67
		B					30,84		30,84
	Total			956,82			55,51		1 012,33

Na RAA, em 2024, foram registados três incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de MT e baixa tensão normal (BTN). Em termos percentuais, o número total de incumprimentos representou uma redução de 75%, face a 2023.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA aos clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 1 012,33 euros, comparativamente a 226,39 euros, em 2023.

Embora o número de incumprimentos dos padrões individuais tenha diminuído comparativamente a 2023, o montante total das compensações pagas aos clientes aumentou, devido ao impacto monetário mais elevado de um dos três incumprimentos registados em 2024, relativo a um cliente de MT.

3.2.6 CONCLUSÕES

Em 2024, registou-se uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a inexistência de incumprimentos na RAA e respetivas ilhas nas três zonas de qualidade de serviço.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se três incumprimentos dos padrões estabelecidos, correspondendo a uma redução de 75%, face a 2023. O valor das compensações pagas pela EDA aos clientes foi cerca de 1 012 euros, montante 4,5 vezes superior ao registado no ano anterior.





3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM

O RQS estabelece os indicadores gerais e individuais e respetivos padrões para as redes de distribuição das ilhas da Madeira e de Porto Santo.

Em sistemas isolados (sem interligação), como é o caso das ilhas da RAM, as interrupções com origem na produção têm consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes. Nesse sentido, estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação de indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

O RQS prevê a existência de zonas de qualidade de serviço na RAM que estão delimitadas geograficamente de acordo com a seguinte classificação:

- ⚡ Zona A: Lugar Funchal a sul da Via Rápida 1 (via cota 200),
- ⚡ Zona B: Sedes de concelho, lugares com um número de clientes compreendido entre 2 000 e 25 000 clientes, lugar Funchal a norte da Via Rápida 1 (via cota 200) e Zona Franca Industrial do Caniçal (ilha de qualidade de serviço),
- ⚡ Zona C: Os restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

A caracterização da continuidade de serviço sentida pelos clientes da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) começa por ser analisada com a apreciação dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões.

De seguida, descrevem-se os incidentes que, no ano de 2024, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

Por último, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações que lhe estão associados.

3.3.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam no [Quadro 3-7](#), são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.





Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAM em 2024

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total ano 2024	Total ano 2023	Variação percentual
		Não Excepcionais	Excepcionais			
END (MWh)	22,00	25,50	4,81	52,32	55,37	▼ 5,51%
TIEPI (min)	11,86	12,99	2,37	27,22	30,05	▼ 9,42%
SAIFI MT (int./PdE)	0,16	0,52	0,03	0,72	0,75	▼ 4,00%
SAIDI MT (min/PdE)	15,94	20,48	3,75	40,17	40,95	▼ 1,90%
MAIFI MT (int./PdE)	0,03	0,50	0,02	0,55	0,26	▲ >100,00%
SAIFI BT (int./cliente)	0,15	0,46	0,03	0,63	0,73	▼ 13,70%
SAIDI BT (min/cliente)	15,61	19,42	1,89	36,92	42,97	▼ 14,08%

A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EEM, as interrupções acidentais são as que têm o impacto mais significativo. Na rede de MT, verifica-se que o contributo das interrupções acidentais diminuiu comparativamente aos resultados atingidos no ano anterior.

Numa perspetiva global, em 2024, a continuidade de serviço nas redes elétricas da EEM manteve a tendência de melhoria no seu desempenho, relativamente ao ano anterior, contribuindo para estes resultados a ausência de incidentes de grande impacto, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, bem como a inexistência de interrupções com origem na produção.

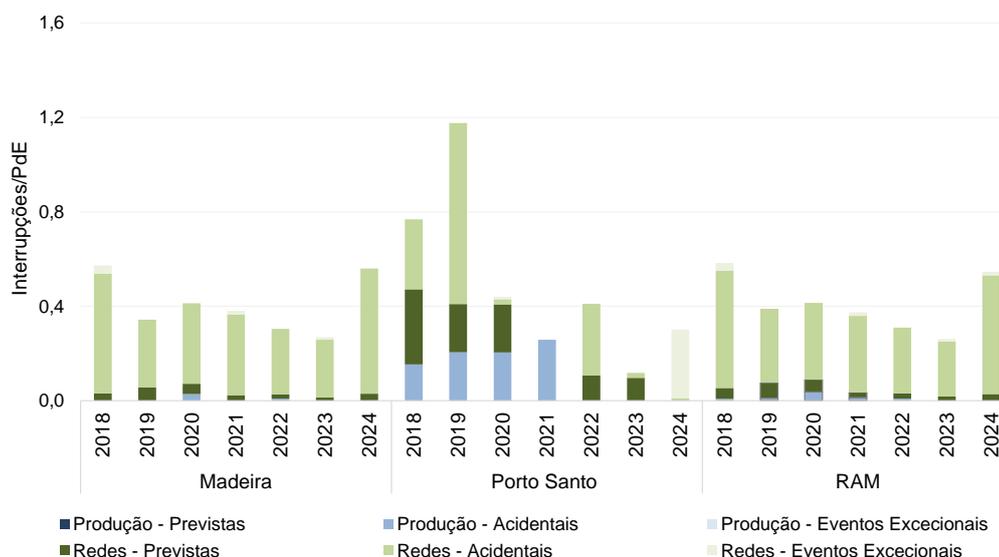
Figura 3-24 – Região Autónoma da Madeira





Na **Figura 3-25** apresenta-se o desempenho para o período 2018-2024 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

Figura 3-25 – Evolução do MAIFI MT na RAM



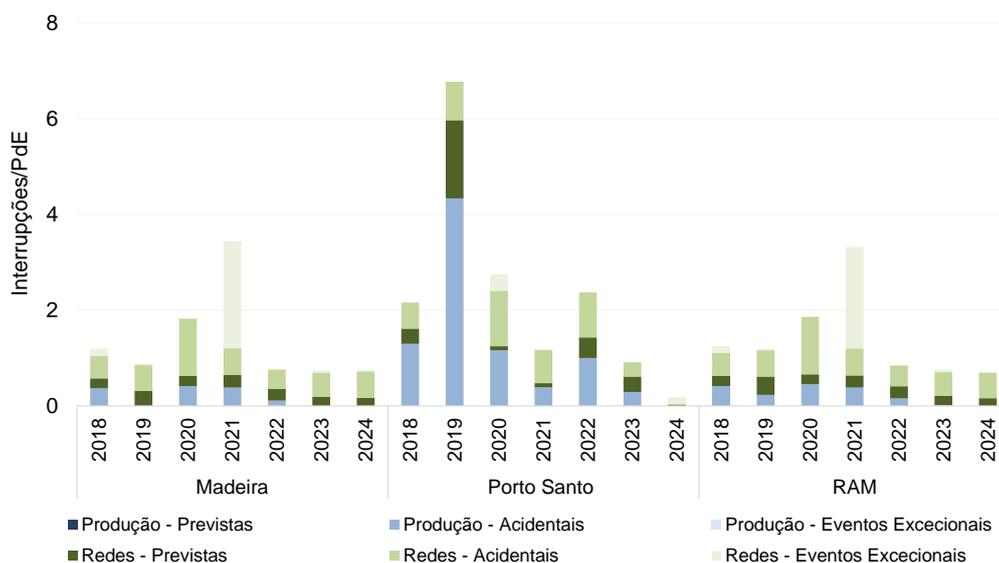
Em 2024, o indicador MAIFI MT na RAM foi o único a contrariar a tendência de melhoria observada nos indicadores de continuidade de serviço. Este agravamento resulta, sobretudo, do aumento do número de interrupções breves acidentais com origem nas redes. Segundo informação disponibilizada pela EEM, este aumento encontra-se associado à introdução de uma nova funcionalidade no sistema de gestão de incidentes, que passou a permitir o registo automático e integral de todas as manobras com duração inferior a três minutos realizadas na rede elétrica.

Seguidamente, na **Figura 3-26** e na **Figura 3-27** apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2018-2024. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais.



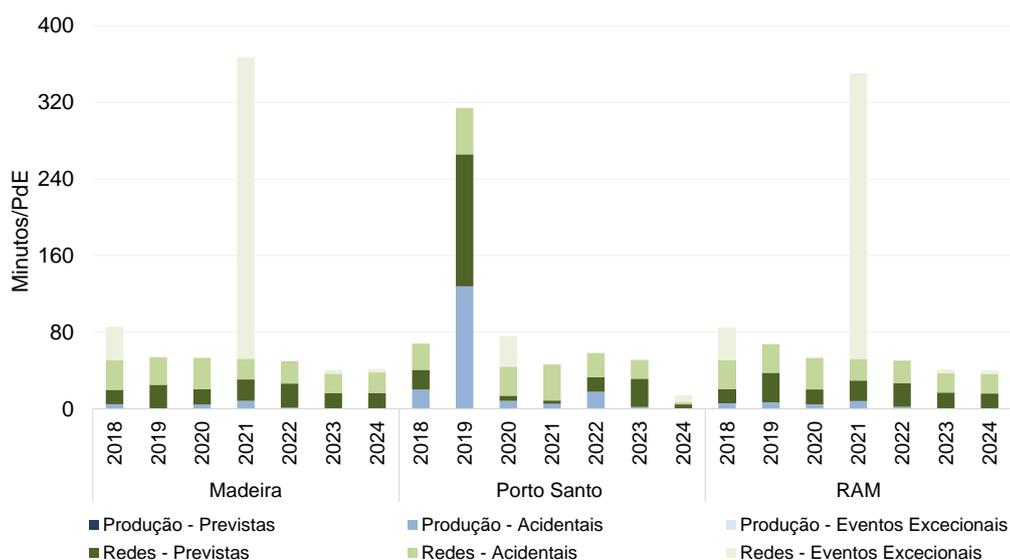


Figura 3-26 – Evolução do SAIFI MT na RAM



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a RAM segue a tendência de melhoria observada na ilha da Madeira, com uma evolução ainda mais acentuada na ilha do Porto Santo. Esta melhoria no desempenho do SAIFI MT da RAM resulta da ausência de interrupções com origem na produção e da redução das interrupções com origem nas redes. Destaca-se, em 2024, a predominância das interrupções acidentais, representando as interrupções previstas 23% do total de interrupções.

Figura 3-27 – Evolução do SAIDI MT na RAM





No que respeita aos indicadores SAIDI MT da RAM e da ilha da Madeira, verificou-se uma melhoria dos valores dos indicadores motivada pela ausência de interrupções com origem na produção, pela ausência de ocorrências de grande relevância, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, bem como pela redução das interrupções com origem nas redes.

Relativamente à ilha do Porto Santo, em 2024, o valor do indicador SAIDI MT registou o melhor desempenho dos últimos onze anos, tendo sido apenas influenciado por interrupções com origem nas redes, com maior contribuição das interrupções acidentais.

Seguidamente, na [Figura 3-28](#) e na [Figura 3-29](#) apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT, para o período 2018-2024.

Figura 3-28 – Evolução do SAIFI BT na RAM

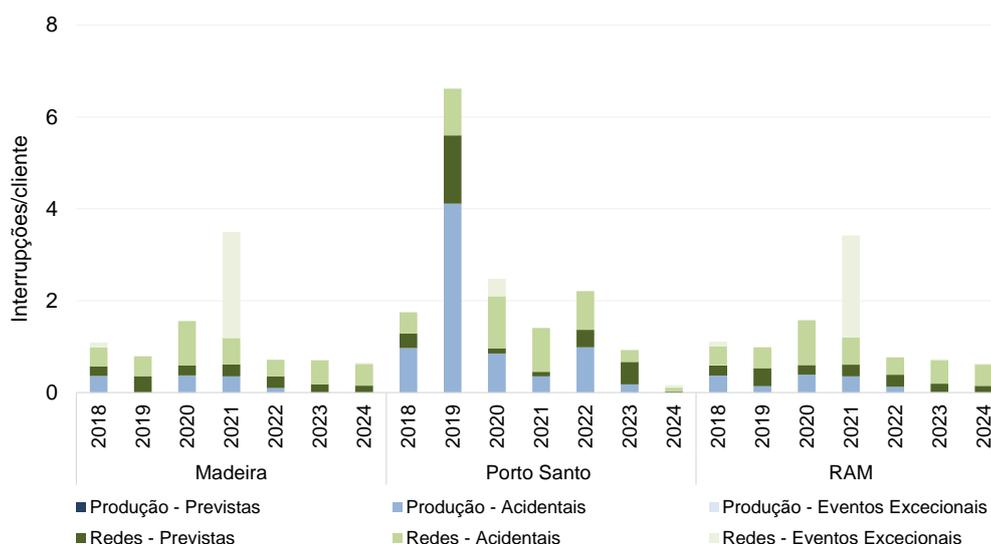
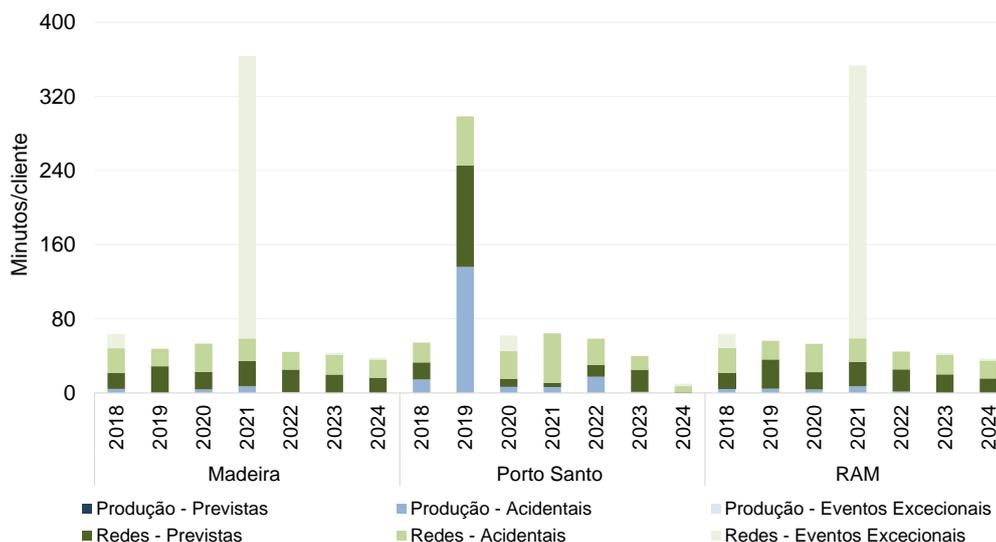




Figura 3-29 – Evolução do SAIDI BT na RAM



Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se uma evolução semelhante à registada nos mesmo indicadores para a MT.

3.3.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2024, a ERSE recebeu do operador de rede EEM dois pedidos de classificação de incidentes como eventos excepcionais. Após análise, a ERSE deliberou favoravelmente quanto à classificação de ambos os pedidos como eventos excepcionais.

O primeiro incidente ocorreu no dia 16 de agosto de 2024, no concelho de Ribeira Brava, e teve como causa um incêndio que afetou 3 334 clientes e com energia não distribuída de 4,72 MWh. O segundo incidente registou-se a 18 de dezembro de 2024, na ilha do Porto Santo, tendo sido motivado por um ato de vandalismo (malfeitoria), com impacto em 234 clientes e com energia não distribuída de 0,09 MWh.

3.3.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

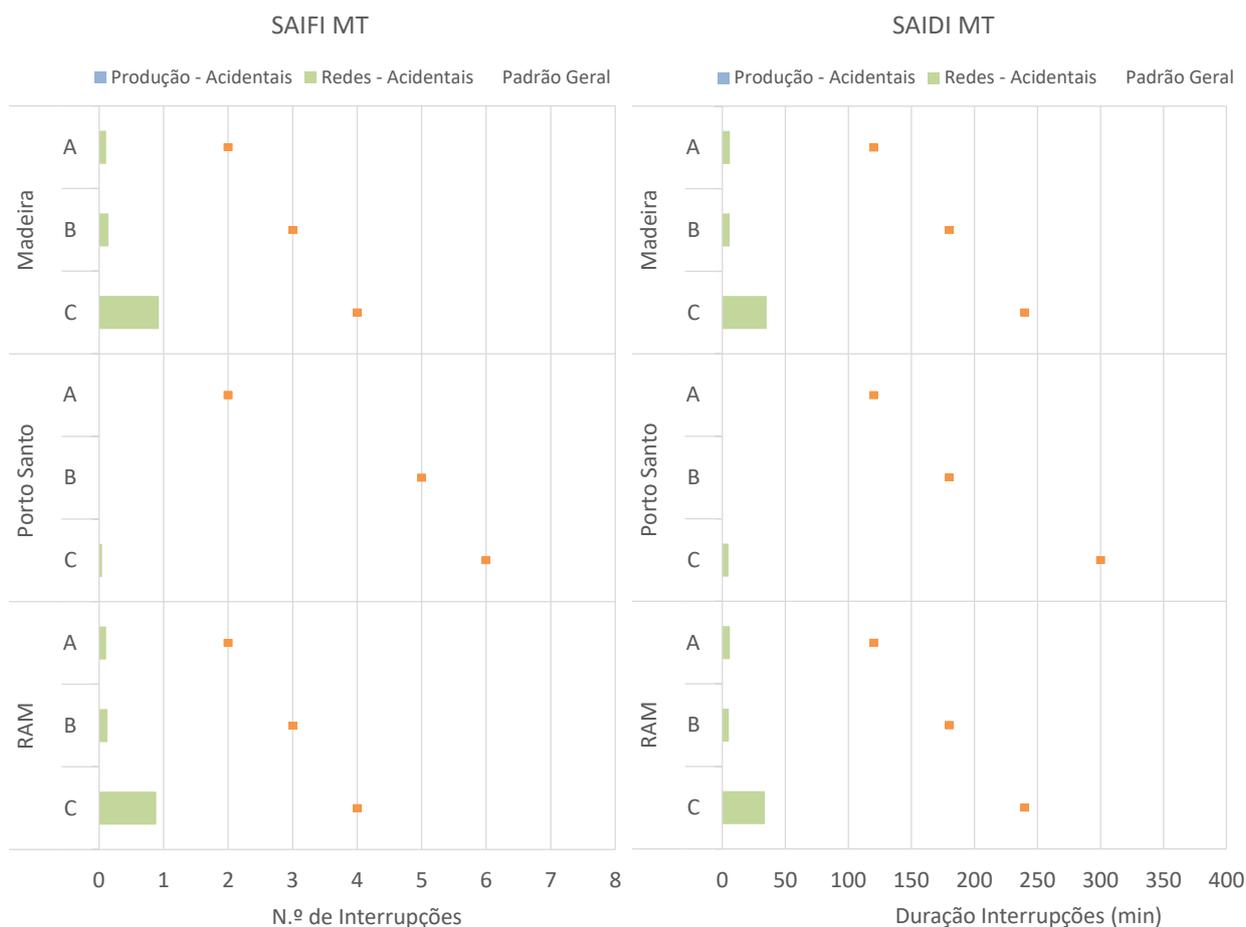
Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excepcionais.





Na **Figura 3-30** apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT com os respectivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-30 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2024



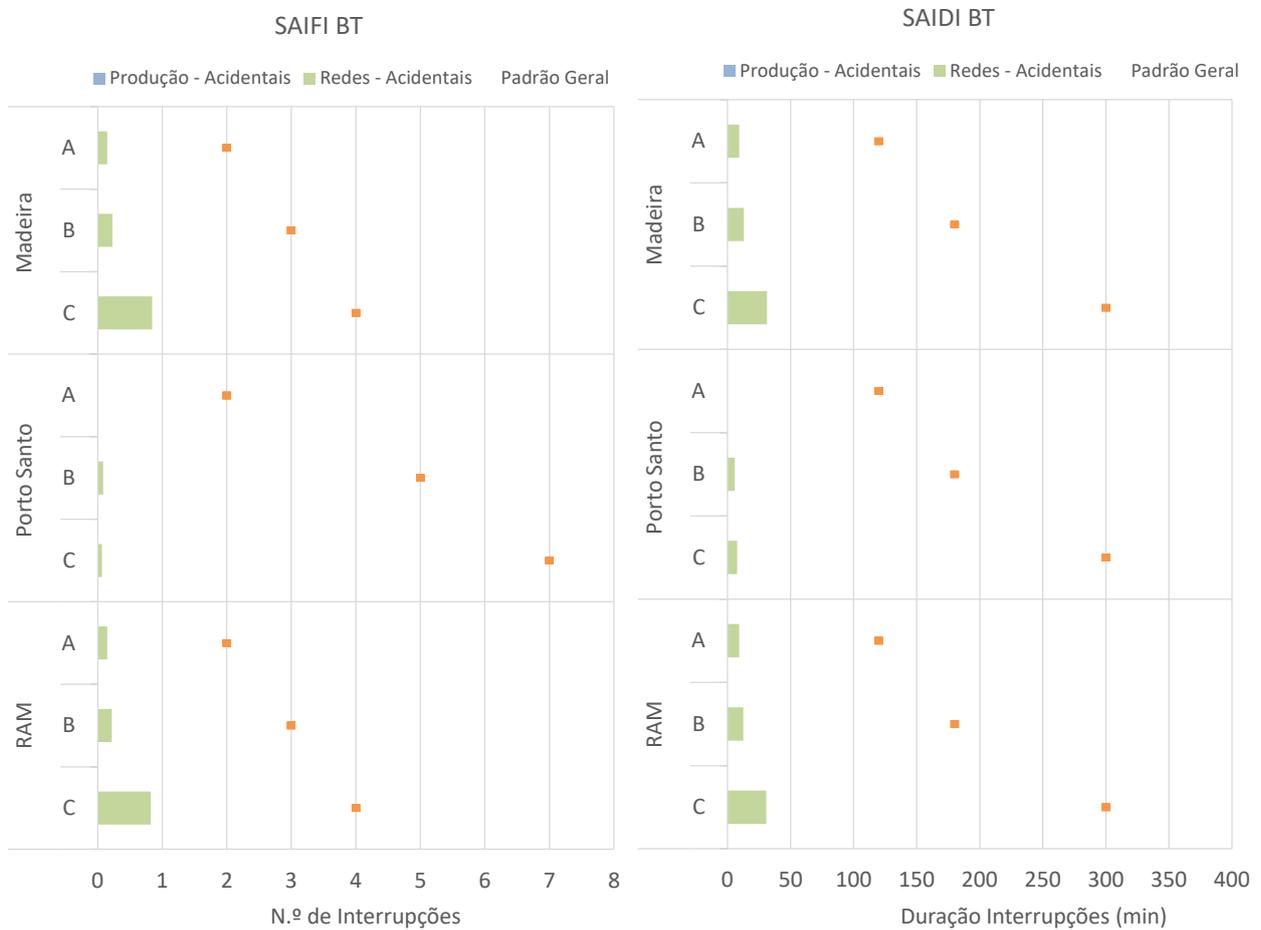
Verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAM nas três zonas de qualidade de serviço.

A mesma situação ocorre em relação aos indicadores gerais em BT, apresentados na **Figura 3-31**, em que se verifica que, em todas as zonas de qualidade de serviço, os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.





Figura 3-31 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2024



3.3.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

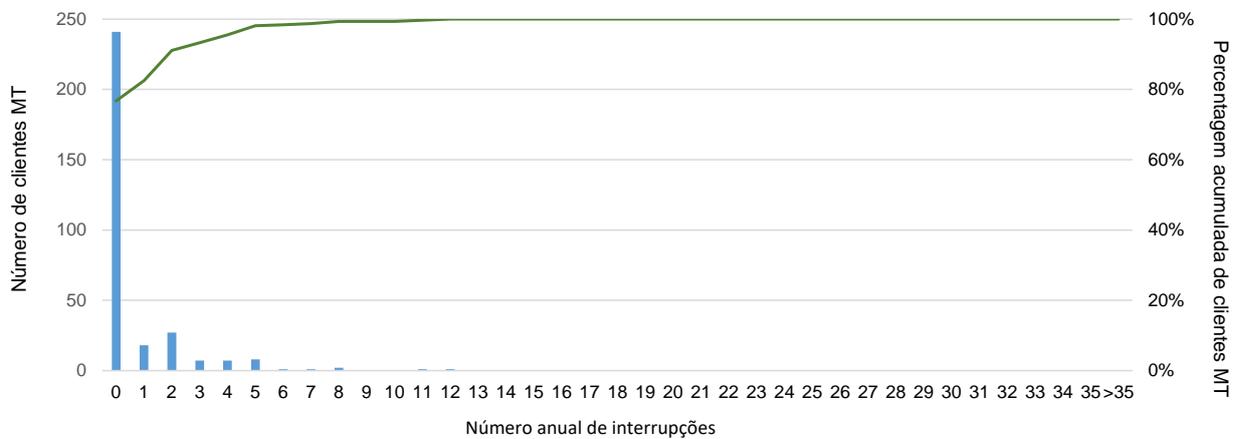
A continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de interrupção registados ao longo do período de um ano.

A Figura 3-32 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.



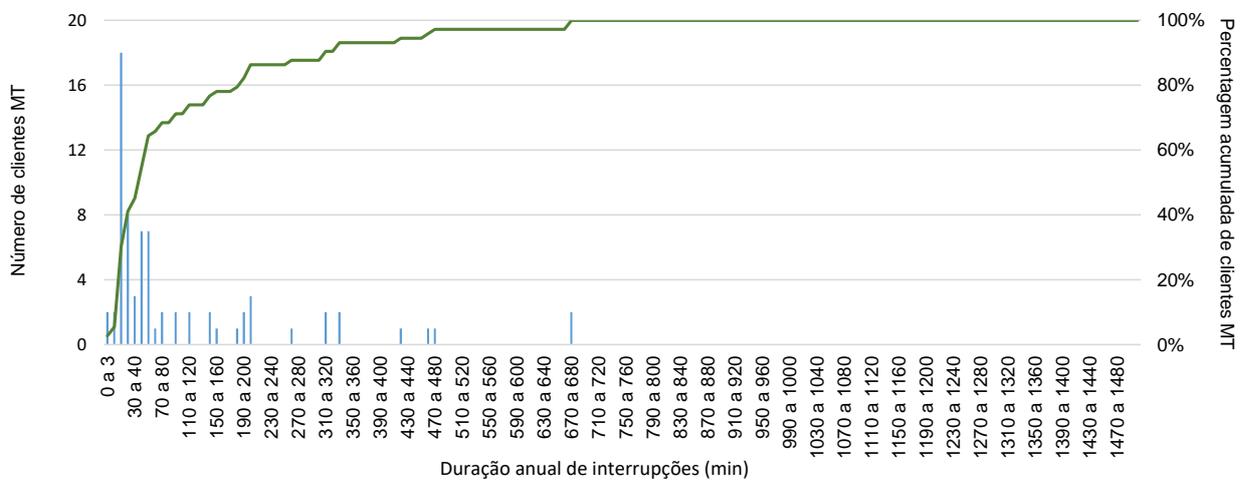


Figura 3-32 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM



A Figura 3-33 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-33 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM

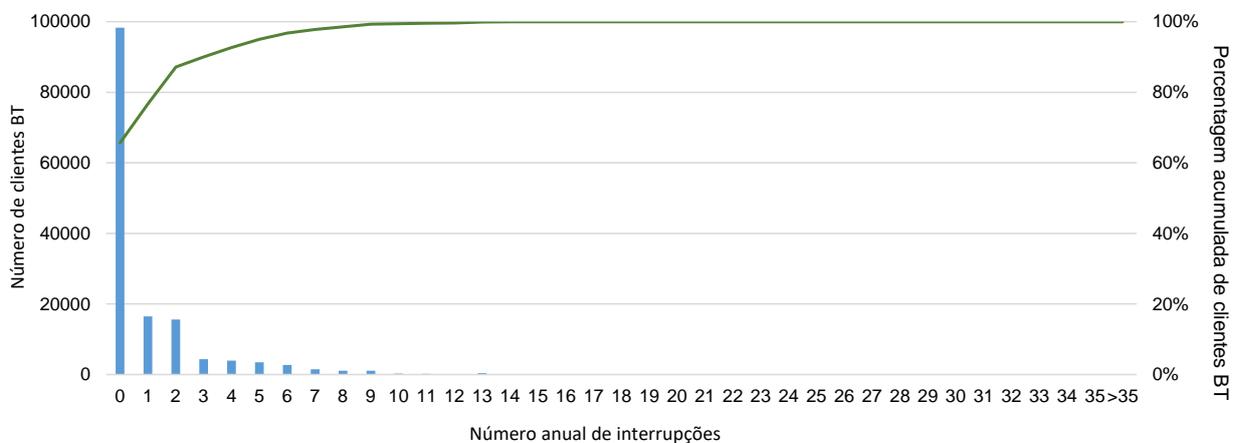


A Figura 3-34 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.



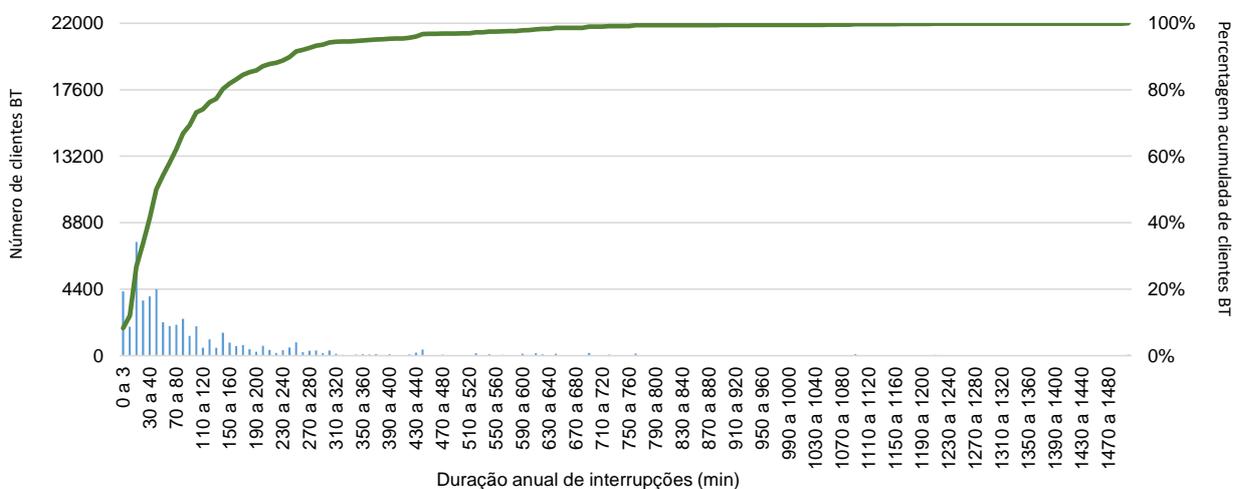


Figura 3-34 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM



A Figura 3-35 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2024, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-35 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM



O Quadro 3-8 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2024, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.





Quadro 3-8 – Compensações na RAM, em 2024

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Madeira	A		1			85		86
		B		1			30		31
		C		2			17		19
	Total		0	4	0	0	132	0	136
Montante (euros)	Madeira	A		380,92			841,03		1 221,95
		B		7,34			271,85		279,19
		C		128,81			216,73		345,54
	Total		0	517,07	0	0	1 329,61	0	1 846,68

Em 2024, verificaram-se 136 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções, comparativamente a 43 incumprimentos registados em 2023. Relativamente às compensações, o montante das compensações pagas aos clientes foi de 1 846,68 euros, valor superior ao registado no ano anterior (em 2023 este valor foi de 1 316,37 euros).

O número total de incumprimentos mais do que triplicou em relação a 2023, enquanto o montante das compensações pagas aos clientes registou um acréscimo de 40,27% face ao ano anterior.

3.3.5 CONCLUSÕES

Em 2024, registou-se uma melhoria dos valores indicadores de continuidade de serviço da RAM face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a ausência de incidentes significativos, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, e a ausência das interrupções com origem na produção.

Em 2024, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Nesse ano, ocorreram 136 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções. Em consequência destes incumprimentos, as compensações pagas a clientes ascenderam a cerca de 1 847 euros, montante 40% superior ao registado no ano anterior.





3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) estabelece a obrigatoriedade de determinação de indicadores gerais para as redes de alta tensão (AT), de média tensão (MT) e de baixa tensão (BT) de acordo com o [Quadro 3-9](#).

Quadro 3-9 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental

	AT	MT	BT
END		✓	
TIEPI		✓	
SAIFI	✓	✓	✓
MAIFI	✓	✓	
SAIDI	✓	✓	✓

O desempenho da rede de distribuição da E-REDES, em termos de continuidade de serviço, é avaliado através de indicadores que consideram todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica.

Na caracterização da continuidade de serviço da rede de distribuição apresenta-se o valor dos indicadores registados por Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III (NUTS III) e na totalidade da rede da E-REDES.

As regiões NUTS III encontram-se representadas geograficamente no mapa de Portugal continental da [Figura 3-36](#).





Figura 3-36 – NUTS III em Portugal continental



Em Anexo são apresentados os concelhos agregados por regiões NUTS III.

É apresentada também uma evolução temporal dos indicadores de continuidade de serviço, discriminando interrupções previstas, acidentais e resultantes de eventos excecionais.

A caracterização da continuidade de serviço percecionada pelos clientes da E-REDES inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores gerais registados em Portugal continental e de cada uma das NUTS III, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço no ano de 2024 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.





3.4.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da E-REDES possuem clientes nos níveis de tensão AT, MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes da E-REDES consideram esses três níveis de tensão. Nos indicadores gerais registados em 2024, que se apresentam no **Quadro 3-10**, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-10 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2024

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total ano 2024	Total ano 2023	Variação percentual
		Não Excepcionais	Excepcionais			
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,12	0,03	0,15	0,31	▼ 51,61%
SAIDI AT (min/PdE)	0	10,16	3,96	14,12	8,69	▲ 62,49%
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,44	0,02	0,46	0,66	▼ 30,30%
END (MWh)	0,91	3 727,42	1 628,08	5 356,41	4 362,17	▲ 22,79%
TIEPI (min)	0,01	49,53	22,34	71,88	56,30	▲ 27,67%
SAIFI MT (int./PdE)	0,00	1,37	0,30	1,68	1,80	▼ 6,67%
SAIDI MT (min/PdE)	0,03	61,25	32,30	93,58	74,52	▲ 25,58%
MAIFI MT (int./PdE)	0	8,22	0,53	8,75	9,12	▼ 4,06%
SAIFI BT (int./cliente)	0,01	1,32	0,23	1,56	1,77	▼ 11,86%
SAIDI BT (min/cliente)	0,87	69,70	24,98	95,55	87,55	▲ 9,14%

A análise dos principais indicadores gerais de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da E-REDES, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo. Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, como, por exemplo, avarias em equipamentos elétricos, fenómenos naturais, atuação de sistemas de proteção da rede e de automatismos (relés de proteção, disjuntores automáticos e outros dispositivos).

Em 2024, registou-se uma degradação da continuidade de serviço nas redes de AT e MT, evidenciada pelo aumento dos indicadores SAIDI, TIEPI e END. Esta evolução foi influenciada pelo acréscimo das interrupções acidentais, incluindo os eventos excepcionais. Embora se tenha verificado uma ligeira redução na frequência das interrupções (SAIFI e MAIFI), estas revelaram, em média, durações mais prolongadas e de maior impacto nas redes de AT e MT. Em contraste, a rede de BT apresentou maior estabilidade, com ligeiras melhorias no indicador SAIFI BT.





Da Figura 3-37 à Figura 3-41 apresenta-se a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na rede AT, desagregados nas subcomponentes associadas ao impacto no universo de instalações de produção AT e no universo de instalações de consumo AT, a partir de 2014 ⁶.

Figura 3-37 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção

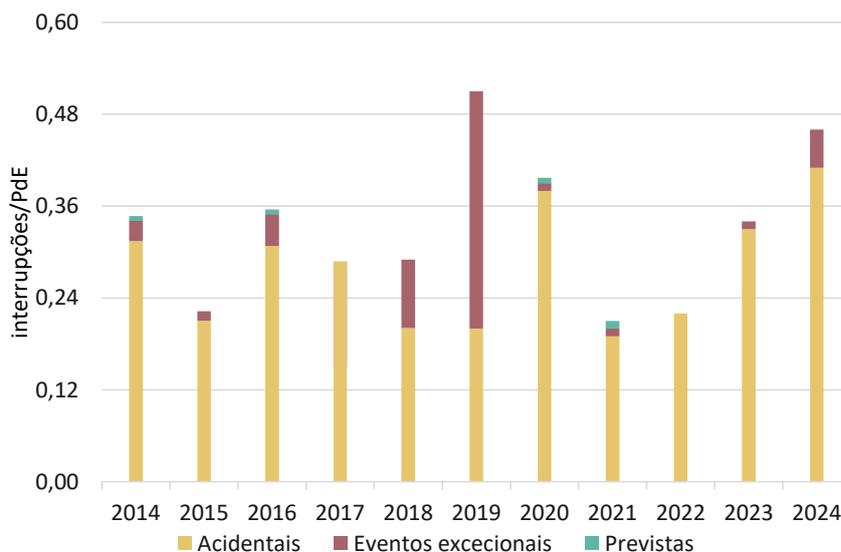
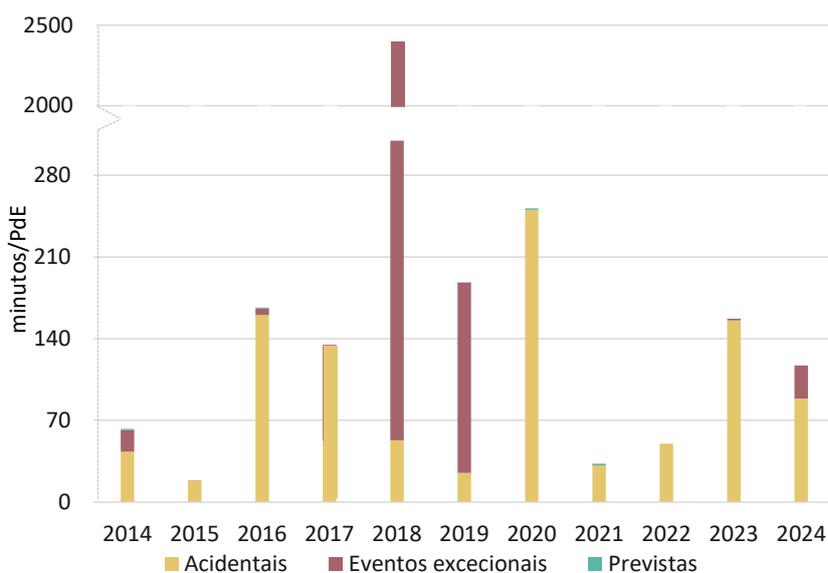


Figura 3-38 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



⁶ Nas interrupções acidentais incluem-se as interrupções com origem em eventos excepcionais e com origem nos pedidos de classificação como evento excepcional cujo procedimento de decisão se encontra suspenso.





Figura 3-39 – Evolução do SAIFI AT

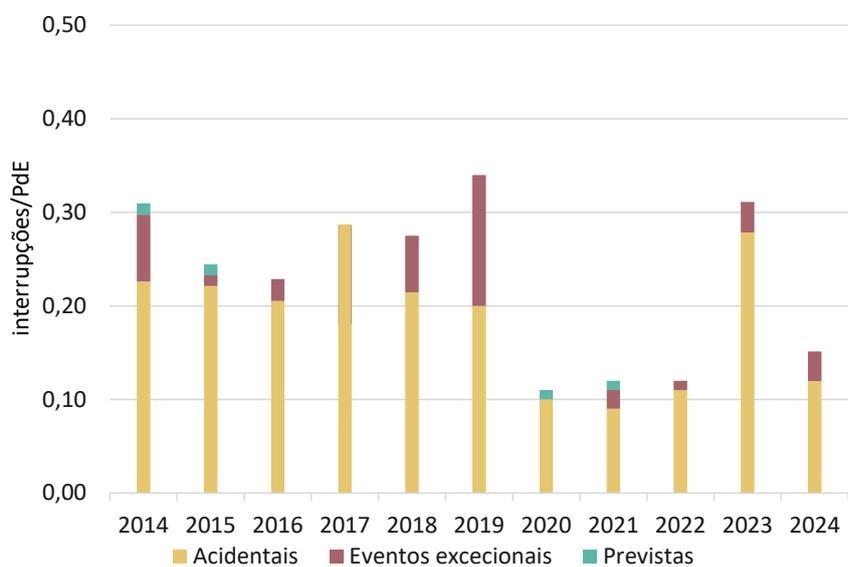


Figura 3-40 – Evolução do SAIDI AT

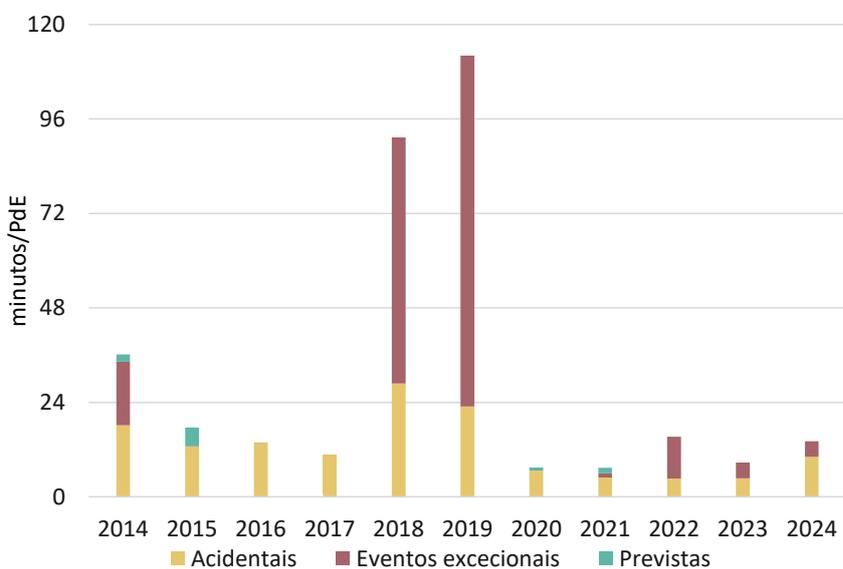
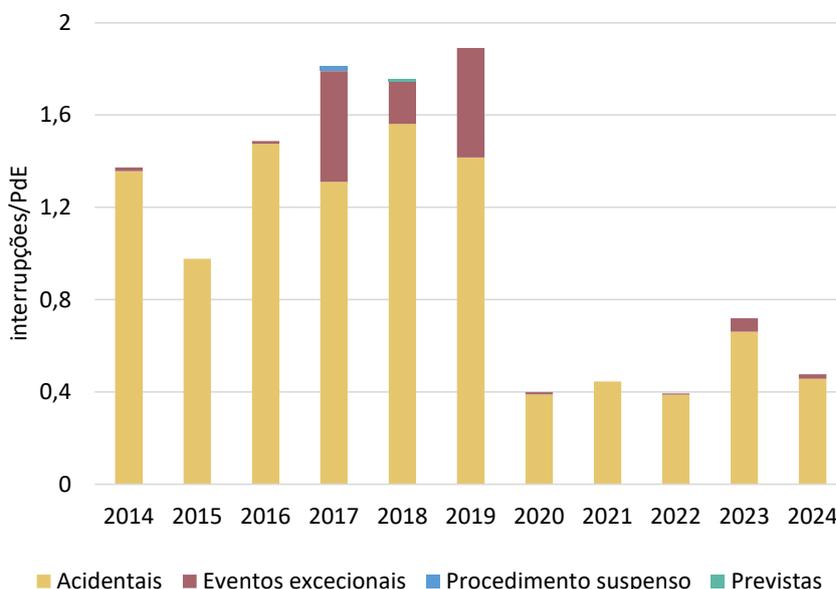




Figura 3-41 – Evolução do MAIFI AT



No que respeita à rede AT, salienta-se que esta rede está ligada não só a clientes AT, bem como a produtores AT, o que no caso de ocorrerem interrupções nas instalações de produção AT podem agravar o valor global do indicador SAIDI AT do universo total de pontos de entrega AT, pelo que a partir de 2020 são apresentados resultados desagregados para o universo de instalações de produção e para o universo de instalações de consumo. O impacto ao nível do universo de instalações de produção pode ser explicado pelo facto de a tipologia de rede para ligar produtores ser, por opção destes, normalmente distinta da de clientes, utilizando-se na grande maioria das situações monoalimentações, pelo que não é expectável o mesmo nível de disponibilidade das infraestruturas de rede.

Os indicadores que caracterizam a continuidade de serviço nas instalações de consumo AT são globalmente bastante mais favoráveis, com SAIFI AT de 0,15 interrupções, SAIDI AT de 14,12 minutos e MAIFI AT de 0,46, considerando apenas o universo de instalações de consumo.

Em 2024, verificou-se que os valores registados para os indicadores gerais de continuidade de serviço na rede AT, com impacto no universo de instalações de consumo, reduziram comparativamente com valores registados em 2023, com exceção do indicador SAIDI AT que aumentou o seu valor 62,49%, face ao valor apurado em 2023.





Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço para o universo de instalações de consumo, SAIFI e SAIDI para as redes MT e BT e TIEPI para as redes MT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais, eventos excecionais e pedidos de classificação como evento excecional, cujo procedimento de decisão foi suspenso pela ERSE.

Figura 3-42 – Evolução do TIEPI MT

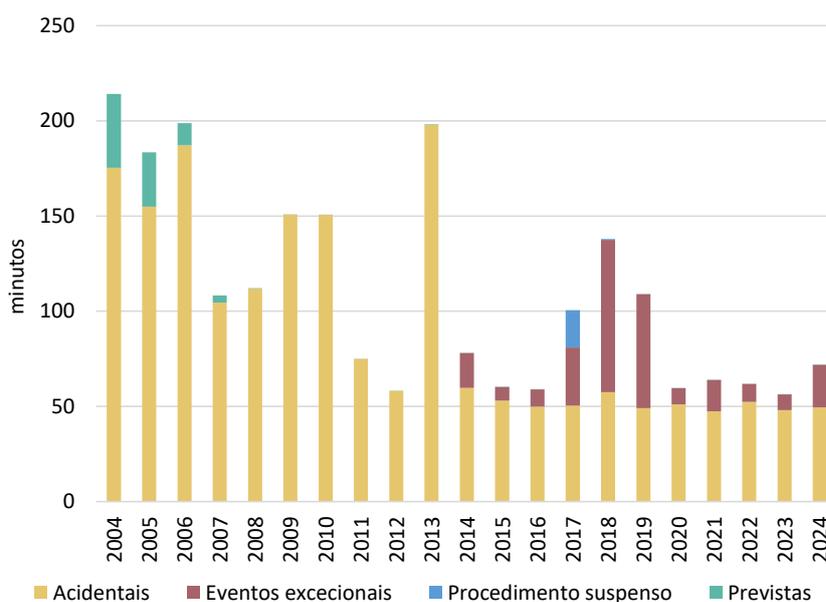


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI MT

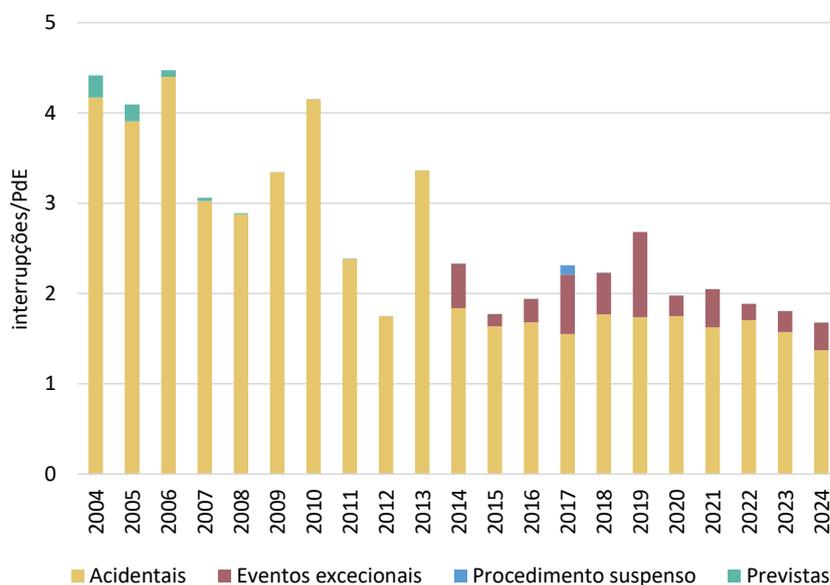




Figura 3-44 – Evolução do SAIDI MT

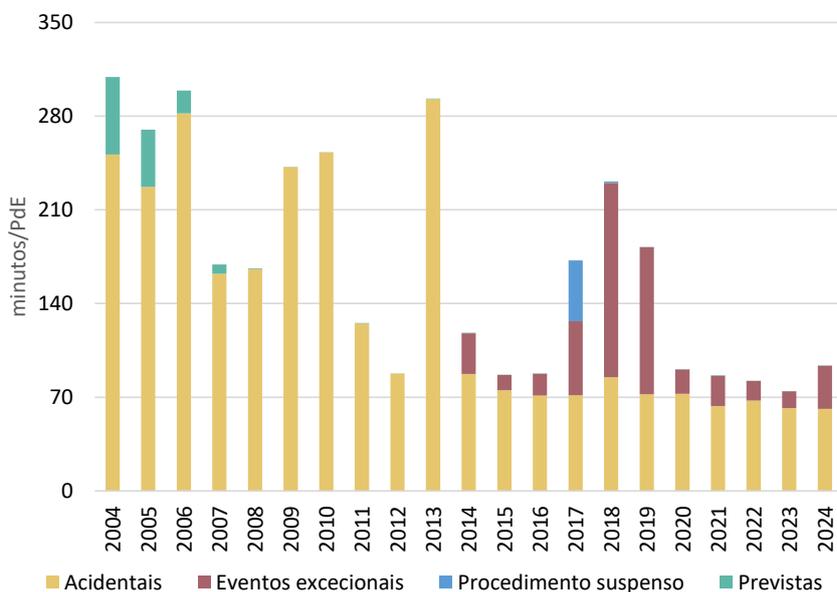


Figura 3-45 – Evolução do MAIFI MT

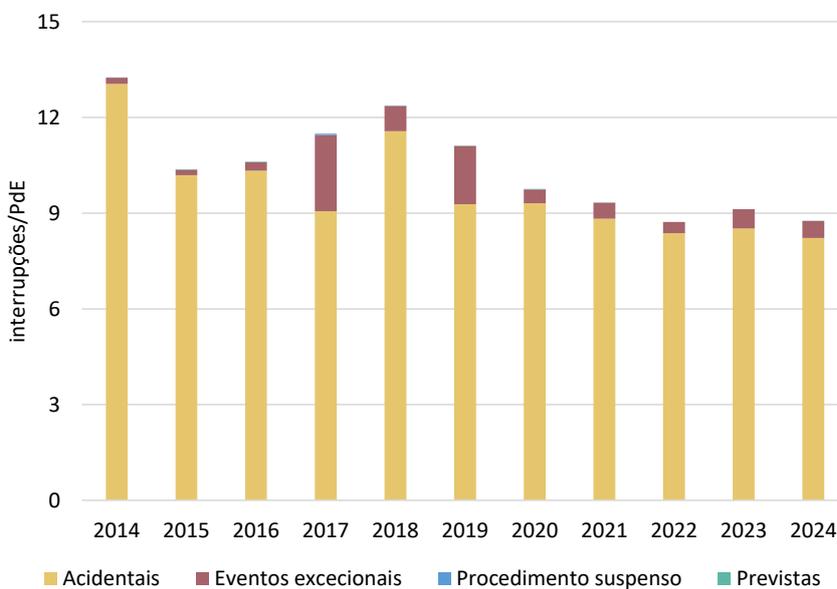




Figura 3-46 – Evolução do SAIFI BT

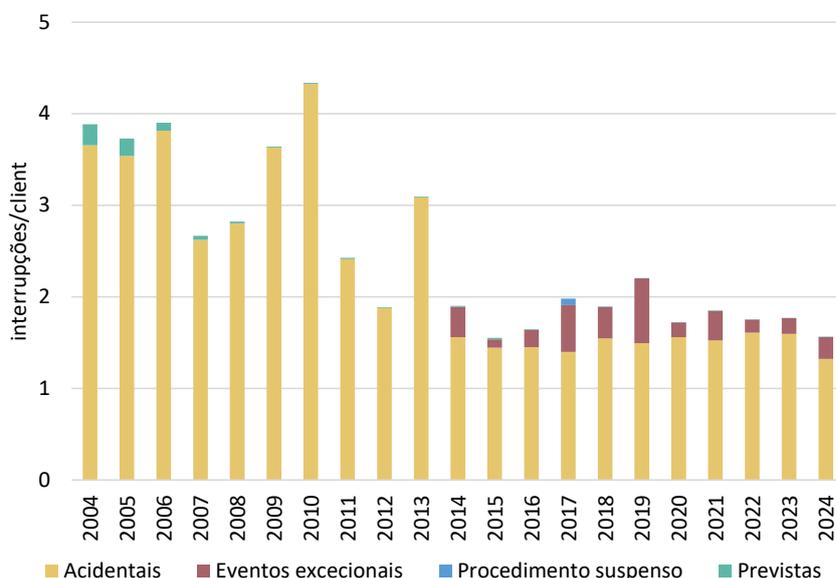
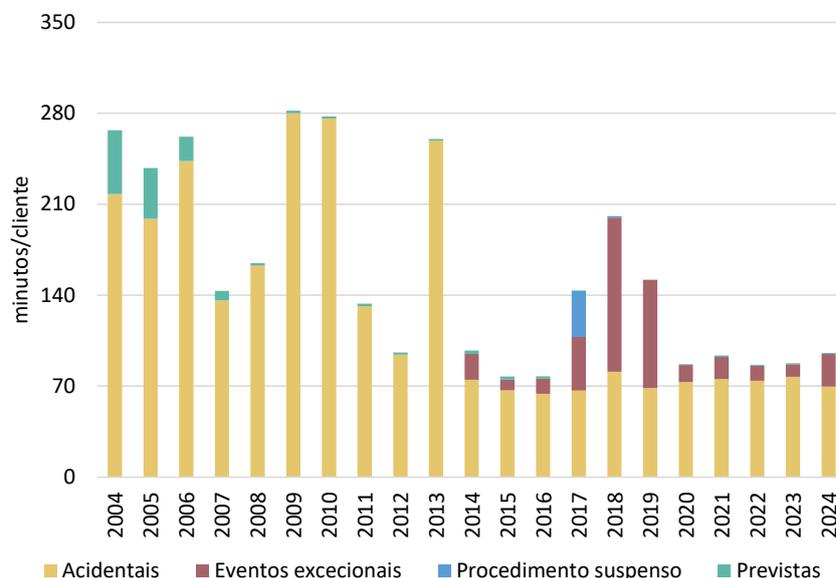


Figura 3-47 – Evolução do SAIDI BT



Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2024, por NUTS III, incluindo interrupções previstas e acidentais, com origem na rede de transporte, na rede de distribuição e nas instalações dos clientes (com exceção de incidentes com origem nas instalações dos próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excepcional.





Figura 3-48 – SAIFI AT por NUTS III, em 2024

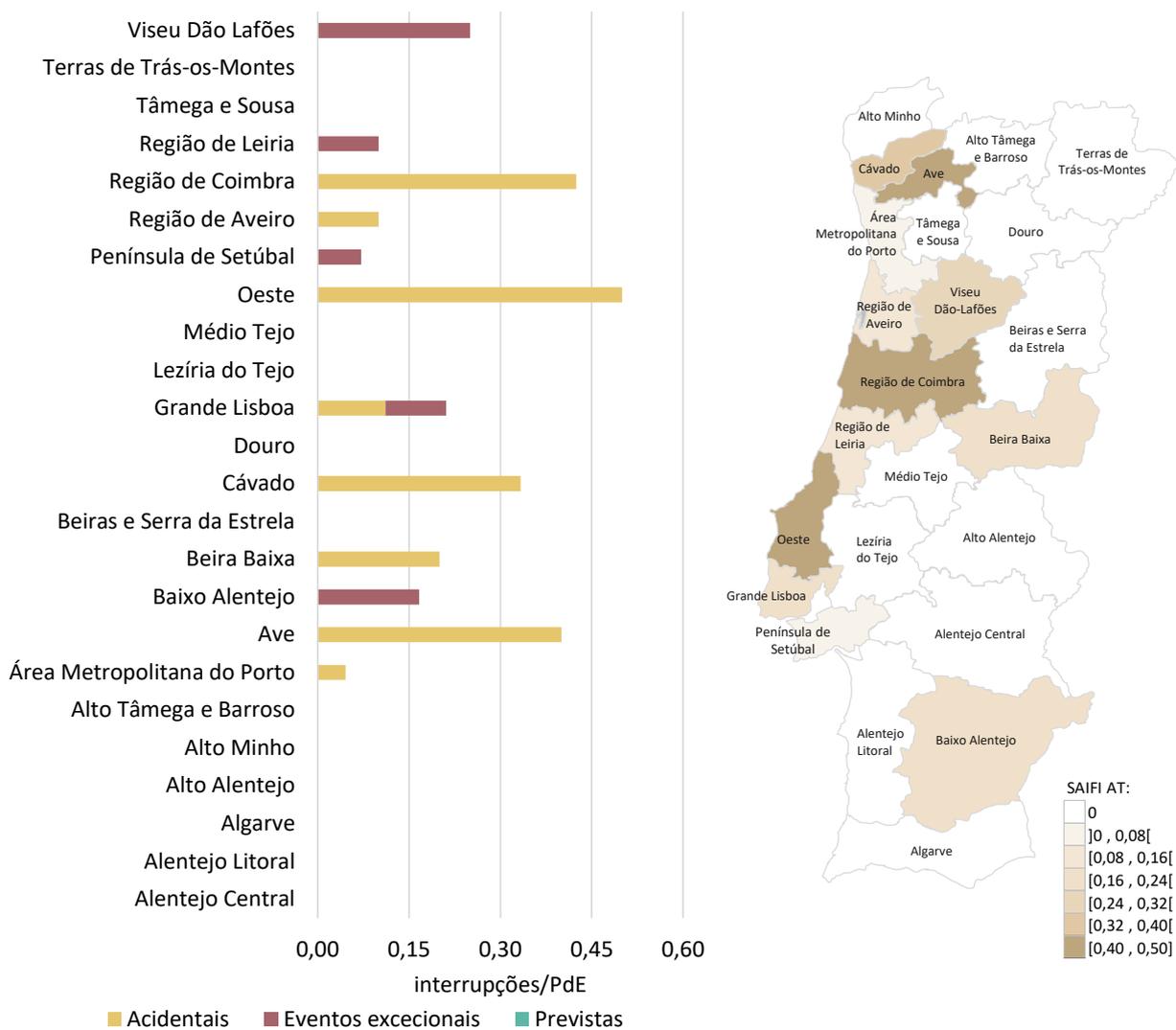




Figura 3-49 – SAIDI AT por NUTS III, em 2024

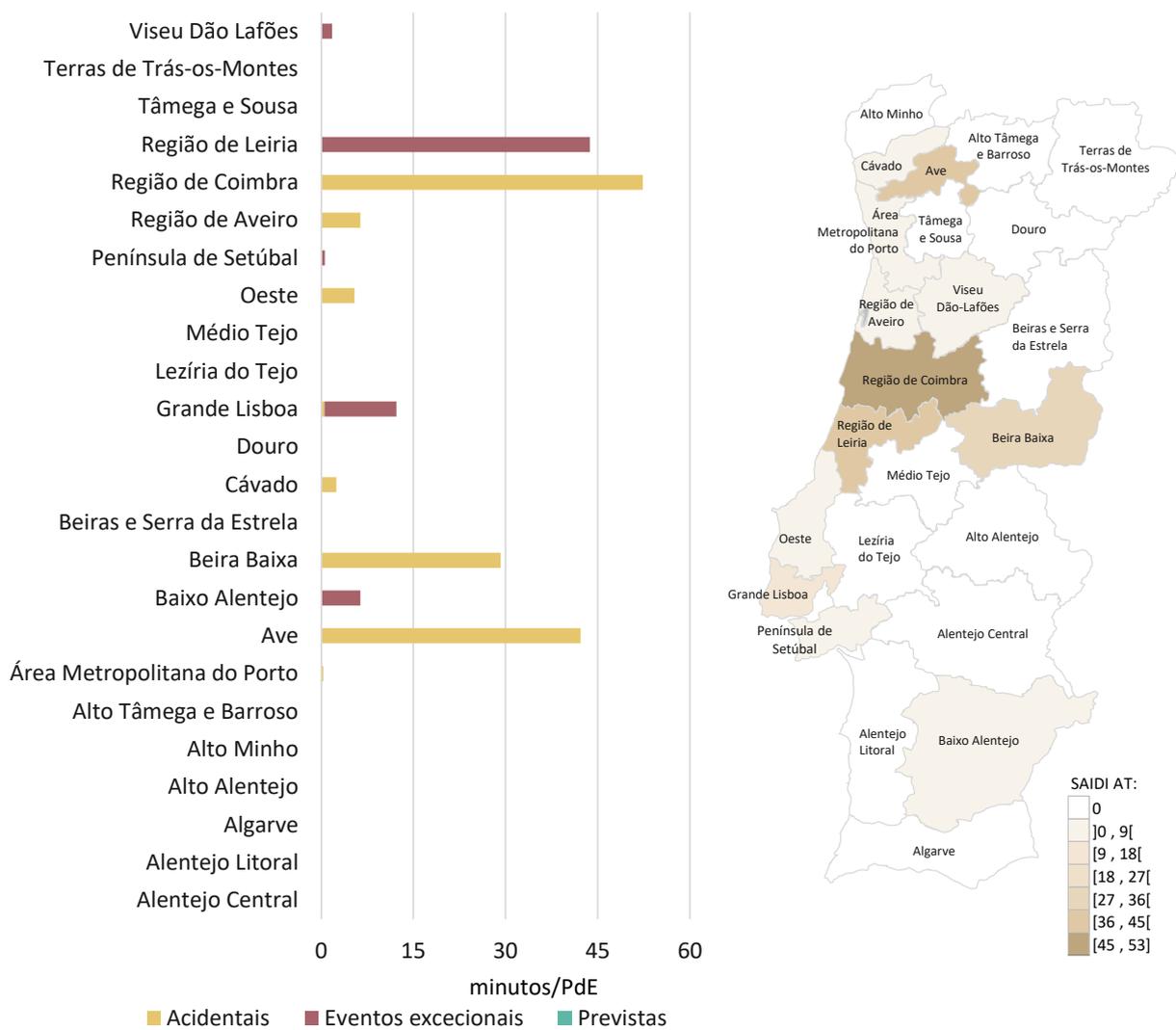
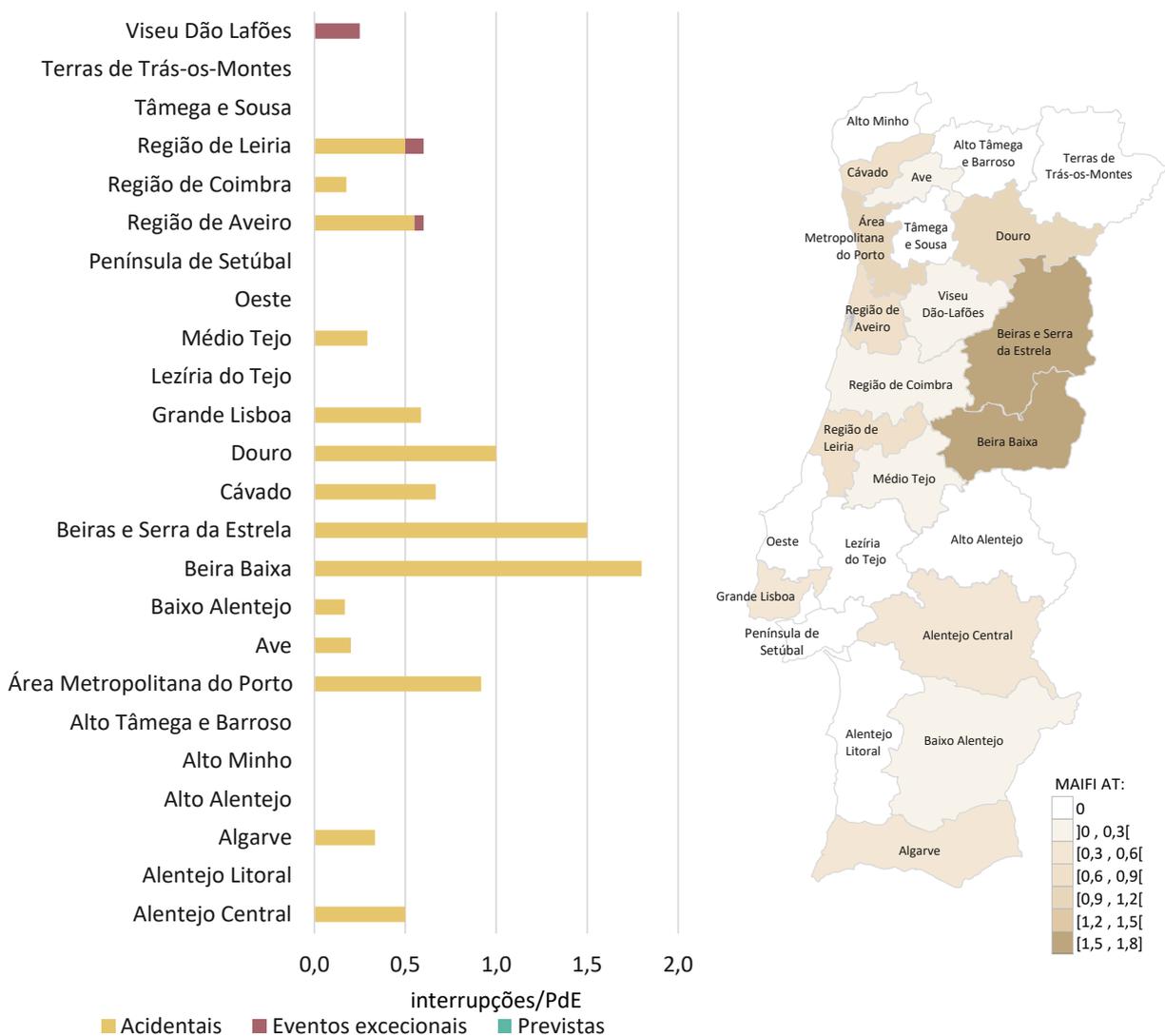




Figura 3-50 – MAIFI AT por NUTS III, em 2024



Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2024, por NUTS III, incluindo interrupções previstas e acidentais, com origem na rede de transporte, na rede de distribuição e nas instalações dos clientes (com exceção de incidentes com origem nas instalações dos próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excecional.





Figura 3-51 – END MT por NUTS III, em 2024

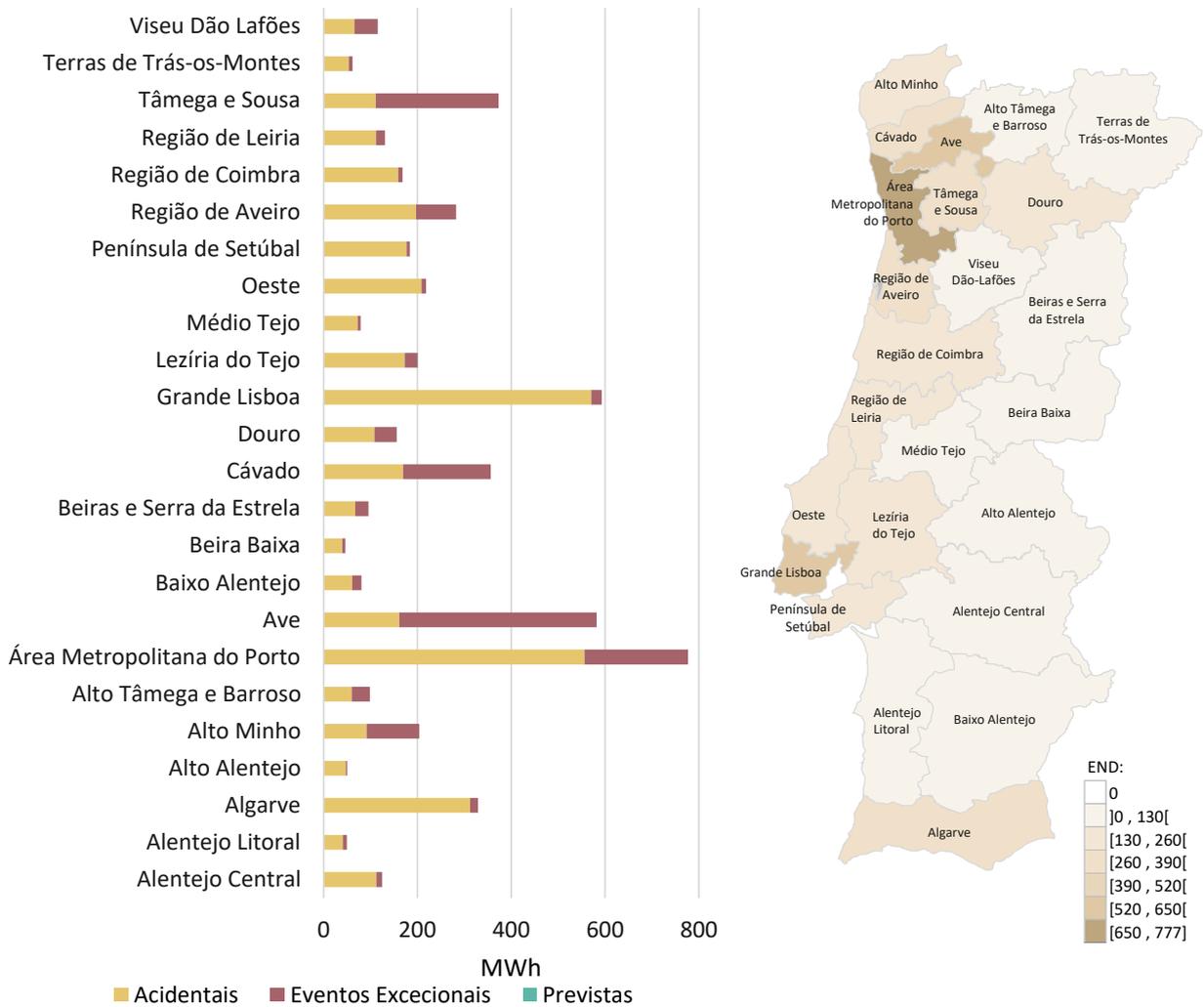




Figura 3-52 – SAIFI MT por NUTS III, em 2024

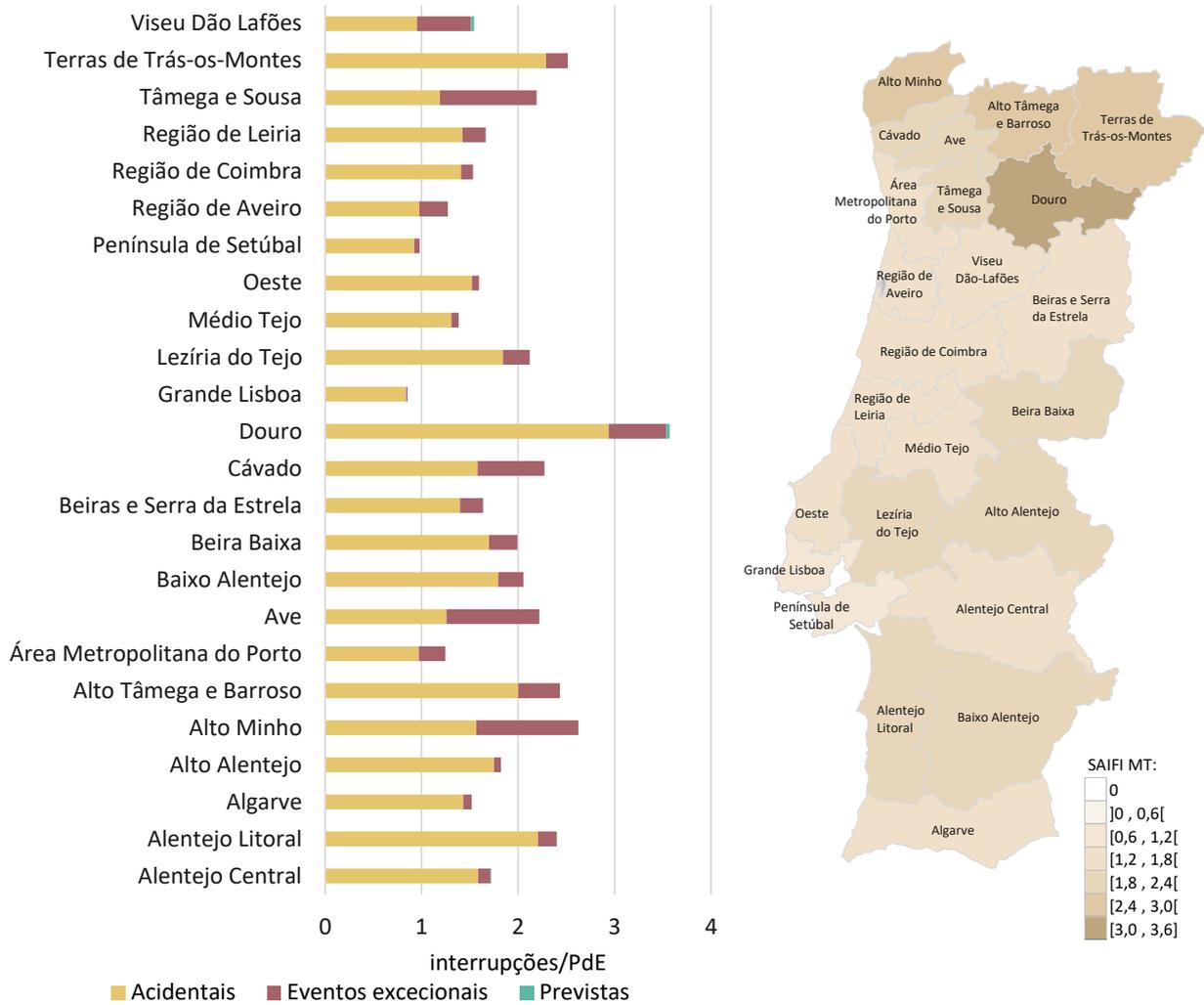




Figura 3-53 – TIEPI MT por NUTS III, em 2024

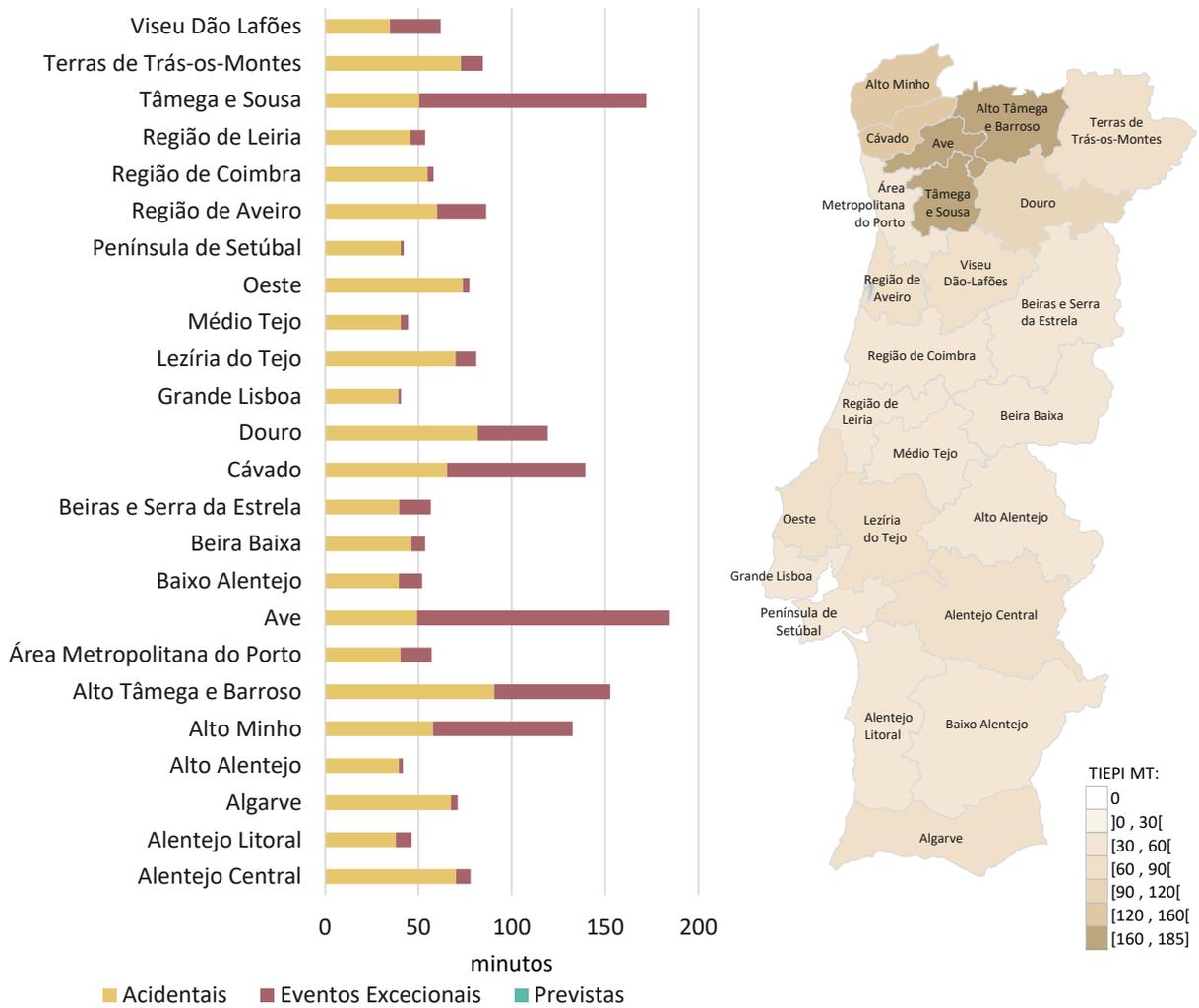




Figura 3-54 – SAIDI MT por NUTS III, em 2024

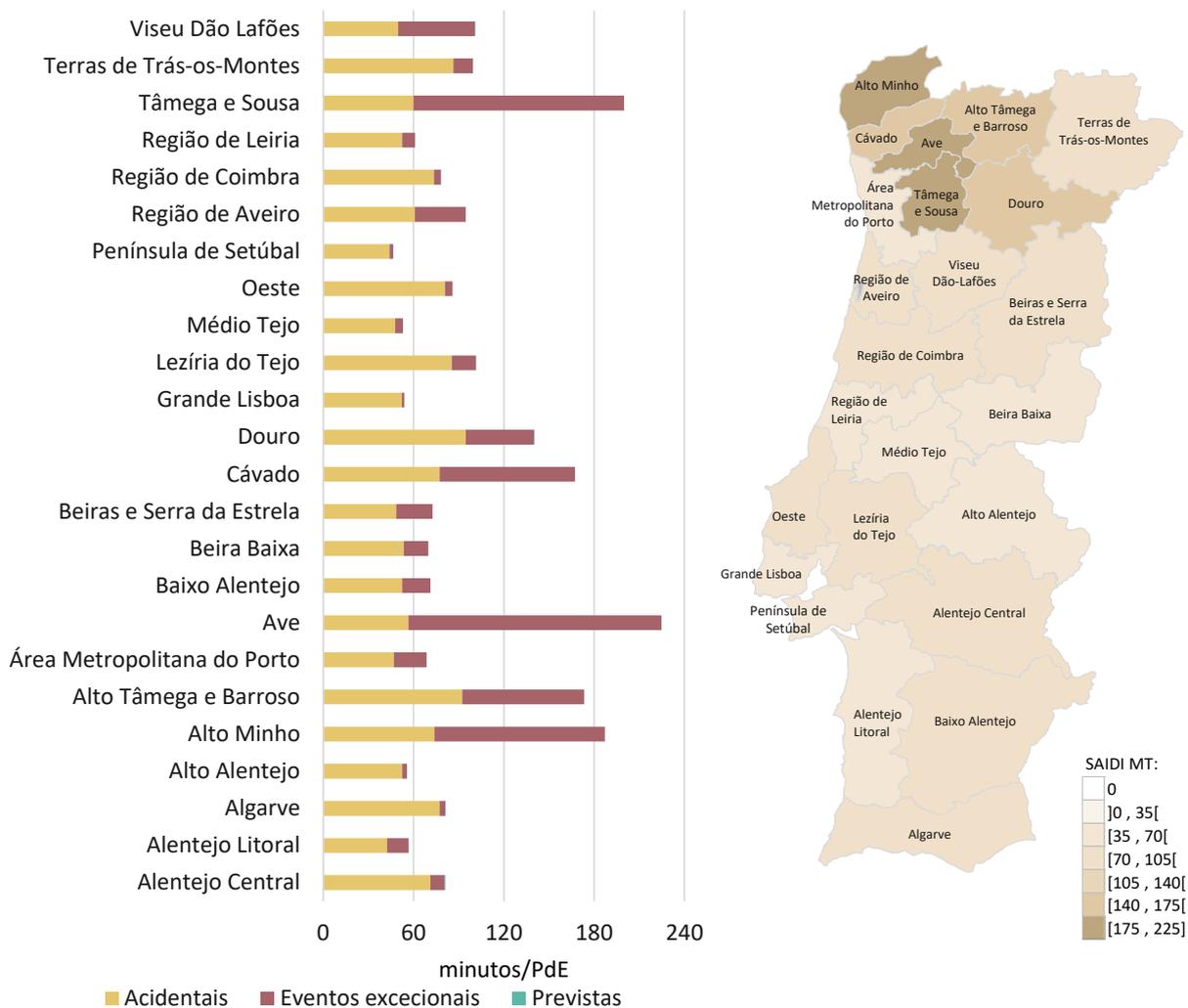




Figura 3-55 – MAIFI MT por NUTS III, em 2024

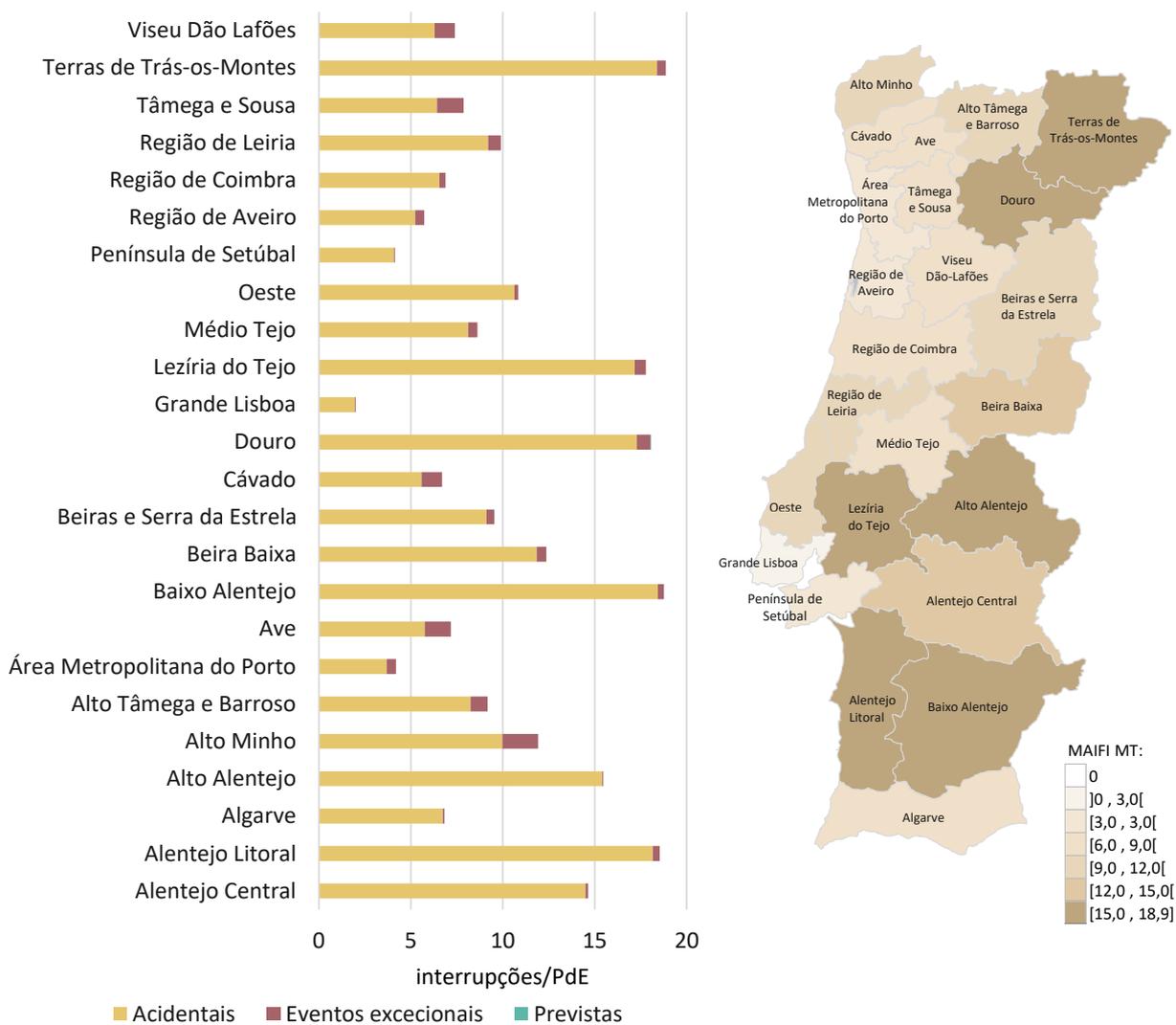




Figura 3-56 – SAIDI BT por NUTS III, em 2024

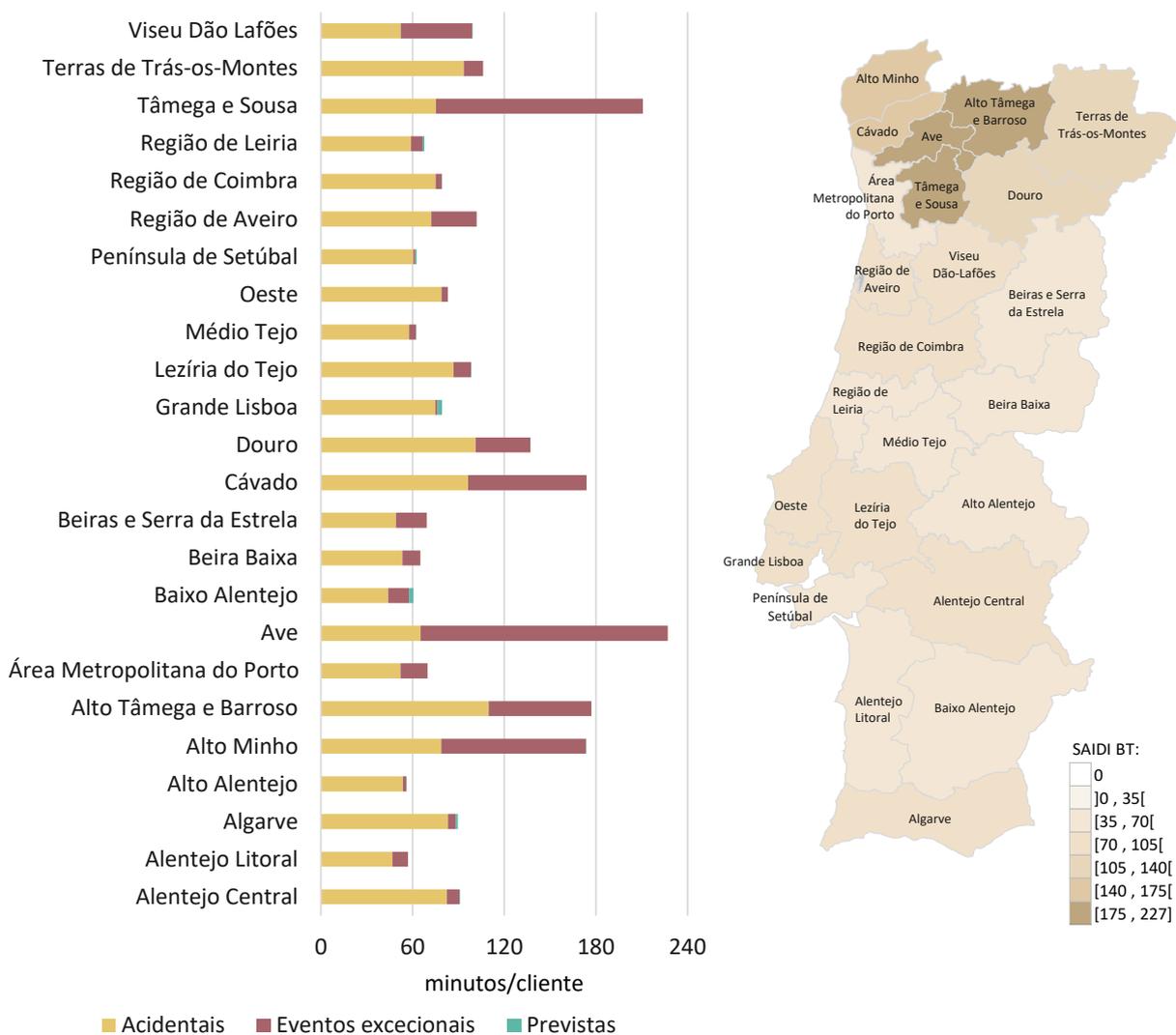
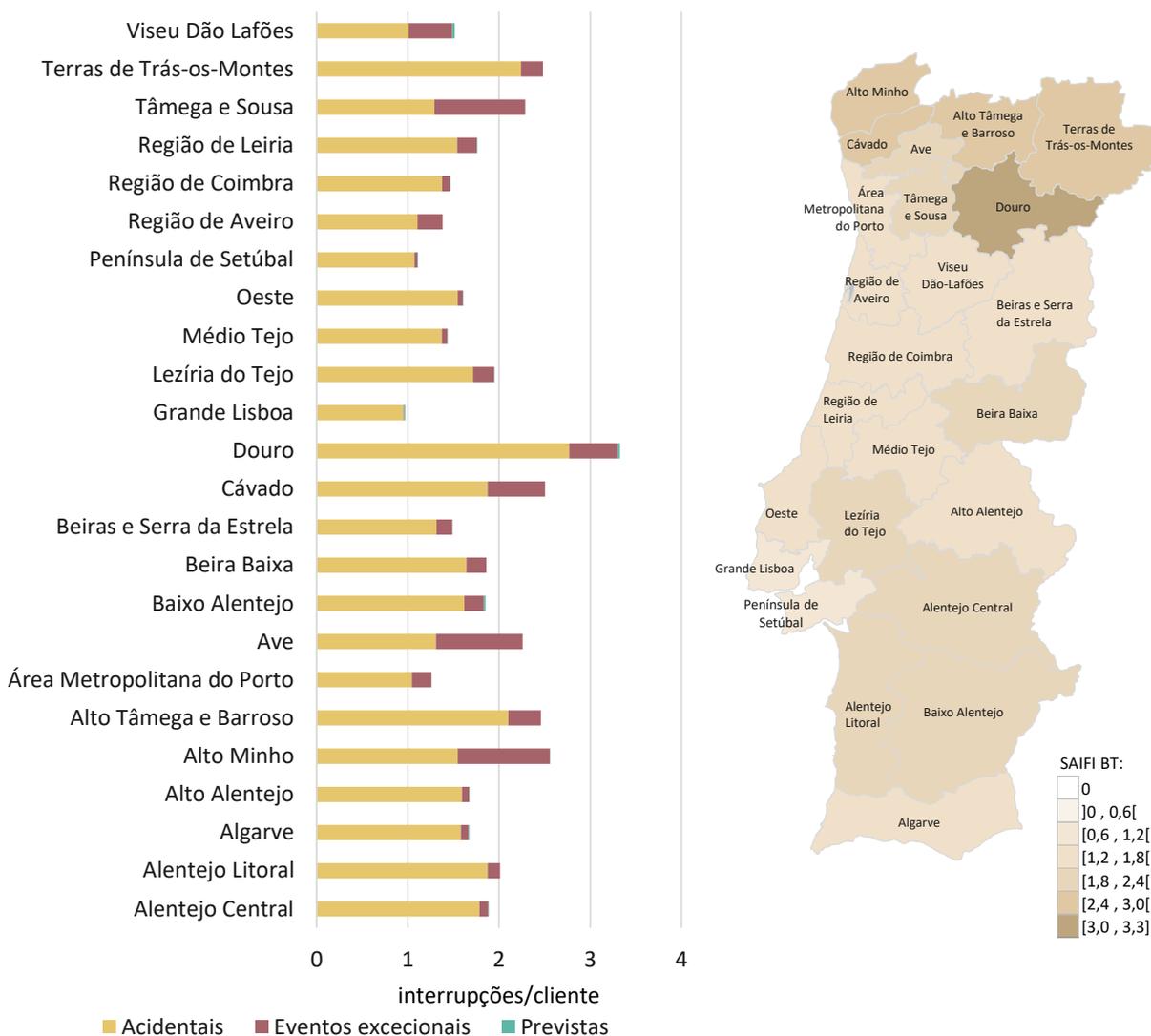




Figura 3-57 – SAIFI BT por NUTS III, em 2024



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2024, a ERSE aprovou a classificação de 267 ocorrências como eventos excepcionais⁷, na sequência de pedido fundamentado por parte da E-REDES. Os pedidos aprovados pela ERSE correspondem a cerca de 68% do total de pedidos submetidos pela E-REDES. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias.

De seguida apresenta-se uma breve descrição dos principais eventos submetidos a classificação como evento excepcional.

⁷ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).



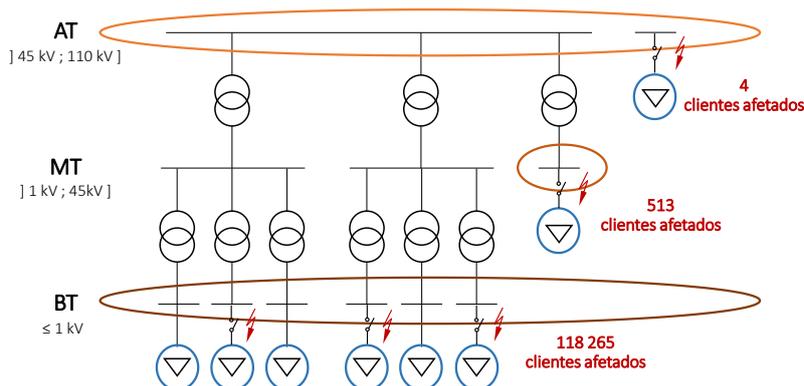


Incêndios nas regiões Norte e Centro – 16 a 20 de setembro de 2024

O evento excepcional de grande impacto ocorrido entre os dias 16 e 20 de setembro de 2024 teve origem em condições meteorológicas adversas, caracterizadas por altas temperaturas, baixa humidade e ventos de elevada intensidade, que provocaram incêndios de grande dimensão, causando uma enorme destruição de infraestruturas e habitações, sobretudo nas regiões Norte e Centro de Portugal continental. A gravidade da situação levou à exaustão dos meios de proteção civil, obrigando à ativação do Mecanismo Europeu de Proteção Civil e à declaração de Situação de Calamidade pelo Governo Português nos municípios afetados.

O referido incidente afetou 118 782 clientes ligados em AT, MT e em BT, conforme apresentado na Figura 3-58.

Figura 3-58 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-11 – Impacto dos incêndios nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 16 a 20 de setembro de 2024
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	0,04
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	80,29
TIEPI (min)	1,12
SAIFI MT (int./PdE)	0,03
SAIDI MT (min/PdE)	2,12
MAIFI MT (int./PdE)	0,02
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	1,69



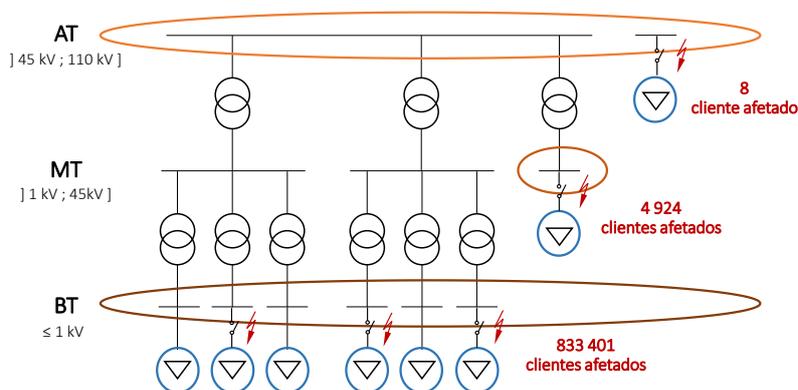


Tempestade Kirk de 8 a 10 de outubro de 2024

O evento excepcional de grande impacto ocorrido entre os dias 8 e 10 de outubro de 2024 resultou de condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir maioritariamente nas regiões a norte do rio Tejo, na sequência da passagem do furacão *Kirk*, que transportava uma massa de ar muito quente e com elevado conteúdo em vapor de água, provocando o agravamento das condições atmosféricas, registando-se rajadas de vento muito fortes entre 100 e 190 km/h.

O referido incidente afetou 838 333 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-59](#).

Figura 3-59 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-12 – Impacto da tempestade *Kirk* nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 8 a 10 de outubro de 2024
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,00
SAIDI AT (min/PdE)	0,00
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	1 355,60
TIEPI (min)	18,64
SAIFI MT (int./PdE)	0,21
SAIDI MT (min/PdE)	26,24
MAIFI MT (int./PdE)	0,43
SAIFI BT (int./cliente)	0,17
SAIDI BT (min/cliente)	20,77



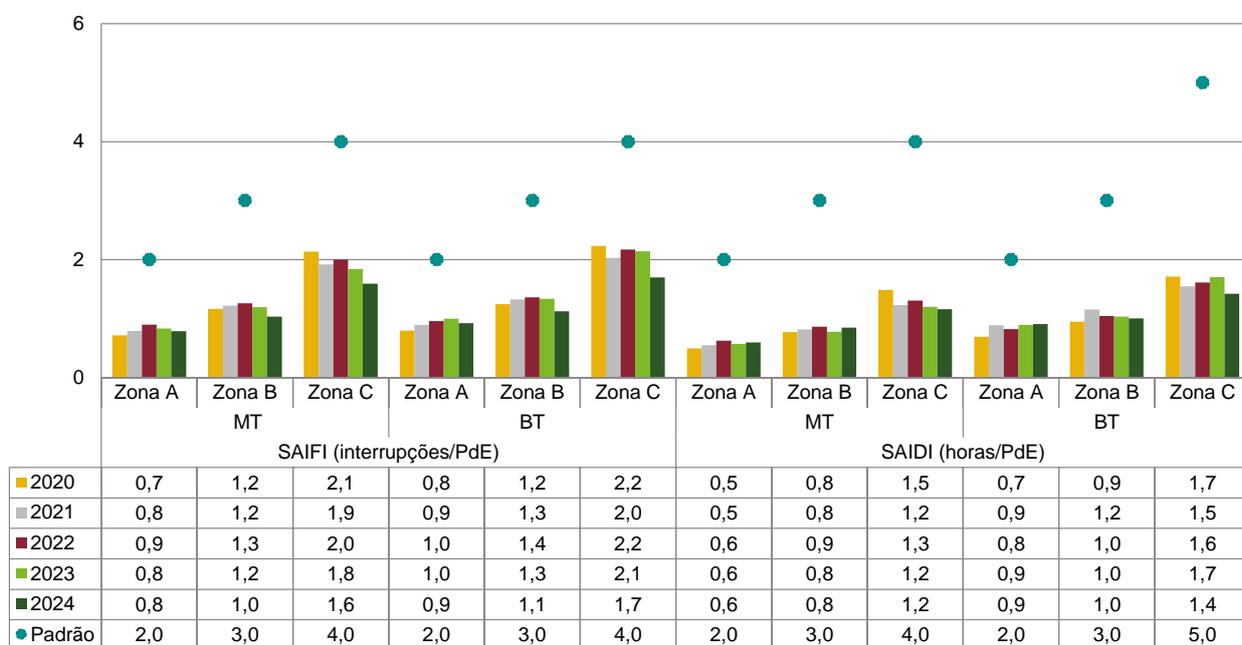


3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

O RQS estabelece padrões gerais de continuidade de serviço para os indicadores SAIFI e SAIDI, em MT e BT.

A Figura 3-60 apresenta os valores registados entre 2020 e 2024 para os indicadores gerais de continuidade de serviço para MT e para BT, bem como os respetivos padrões em vigor, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C). Recorda-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excecionais.

Figura 3-60 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2024



Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, em MT e em BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

O Quadro 3-13 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2024 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2025.





À semelhança do sucedido na verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais, foram excluídas as consequências dos eventos classificados como eventos excecionais.

Quadro 3-13 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2024

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor a deduzir às tarifas de acesso às redes (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0	0
		B	0	0	0
		C	0	0	0
		Total	0	0	0
	MT	A	0	0	0
		B	3	99,20	0
		C	31	2 480,00	0
		Total	34	2 579,20	0
	BTE	A	0	0	0
		B	0	0	0
		C	3	18,60	0
		Total	3	18,60	0
	BTN	A	0	0	0
		B	11	26,85	0
		C	1 145	1 449,00	3,30
		Total	1 156	1 475,85	3,30
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0	0
		B	0	0	0
		C	4	46 922,12	0
		Total	4	46 922,12	0
	MT	A	131	32 355,29	0
		B	128	44 150,98	0
		C	157	46 658,95	0,38
		Total	416	123 165,22	0,38
	BTE	A	250	18 705,82	0
		B	192	18 325,71	0,87
		C	75	10 991,43	0,00
		Total	517	48 022,96	0,87
	BTN	A	36 870	310 031,75	875,47
		B	22 717	327 406,25	181,35
		C	10 744	133 063,68	178,01
		Total	70 331	770 501,68	1 234,83
Total			72 461	992 685,63	1 239,38





Em 2024, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 72 461, sendo a maioria observada em clientes de baixa tensão normal (BTN). As compensações pagas aos clientes ascenderam a 992 686 euros, enquanto foram devolvidos à tarifa ⁸ cerca de 1 239 euros. Em comparação, no ano de 2023 ocorreram 48 426 incumprimentos, com pagamentos de compensações aos clientes no valor de 495 249 euros e devoluções à tarifa de 1 007 euros.

Em termos percentuais, o número total de incumprimentos aumentou 49,63% face a 2023, enquanto o montante das compensações pagas aos clientes praticamente duplicou em relação ao ano anterior.

3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RQS prevê um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que define penalidades e aumentos de proveitos permitidos ao operador da RND. Este incentivo tem um duplo objetivo:

- ⚡ O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da Componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001 tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003. A Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende do valor da energia não distribuída, sendo considerada a totalidade das interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem em razões de segurança, com origem na RNT e as classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.
- ⚡ O segundo objetivo do mecanismo é melhorar a continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Assim, a Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT.

Para determinar o valor do indicador SAIDI MT para efeitos da Componente 2 são tidos em consideração os seguintes critérios:

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais que afetem instalações de consumo, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as

⁸ Sempre que o montante das compensações individuais a pagar a cada cliente seja inferior a 0,50 €, esse valor é considerado para efeitos tarifários, sendo deduzido nas tarifas de acesso às redes.



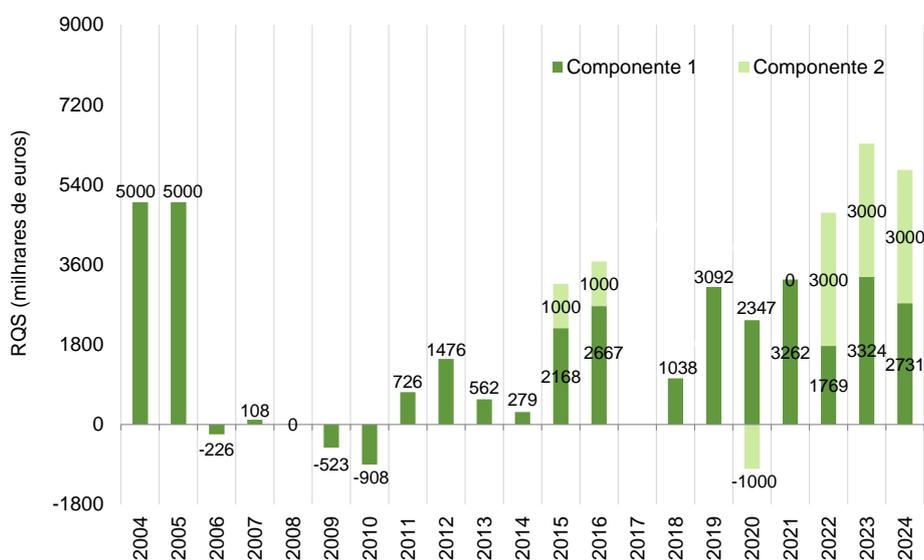


interrupções com origem em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:

- Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores,
 - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como evento excepcional,
 - Interrupções causadas por razões de segurança,
 - Interrupções com origem na rede nacional de transporte.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês,
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, nas suas duas componentes, são apresentados na [Figura 3-61](#).

Figura 3-61 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 40 514 GWh de energia distribuída e de 49,48 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,80 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) de cerca de 2,7 milhões





de euros no ano de 2024. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 310,75 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT (SAIDI MT 5%), o valor do montante obtido foi de três milhões de euros no ano de 2024.

Salienta-se ainda que no ano 2017, o procedimento de decisão sobre a classificação como evento excepcional de dois eventos foi suspenso, inviabilizando o apuramento do valor do incentivo à continuidade de serviço em ambas as componentes.

Finalmente, para os anos 2018 e 2019, uma vez que a componente 2 tem em consideração os valores do indicador de continuidade de serviço SAIDI MT registados nos últimos três anos e dado que o valor do SAIDI MT 2017 não foi ainda determinado, a componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente aos anos de 2018 e de 2019.

3.4.6 CONCLUSÕES

Em 2024, registou-se uma redução do número médio de interrupções de fornecimento longas e breves na rede de distribuição operada pela E-REDES, em comparação com 2023. No entanto, a duração média das interrupções longas aumentou nos três níveis de tensão (AT, MT e BT) face aos resultados verificados no ano anterior. Para este agravamento contribuíram, especialmente, os eventos excepcionais de grande impacto que provocaram danos significativos nas infraestruturas elétricas e prolongaram o tempo de reposição do fornecimento de energia elétrica.

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede MT, quer para a rede BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

Em 2024, registaram-se 72 461 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço, correspondendo a um aumento de cerca de 50% face ao ano anterior. No que respeita às compensações pagas aos clientes, o valor global ascendeu a aproximadamente 993 mil euros, o que representa o dobro do montante pago no ano anterior.





3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER

Para as redes de distribuição de BT, está estabelecido o cálculo de dois indicadores, o SAIFI BT e o SAIDI BT e devem ser consideradas todas as interrupções, independentemente da sua origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalações de cliente, não interrompam outros clientes. Na [Figura 3-62](#) e na [Figura 3-63](#) apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT

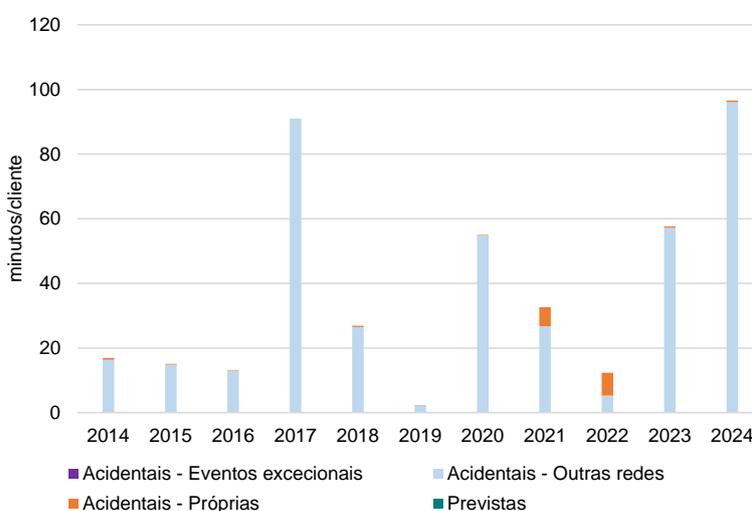
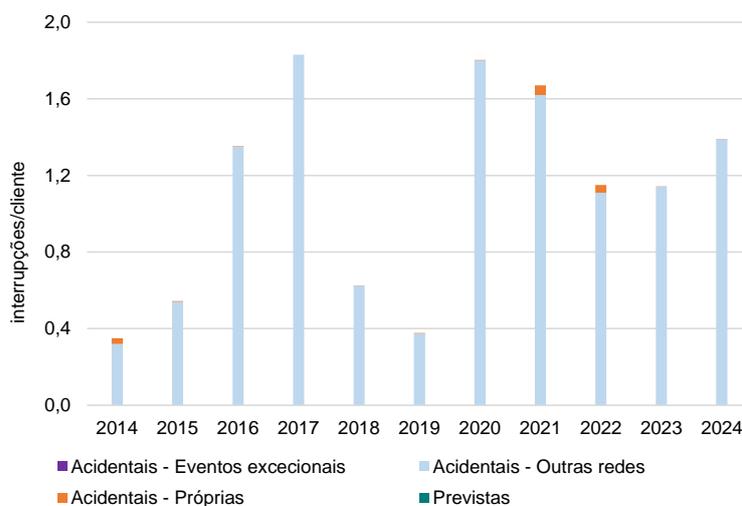


Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2024, a A Celer foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e em outras redes. As interrupções acidentais com origem em outras redes





contribuíram com cerca de 99,5% e 99,9% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 96,61 minutos/cliente e 1,39 interrupções/cliente.

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, verificou-se que estes padrões foram cumpridos, sendo que a totalidade dos clientes tem classificação de zona B.





3.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA

Em 2024, a C.P. de Valongo do Vouga foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes, registando um valor de SAIDI BT de 184,90 minutos/cliente (Figura 3-64) e um valor de SAIFI BT de 2,51 interrupções/cliente (Figura 3-65).

Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT

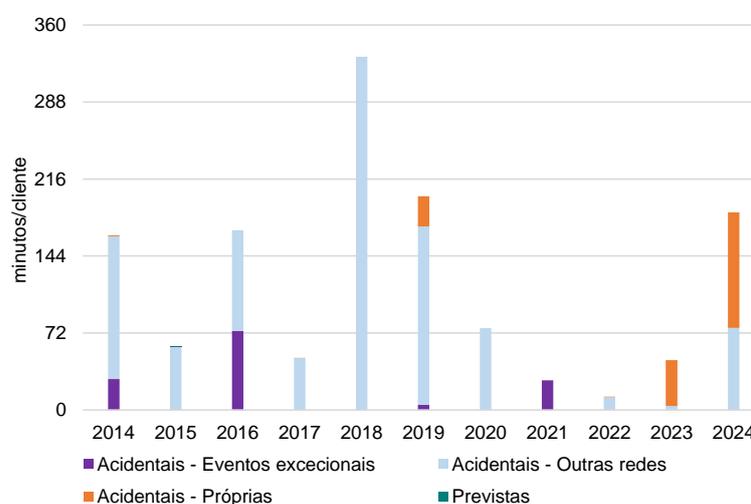
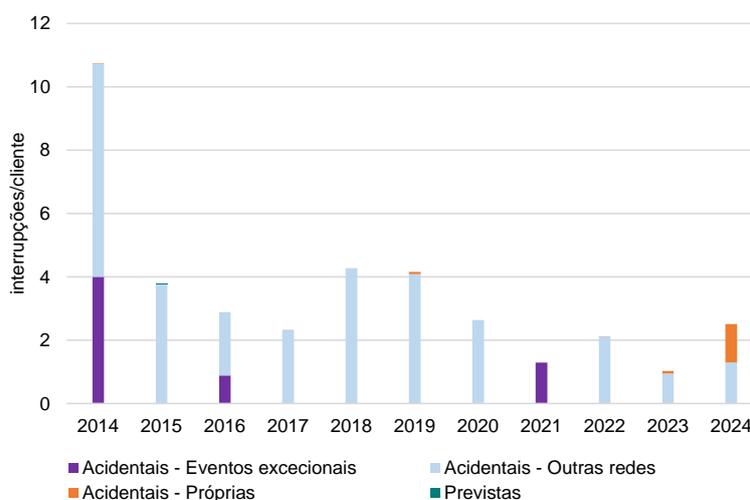


Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT



No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, verificou-se que estes padrões foram cumpridos, sendo que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

A C.E. de Loureiro foi afetada em 2024 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções acidentais, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 171,24 minutos/cliente e 2,16 interrupções/cliente, conforme apresentado na [Figura 3-66](#) e na [Figura 3-67](#).

Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT

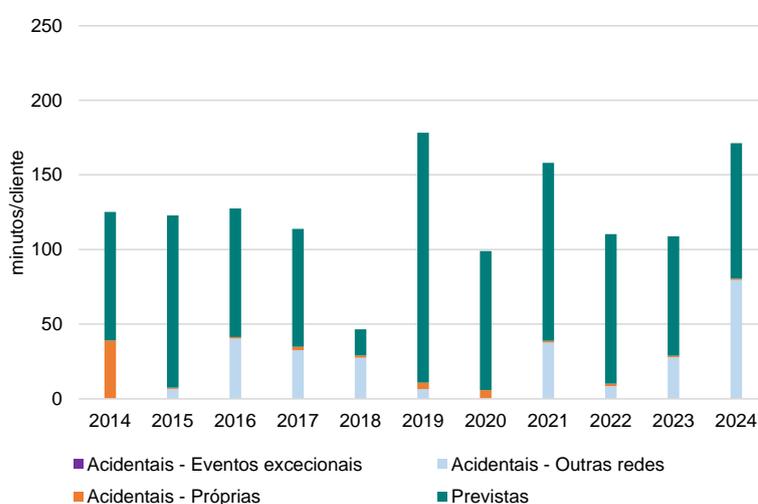
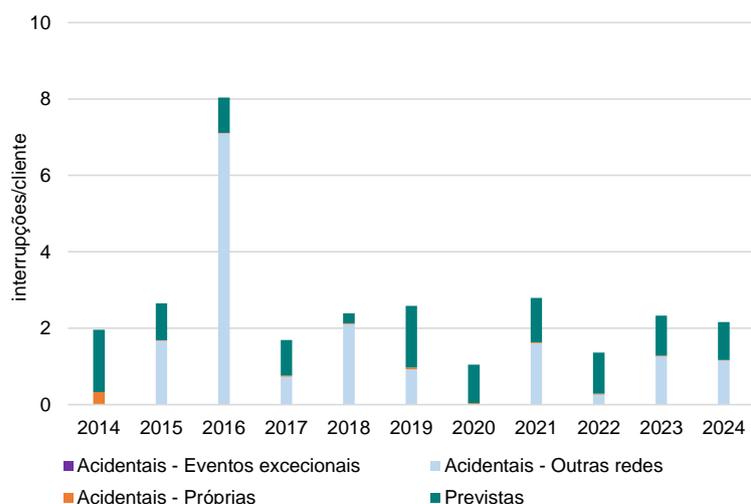


Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT





Relativamente às interrupções previstas, que representaram 53% e 46% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente, a C.E. de Loureiro esclareceu que estas interrupções se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados em postos de transformação da respetiva rede.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2024, a totalidade dos clientes tem classificação de zona C, tendo sido cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.





3.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE

Em 2024, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 86,59 minutos/cliente, *Figura 3-68*, e de SAIFI BT de 3,57 interrupções/cliente, *Figura 3-69*, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

A CEVE informou ainda que, em 2024, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT

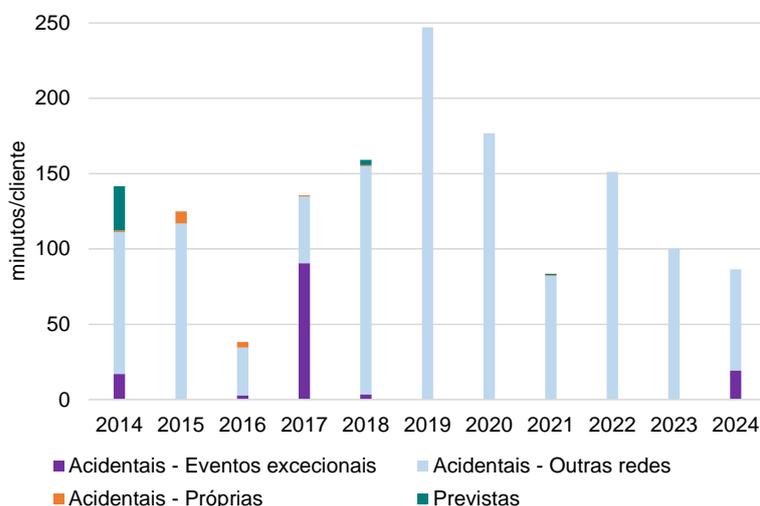
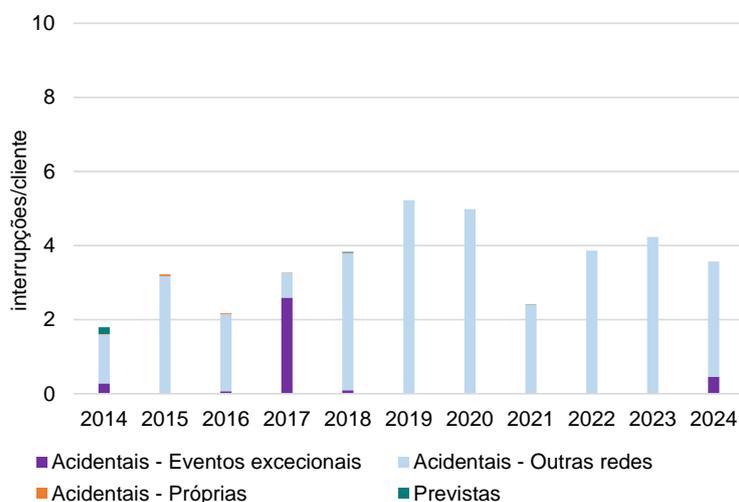


Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT





3.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO

Em 2024, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 2,91 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-70, e um valor SAIFI BT de 0,03 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-71.

Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT

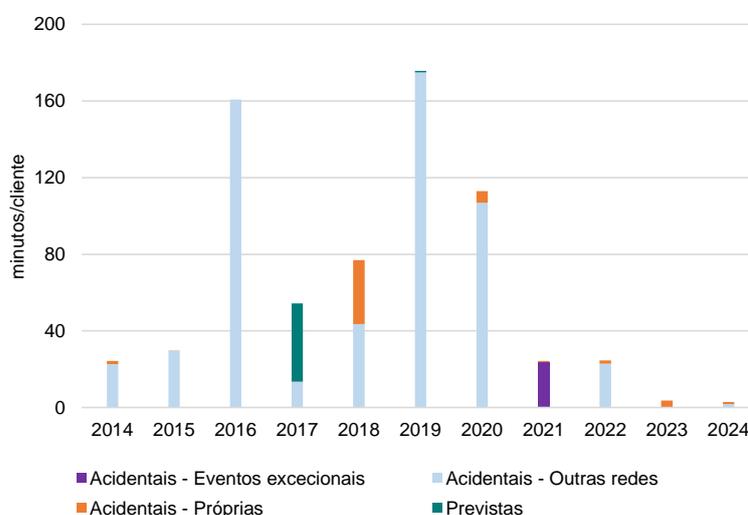
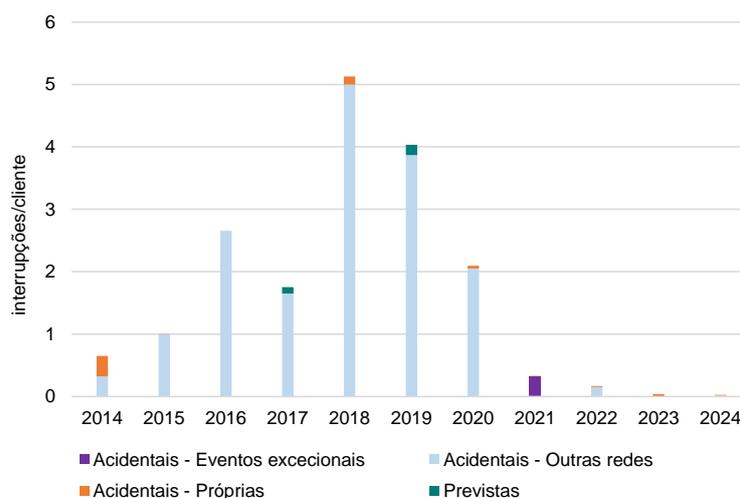


Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT





De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2024, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.10 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ

Em 2024, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 60,27 minutos/cliente (Figura 3-72) e de SAIFI BT de 0,99 interrupções/cliente (Figura 3-73), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT

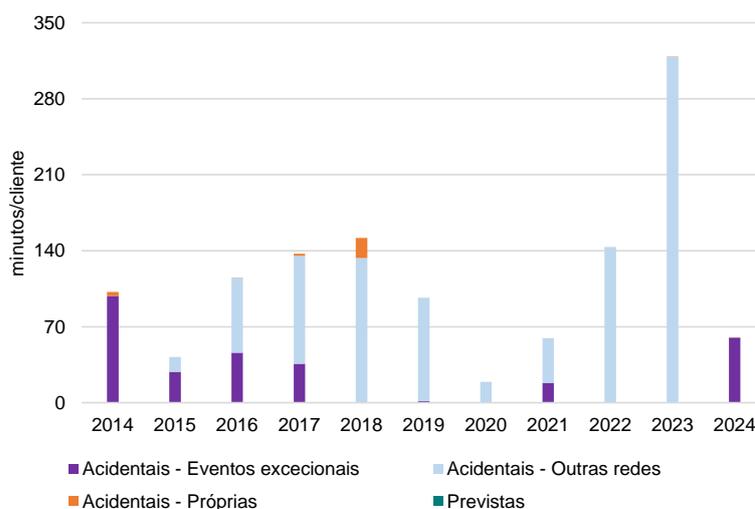
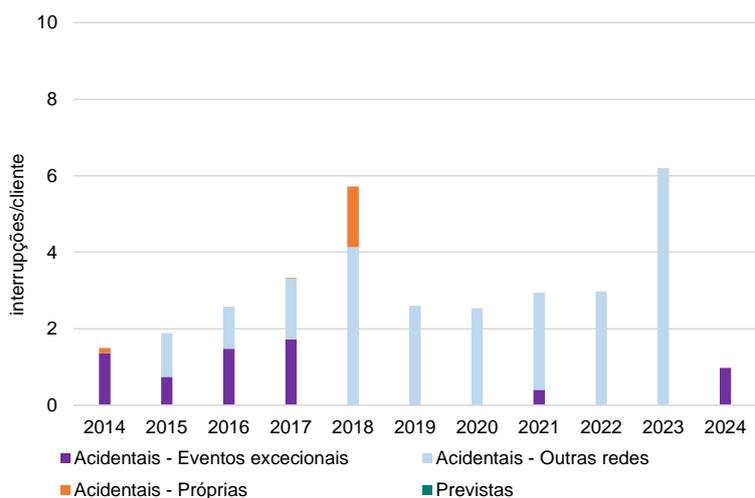


Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa a 2024, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Todos os clientes se encontram na zona C.





3.11 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS

Em 2024, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou um valor total de SAIDI BT de 107,98 minutos/cliente (Figura 3-74) e de SAIFI BT de 1,66 interrupções/cliente (Figura 3-75), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT

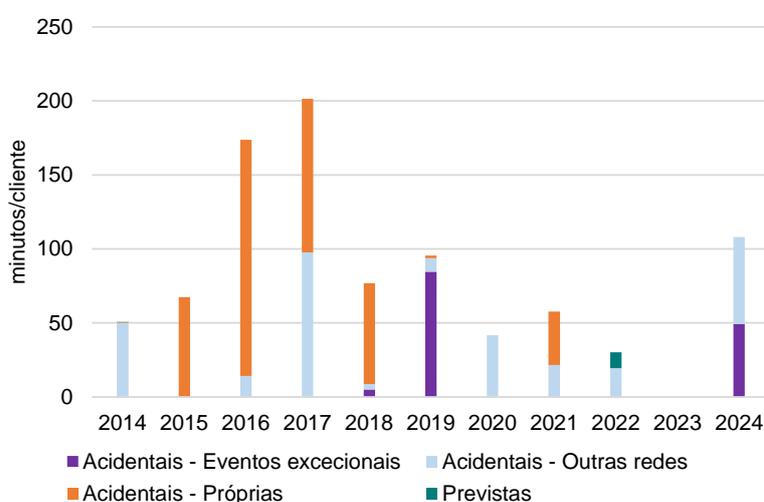
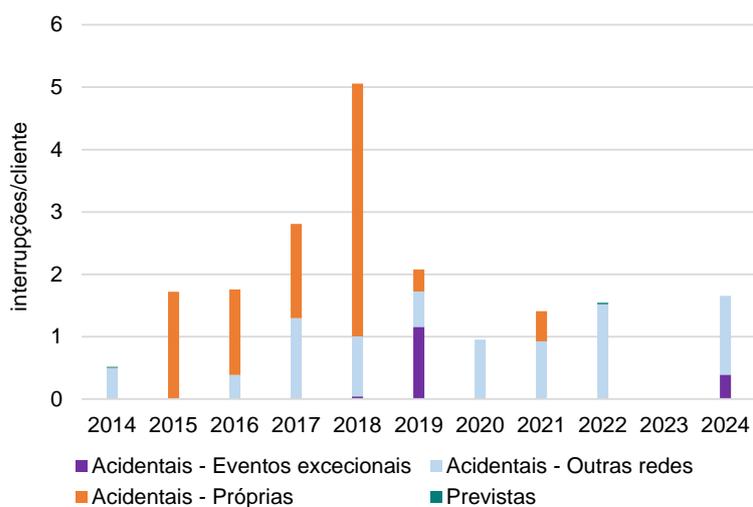


Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2024, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.





3.12 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO

Em 2024, a J.F. de Cortes do Meio não registou interrupções de fornecimento de energia elétrica na sua rede de distribuição de baixa tensão, sendo nulos os valores dos indicadores SAIDI BT (Figura 3-76) e SAIFI BT (Figura 3-77).

Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT

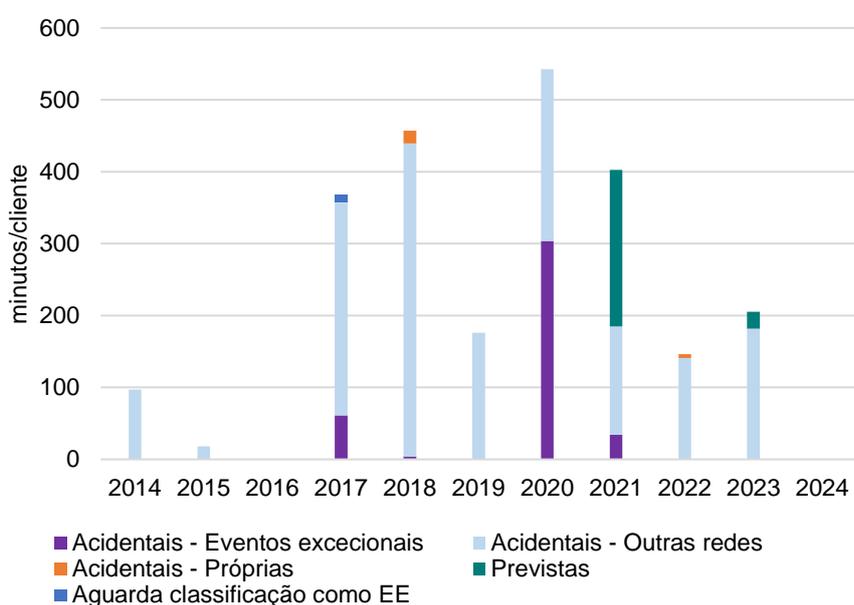
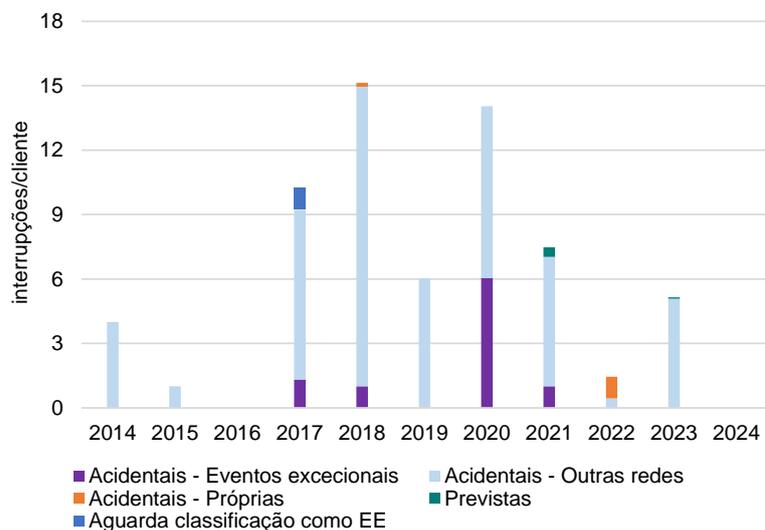


Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT





De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa a 2024, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.13 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2024, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 123,43 minutos/cliente (Figura 3-78) e de SAIFI BT de 1,80 interrupções/cliente (Figura 3-79), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-78 – Evolução do SAIDI BT

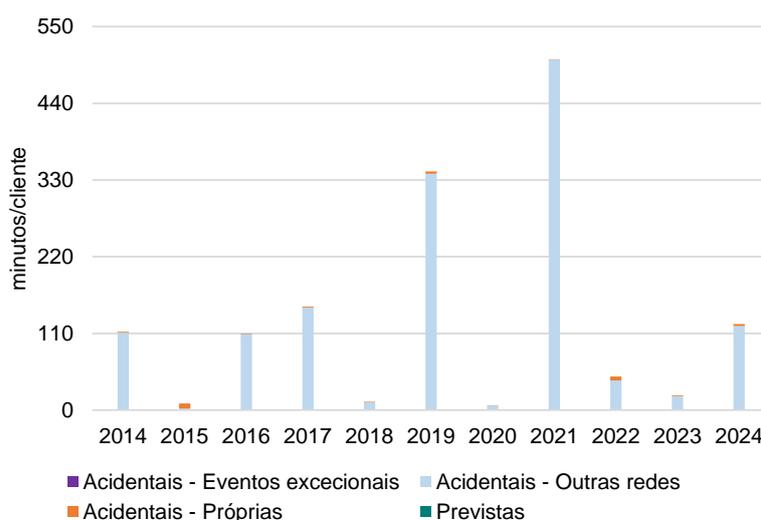
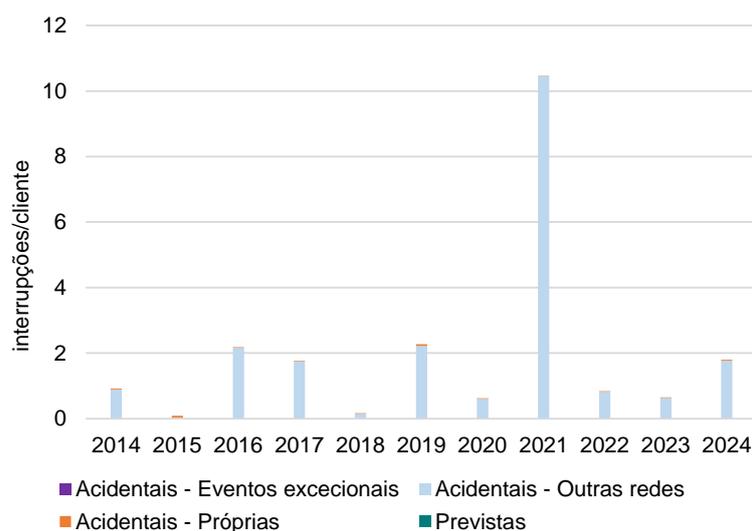


Figura 3-79 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2024, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona B.





3.14 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2024, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 138,11 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,66 interrupções/cliente (incluindo todas as interrupções), considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-80 – Evolução do SAIDI BT

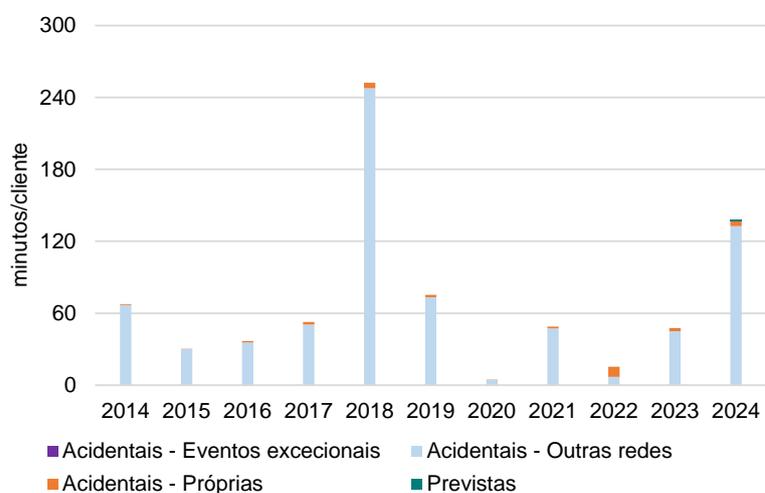
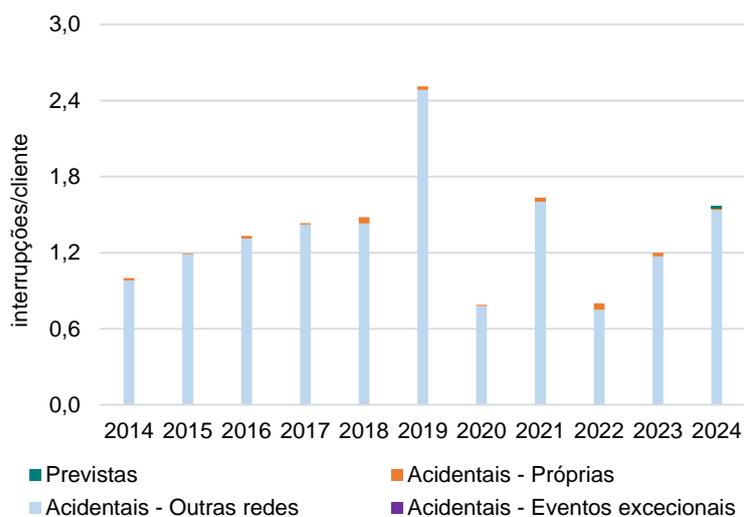


Figura 3-81 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2024, a CESSN cumpriu os padrões individuais de continuidade de serviço, realçando-se que a totalidade dos clientes se encontram em zona C.



4. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA





4 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

As instalações ligadas às redes de transporte ou de distribuição têm à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo, em condições normais de exploração. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe um conjunto de fatores indutores de alterações nas características nominais da onda de tensão e que, conseqüentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

Os fenômenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão podem ter origem na própria rede, nos produtores de energia, em instalações de clientes (tipicamente clientes industriais) e ainda nas interligações com outras redes.

A maioria dos fenômenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão são identificáveis, existindo atualmente soluções técnicas para a sua mitigação, a implementar tanto na instalação dos clientes como nas redes.

A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para serem suportados pela generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão. Neste sentido, tem-se fomentado uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes (conforme estabelecido no RQS e na norma NP EN 50160) e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos.

De modo a identificar situações de não conformidade dos requisitos mínimos de qualidade da onda de tensão, encontra-se estabelecida a necessidade de concretização de um plano de monitorização das principais características da onda de tensão, incluindo fenômenos contínuos, tais como a frequência, o valor eficaz da tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica, e eventos de tensão, como é o caso das cavas de tensão e das sobretensões. Para verificação





dessas características e limites, o RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente à ERSE o referido plano de monitorização da qualidade da energia elétrica. Esse plano deve conter a descrição e justificação das ações de monitorização que se propõem realizar, nomeadamente no que diz respeito aos pontos de rede selecionados e à duração das ações de monitorização. No caso da RNT, o RQS estabelece que a totalidade dos pontos de entrega dessa rede passa a estar abrangida por monitorização permanente.

De acordo com a norma NP EN 50160, a caracterização da qualidade da onda de tensão é realizada com base na análise de fenómenos contínuos e de eventos de tensão. Os fenómenos contínuos analisados nas redes e para os quais estão estabelecidos valores limite no RQS são os seguintes:

- ⚡ frequência,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Os eventos de tensão correspondem a desvios súbitos e significativos da forma de onda de tensão normal ou desejada que ocorrem devido a manobras de rede ou a eventos imprevisíveis, como sejam defeitos com as mais variadas origens (atmosféricos, ações de terceiros, instalações de clientes, outros). Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes são os seguintes:

- ⚡ cavas de tensão,
- ⚡ sobretensões (*swells*).

Atualmente, não existem limites regulamentares estabelecidos para os eventos de tensão.





4.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN

O RQS estabelece as características que a onda de tensão deve respeitar nos pontos de entrega da rede da RNT.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da REN](#).

A monitorização da qualidade de energia elétrica implementada pela REN, em 2024, contemplou medições em 88 pontos de entrega da RNT, correspondente a 100% dos pontos de entrega existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes abrangeu a totalidade do ano. A monitorização dos pontos de entrega Tunes e Divor apresenta falhas de valores medidos em alguns períodos do ano devido às remodelações e manutenção corretiva dos respetivos sistemas de monitorização.

4.1.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Valor eficaz da tensão

Das ações de monitorização realizadas, não se identificaram incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão nos pontos de entrega à RND de eletricidade. Relativamente aos consumidores ligados em MAT, os valores eficazes mantiveram-se dentro dos limiares, previstos no RQS, face à tensão declarada.

Tremulação (*Flicker*)

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em três pontos de entrega, designadamente na Siderurgia Nacional - Maia (46 semanas) e Siderurgia Longos Seixal (42 semanas) e na subestação do Carregado (2 semanas). Estas ocorrências decorrem das características das cargas ligadas aos pontos de entrega, sendo situações já conhecidas.

Distorção harmónica

Identificaram-se pontos de entrega com incumprimento dos valores regulamentares de distorção harmónica, designadamente: subestação de Fanhões na 5.ª harmónica; subestação de Pedralva na 7.ª harmónica; subestação da Fatela (IP) na 7.ª harmónica; Artlant na 7.ª harmónica e Refinaria de Sines na





7.ª harmónica. Registaram-se ainda algumas harmónicas de alta frequência de ordem superior à 21.ª nos pontos de entrega Ermidas do Sado, Luzianes e Monte Novo – Palma.

Estes resultados correspondem a situações e condições conhecidas e decorrem das características das cargas ligadas a estes pontos de entrega.

A REN refere terem recebido nove reclamações de natureza técnica, na maioria por cavas de tensão, e dois pedidos de informação. Após a análise de todas as situações reportadas, não foi verificado qualquer incumprimento do RQS.

4.1.2 EVENTOS DE TENSÃO

Relativamente à monitorização dos eventos de tensão, a REN recolhe anualmente registos de cavas de tensão e sobretensões com recurso a equipamentos permanentes instalados, normalmente, nos mesmos locais e níveis de tensão dos respetivos pontos de entrega.

A Figura 4-1 e a Figura 4-2 apresentam, respetivamente, a evolução anual do número de cavas de tensão e de sobretensões registadas por ponto de entrega da RNT, no período 2014-2024, abrangendo os níveis de tensão de 60 kV, 150 kV e 220 kV. Adicionalmente, apresenta-se o número total de pontos de entrega monitorizados em cada ano pela REN.

Figura 4-1 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RNT

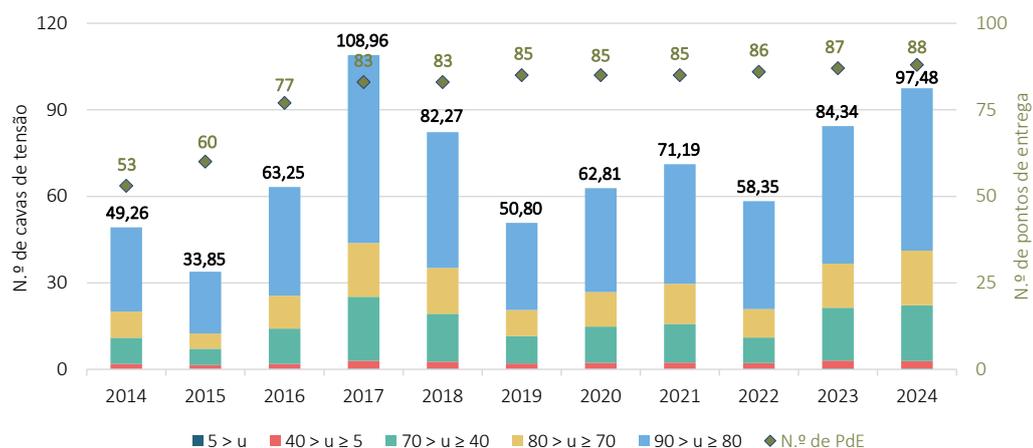



Figura 4-2 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RNT


No [Quadro 4-1](#) e no [Quadro 4-2](#) apresenta-se, para o ano 2024, a informação relativa a cavas de tensão e a sobretensões registadas nos 88 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente. Estes quadros incluem para cada nível de tensão (60 kV, 150 kV e 220 kV) o número médio de eventos registados por ponto de rede monitorizado, assim como a caracterização desses eventos relativamente à sua duração e percentagem da tensão declarada.

Quadro 4-1 – Cavas de tensão na rede de transporte em Portugal continental em 2024

N.º de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	220	66,13	0,50	0,13	0	0
	150*	46,47	0,13	0,40	0	0
	60	55,68	0,86	0,32	0,29	0
$80 > u \geq 70$	220	12,88	0	0	0	0
	150*	26,07	0,67	0,07	0,13	0
	60	17,38	0,43	0,06	0,03	0
$70 > u \geq 40$	220	10,38	0,13	0	0	0
	150*	26,40	0,13	0	0	0
	60	18,22	0,37	0,06	0,02	0,05
$40 > u \geq 5$	220	0,50	0,13	0	0,13	0
	150*	3,47	0	0	0	0
	60	2,48	0,14	0	0,03	0,02
$5 > u$	220	0,25	0	0	0,13	0
	150*	0,20	0	0,40	0	0
	60	0,14	0,02	0	0,02	0,02

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada



**Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2024**

N.º de sobretensões registadas por ponto de entrega monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0,13	0	0
	150*	0,47	0	0
	60	1,17	0	0
120 > u > 110	220	0,13	0	0
	150*	1,33	0	0
	60	1,25	0,03	0,08

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada

Em 2024, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV, um ponto de entrega de 130 kV e 65 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 97. Este valor compara com o valor de 84 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2023.

Do total das 8 578 cavas de tensão registadas na RNT em 2024, cerca de 98% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se cerca de dois eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 193 sobretensões registadas em 2024, 96% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 57% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES

Em 2024, a REN contemplou medições em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

Nesse ano foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.ª e 7.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2024, o número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado apresentou um aumento de cerca de 16% relativamente ao ano anterior.





4.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

Para efeitos de verificação da qualidade da energia elétrica, os operadores de rede devem submeter à ERSE um plano de monitorização para aprovação. No caso da RAA, esse plano deve considerar a monitorização da qualidade da onda de tensão de, pelo menos, 20 pontos das redes de transporte e distribuição em AT e MT. Nesse âmbito, deverá garantir-se monitorização permanente em, pelo menos, 50% das subestações de cada ilha, devendo as restantes subestações ser abrangidas por campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

A monitorização da qualidade da onda de tensão nas redes de distribuição em BT da RAA, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação (PT) de cada concelho, através de campanhas periódicas com duração mínima de um ano.

De acordo com o RQS, os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, devem ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação pode ser consultada no [site da EDA](#).

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA, para 2024, teve uma taxa de realização de 95%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, realizou, em 2024, medições da qualidade da onda de tensão em 55 pontos de monitorização da sua rede: 31 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT; e 24 PT da rede de distribuição em BT.

A duração mínima das ações de monitorização qualidade da onda de tensão na RAA foi de um ano para a totalidade dos níveis de tensão.

4.2.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Os fenómenos contínuos analisados nas redes da RAA foram o valor eficaz da tensão, a frequência, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. A frequência e o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões têm valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.





Valor eficaz da tensão

Em 2024, foram registadas não conformidades do valor eficaz de tensão em diversos pontos de rede, localizados em duas ilhas da RAA.

Na ilha de São Miguel, as não conformidades foram identificadas em três postos de transformação (2PT0005, 2PT0202 e 2PT0041), bem como nas subestações SE BESS S. MIGUEL, SE Foros, SE Graminhais e SE Central Térmica do Caldeirão. No caso específico do posto de transformação 2PT0041, a EDA informou que a situação foi, entretanto, normalizada com a regulação da tomada do transformador.

Na ilha do Pico, foi detetada uma não conformidade no posto de transformação 6PT0141, tendo a EDA indicado tratar-se de uma ocorrência pontual, associada a uma reconfiguração da rede elétrica.

Tremulação (*flicker*)

O resultado das ações de monitorização realizadas em 2024 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação em pontos de monitorização localizados na ilha Terceira e na ilha do Corvo.

No caso da ilha Terceira, foram identificadas não conformidades no posto de seccionamento no PS Serra do Cume e no posto de transformação 3PT0310.

Na ilha do Corvo, foram registadas não conformidades em dois pontos de monitorização, nomeadamente a SE da Central Térmica do Corvo e no posto de transformação 9PT002. Os valores de tremulação não regulamentares advêm das características do sistema elétrico existente na ilha e às flutuações de tensão provocadas pelas cargas existentes na ilha.

Outros fenómenos contínuos

Relativamente à frequência, às tensões harmónicas e ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, verificou-se que, para os diferentes níveis de tensão em todas as ilhas da RAA, os valores registados estão em conformidade com os limites estabelecidos na NP EN 50160.

4.2.2 EVENTOS DE TENSÃO

Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes elétricas da RAA são as cavas de tensão e as sobretensões, para os quais não existem limites estabelecidos.





A análise seguinte incide sobre os registos obtidos nos pontos de monitorização instalados nas redes elétricas da RAA, abrangendo tanto as redes AT/MT como a rede BT. As redes AT/MT incluem os níveis de tensão de 6,9 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV e 60 kV, enquanto a rede BT corresponde ao nível de tensão de 230 V.

O tratamento da informação permite avaliar globalmente a evolução anual do número total de cavas de tensão e de sobretensões por ponto de rede monitorizado, no período 2020-2024, no arquipélago dos Açores (Figura 4-3 e Figura 4-4).

Figura 4-3 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAA

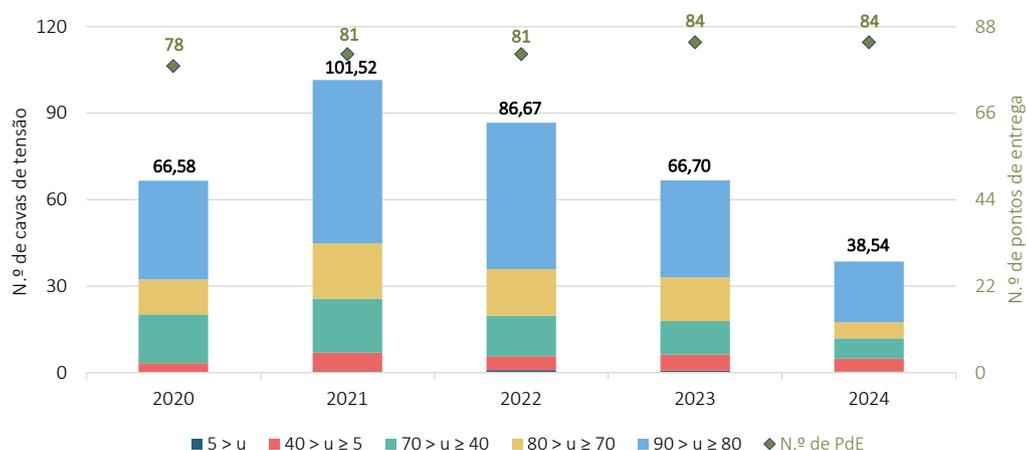
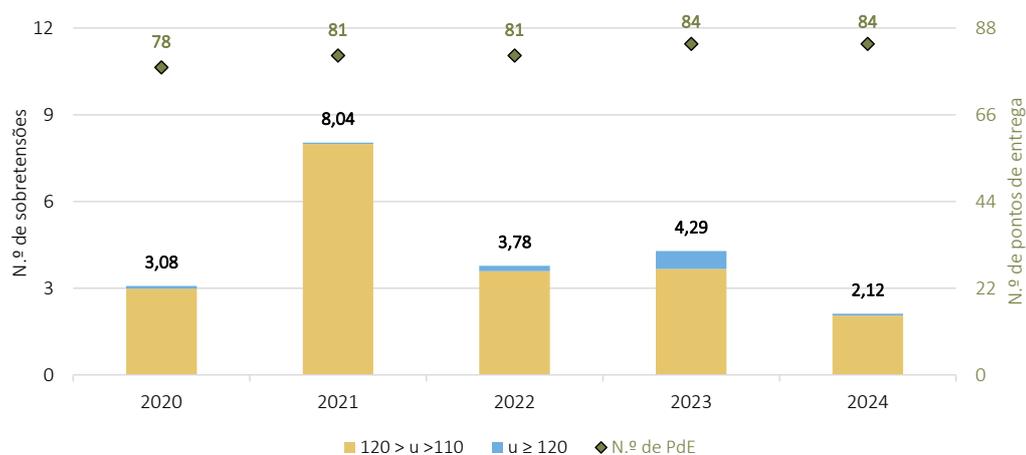


Figura 4-4 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAA



Em 2024, foram monitorizados 84 pontos nas redes elétricas da RAA, dos quais 60 localizados nas redes AT/MT e 24 na rede BT. Nesse ano, verificou-se uma redução no número de eventos de tensão: as cavas de tensão diminuíram 42,23% face a 2023; e as sobretensões reduziram-se em 50,58% no mesmo período.





Apesar da análise global efetuada anteriormente para a RAA, importa salientar que a produção de energia elétrica e as redes de transporte e de distribuição de cada uma das nove ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas. Assim, apresenta-se de seguida a análise dos eventos de tensão individualizada por ilha.

O [Quadro 4-3](#) e o [Quadro 4-4](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2024, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2024

Ilha de S. Maria N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	10	33,00	1,00	1,00	1,00	0
	0,23	2,00	1,00	1,00	0	0
$80 > u \geq 70$	10	2,00	2,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	10	2,00	2,00	1,00	0	0
	0,23	1,00	0	1,00	0	0
$40 > u \geq 5$	10	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$5 > u$	10	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2024

Ilha de S. Maria N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (% U_c)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	10	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	10	2,00	0	0
	0,23	2,00	8,00	0

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV e em um ponto de rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 33 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 4,67 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O [Quadro 4-5](#) e o [Quadro 4-6](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2024, respetivamente.




Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2024

Ilha de S. Miguel						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	60	28,00	3,40	1,00	0,20	0
	30	26,30	3,40	0,60	0,40	0
	10	26,18	3,73	0,73	0,45	0,09
	0,23	16,88	1,50	0,50	0	0
$80 > u \geq 70$	60	4,40	0	0	0	0
	30	5,00	0,10	0	0	0
	10	7,00	0,18	0	0	0
	0,23	2,88	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	5,80	0	0	0	0
	30	4,00	0,10	0,20	0,10	0
	10	1,45	0,	0	0,09	0,09
	0,23	3,63	0	0,13	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	1,00	0	0	0
	30	5,90	1,80	0	0	0
	10	3,09	1,00	0	0	0
	0,23	3,88	1,38	0	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0,20	0,10	0,10	0,30	0,60
	10	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2024

Ilha de S. Miguel				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	0	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	60	0,40	0	0
	30	0	0,20	0,10
	10	0	0	0
	0,23	0,25	0,75	0,38

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em cinco pontos da rede de 60 kV, dez pontos da rede de 30 kV, onze pontos da rede de 10 kV e oito pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 42,41 e identificaram-se 0,47 sobretensões por ponto de rede monitorizado.





O Quadro 4-7 e o Quadro 4-8 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2024, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2024

Ilha Terceira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	21,60	0	0	0	0
	15	15,78	0	0	0	0
	6,9	37,00	0	0	0	0
	0,23	12,50	0,25	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	6,40	0	0	0	0
	15	9,56	0	0	0	0
	6,9	11,00	0	0	0	0
	0,23	6,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	6,80	2,60	0	0	0
	15	15,22	2,67	0	0,11	0,11
	6,9	12,50	2,00	0	0,50	0,50
	0,23	10,75	1,75	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	2,20	0,40	0	0	0
	15	4,00	0,89	0	0	0
	6,9	1,00	0	0	0	0
	0,23	2,75	0,75	0	0	0
$5 > u$	30	0,20	0	0	0	0
	15	0,44	0	0	0	0
	6,9	0	0	0	0	0,50
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2024

Ilha Terceira				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	30	0	0	0
	15	0	0	0
	6,9	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	15	0	0	0
	6,9	0	0	0
	0,23	0	0	0





Na ilha Terceira, a monitorização incidu sobre cinco pontos da rede de 30 kV, nove pontos da rede de 15 kV, dois pontos da rede de 6,9 kV e quatro pontos de rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 45,45 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado. Em 2024, não foram registadas sobretensões nos pontos de rede monitorizados.

O [Quadro 4-9](#) e o [Quadro 4-10](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2024, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2024

Ilha Graciosa N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	7,00	1,00	0	0	0
	0,23	3,00	2,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	4,00	0	0	0
	0,23	0	2,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	4,00	2,00	4,00	0
	0,23	0	3,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	1,50	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
$5 > u$	15	0	2,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2024

Ilha Graciosa N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	1,50	1,00	0
	0,23	0	1,00	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV e em um ponto da rede de baixa tensão, no qual se registaram 21 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se duas sobretensões por ponto de rede monitorizado.





O Quadro 4-11 e o Quadro 4-12 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2024, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2024

Ilha de S. Jorge						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	25,00	2,00	0	1,00	0
	0,23	2,50	2,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	0	0	1,00	0
	0,23	0	2,50	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	13,00	0	1,00	0
	0,23	0,50	13,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	16,00	1,00	0	0
	0,23	0	11,00	1,00	0	0
$5 > u$	15	0	2,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2024

Ilha de S. Jorge				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0	0
	0,23	0	0,50	0
$120 > u > 110$	15	10,00	0	0
	0,23	4,50	17,50	10,50

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV e a dois pontos de rede de baixa tensão. Nesses pontos registaram-se 43 cavas de tensão e 25,33 sobretensões.





O Quadro 4-13 e o Quadro 4-14 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2024, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2024

Ilha do Pico						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	38,00	1,00	0	0	0
	15	23,33	2,00	0,67	0	0
	0,23	9,00	0,67	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	2,00	0	0	0	0
	15	1,33	2,67	0	0	0
	0,23	1,00	1,33	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	11,00	9,00	1,00	1,00	0
	15	4,67	6,67	1,00	1,00	0
	0,23	3,33	5,00	0,33	0,33	0
$40 > u \geq 5$	30	1,00	0	1,00	0	0
	15	0,67	2,00	2,33	0	0
	0,23	0	0	2,00	0	0
$5 > u$	30	0	0	2,00	0	0
	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2024

Ilha do Pico				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	30	0	0	0
	15	0	0	0
	0,23	0	0,67	0,67
$120 > u > 110$	30	1,00	0	0
	15	1,33	1,67	0,33
	0,23	1,00	6,00	3,33

Na ilha do Pico foi realizada monitorização em um ponto da rede de 30 kV, em três pontos da rede de 15 kV e em três pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 40,14, tendo-se identificado uma média de 6,57 sobretensões por ponto de rede monitorizado.





O Quadro 4-15 e o Quadro 4-16 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2024, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2024

Ilha do Faial						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	1,67	0	0	0	0
	0,23	0,50	0	0	0	0
80 > u ≥ 70	15	1,00	1,00	0	0	0
	0,23	1,50	0,50	0	0	0
70 > u ≥ 40	15	0,33	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0	4,00	1,00	0	0
	0,23	0	3,50	0,50	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2024

Ilha do Faial				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	0	0	0
	0,23	0	0	0

Na ilha do Faial foi realizada monitorização em três pontos da rede de 15 kV e em dois pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de oito. Em 2024, não foram registadas sobretensões nos pontos de rede monitorizado.





O Quadro 4-17 e o Quadro 4-18 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2024, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2024

Ilha das Flores						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	7,40	3,80	0	0	0
	0,23	8,50	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	4,80	6,00	0,40	0	0
	0,23	3,50	2,50	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	1,00	1,40	0,20	0,20	0
	0,23	1,00	1,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	6,20	0	0	0
	0,23	0	2,50	0	0	0
$5 > u$	15	0	0,20	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2024

Ilha das Flores				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	1,20	0,40	0
	0,23	3,00	1,50	0

Na ilha das Flores foi realizada monitorização em cinco pontos da rede de 15 kV e em dois pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 28,29, tendo-se identificado uma média de 2,43 sobretensões por ponto de rede monitorizado.





O Quadro 4-19 e o Quadro 4-20 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2024, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2024

Ilha do Corvo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	60,00	0	0	2,00	0
	0,23	2,00	1,00	2,00	0	0
80 > u ≥ 70	15	2,00	3,00	0	2,00	0
	0,23	0	0	0	2,00	0
70 > u ≥ 40	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2024

Ilha do Corvo				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	1,00	0	0
	0,23	1,00	1,00	0

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 15 kV e em um ponto da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 38, tendo-se identificado uma média de 1,50 sobretensões por ponto de rede monitorizado.





4.2.3 CONCLUSÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para 2024 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 95%, com medições da qualidade da onda de tensão em 31 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 55 pontos de monitorização. Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 24 postos de transformação de distribuição. Todas as ações de monitorização realizadas tiveram a duração mínima de um ano.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimentos dos valores limite associados à tremulação na ilha do Corvo e na ilha Terceira. Relativamente ao valor eficaz de tensão, registaram-se incumprimentos em pontos de rede da ilha do Pico e da ilha de São Miguel.

No que respeita à frequência, às tensões harmónicas e ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, conclui-se a conformidade destes com a NP EN 50160, para os diferentes níveis de tensão em todas as ilhas da RAA.





4.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM

O Regulamento da Qualidade de Serviço prevê que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições sejam publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da EEM](#).

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica da EEM para 2024 teve uma taxa de realização de 95,1% para a ilha da Madeira e de 93,1 % para a ilha do Porto Santo. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias/avarias verificadas em alguns dos equipamentos de medição, de intervenções e remodelações em postos de transformação, de calibração dos equipamentos, de falhas de comunicação dos equipamentos e de atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para novos pontos de monitorização.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2024 na RAM contemplaram medições em 29 pontos de entrega das ilhas da Madeira e do Porto Santo.

4.3.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Os fenómenos contínuos analisados nas redes da RAM foram o valor eficaz da tensão, a frequência, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. A totalidade destes fenómenos tem valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.

Valor eficaz da tensão

No que respeita ao valor eficaz da tensão, verificaram-se duas não conformidades em dois pontos monitorizados em BT face aos limites estabelecidos na norma NP EN 50 160 ($\pm 10\%$ para a BT e MT). De acordo com informação da EEM, no caso do posto de transformação da Calheta a origem das não conformidades foi identificada, tido sido regularizada ainda decorria a campanha. No posto de transformação do Porto Santo, ocorreu uma semana não conforme, tratando-se de um caso pontual.

Frequência

Relativamente à frequência, as variações máximas registadas nas ilhas da Madeira e do Porto Santo foram 0,34% e 0,01%, respetivamente, cumprindo a variação máxima ($\pm 2\%$) prevista na norma EN NP 50160 para sistemas sem interligação ou isolados.





Tremulação (*flicker*)

No que respeita à tremulação, todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas abaixo dos limites regulamentares ($P_{lt}=P_{st}=1$).

Desequilíbrio de fases

Nas ações de monitorização efetuadas nas ilhas da Madeira e do Porto Santo não foram ultrapassados valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2%), tendo-se verificado valores de máximos de 1,1%, mantendo a tendência registada no ano anterior.

Distorção harmónica

No que respeita à distorção harmónica total (THD), não foram ultrapassados os limites. O THD apresentou valores de máximos de 4,7%. Ao nível das harmónicas individuais também não foram registados incumprimentos.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2024 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização anual em dois pontos da rede, um nos 30 kV e um nos 6,6 kV. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto da rede distribuição em BT na ilha do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

Na [Figura 4-3](#) e na [Figura 4-4](#) é apresentada, respetivamente, uma análise global da evolução anual do número total de cavas de tensão e de sobretensões por ponto de rede monitorizado, no período 2020-2024, no arquipélago da Madeira. Nesta análise, foram excluídas as monitorizações efetuadas nos pontos da rede de BT, dado que a recolha de dados nesses locais não abrangeu a totalidade do ano. Acresce que a ocorrência de eventos de tensão está fortemente associada à sazonalidade das condições atmosféricas, pelo que os registos obtidos nesse período limitado não refletem esse efeito.





Figura 4-5 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAM

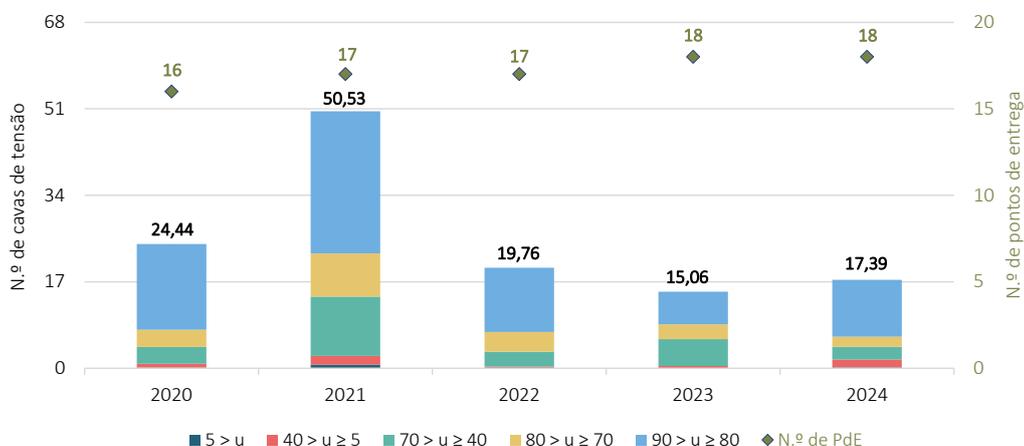
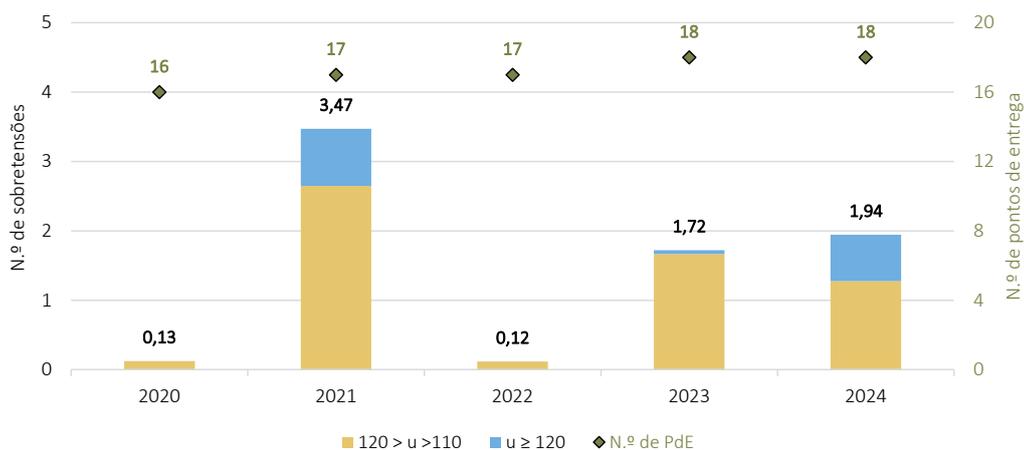


Figura 4-6 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAM



Em 2024, foram monitorizados 18 pontos nas redes elétricas da RAM nos níveis de tensão de 6,6 kV, 30 kV e 60 kV. Nesse ano, verificou-se um aumento no número de eventos de tensão: as cavas de tensão aumentaram 15,47% face a 2023; e as sobretensões aumentaram 12,79% no mesmo período.

De seguida, apresenta-se no [Quadro 4-21](#) e no [Quadro 4-22](#) o número de cavas de tensão e sobretensões por ponto de monitorização registado na ilha da Madeira em 2024.





Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2024

Ilha da Madeira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	60	4,00	1,33	0	0	0
	30	5,50	1,75	0	0	0
	6,6	13,00	1,60	0	0	0
	0,23	2,10	1,20	0,10	0	0
$80 > u \geq 70$	60	0,67	0,67	0	0	0
	30	1,63	0	0	0	0
	6,6	3,40	0	0	0	0
	0,23	0,40	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	0	0	0	0	0
	30	2,00	0,13	0	0	0
	6,6	5,00	0,20	0	0	0
	0,23	0,80	0,20	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0,33	0,67	0	0	0
	30	1,38	0,75	0	0	0
	6,6	1,40	0	0	0	0
	0,23	0,10	0	0	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0,13	0
	6,6	0	0	0	0,20	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2024

Ilha da Madeira				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	0,33	0	0
	30	1,13	0,25	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	60	0,33	0	0
	30	2,63	0	0
	6,6	0,20	0	0
	0,23	0	0	0

No ano de 2024, em 29 pontos de rede monitorizados, registaram-se 397 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 305 na ilha da Madeira e 92 na ilha do Porto Santo. Em relação a este tipo de evento, em 2024 verificou-se um aumento do número de cavas na RAM em cerca de 25,2% quando comparado com o período homólogo de 2023.





Na ilha da Madeira, em 2024, identificaram-se no total 35 sobretensões, representando um aumento de 12,9% do número de eventos deste tipo face a 2023.

De seguida, apresenta-se no [Quadro 4-23](#) e no [Quadro 4-24](#) o número de cavas de tensão e sobretensões por ponto de monitorização registado na ilha do Porto Santo em 2024.

Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2024

Ilha do Porto Santo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	14,00	13,00	0	0	0
	6,6	14,00	13,00	0	0	0
	0,23	11,00	17,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	0	1,00	0	0	0
	6,6	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	1,00	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	6,6	1,00	0	0	0	0
	0,23	0	4,00	0	0	0

Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2024

Ilha do Porto Santo				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (% U_c)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0

Tal como no ano anterior, não se registaram sobretensões na ilha do Porto Santo em 2024.





4.3.3 CONCLUSÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2024 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em três pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e um na BT. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em 10 pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

Em 2024, em 29 pontos de rede monitorizados, registaram-se 397 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 305 na ilha da Madeira e 92 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, foram registadas unicamente na ilha da Madeira.





4.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES

A E-REDES deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas de duração mínima anual. As ações de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na rede nacional de distribuição, a partir de 1 de janeiro de 2018, passou a incluir a cobertura de, no mínimo, um barramento de MT em 68 subestações AT/MT. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de sete subestações AT/MT.

De acordo com o MPQS, num período de máximo de quatro anos, a E-REDES, tem ainda de monitorizar a qualidade da energia elétrica nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições sejam publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da E-REDES](#).

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da E-REDES para o biénio 2024-2025 prevê a monitorização de 140 subestações AT/MT em 2024, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano prevê a abrangência de 168 PTD através de campanhas periódicas trimestrais.

Em 2024, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-REDES monitorizou:

- ⚡ 30 subestações AT/MT (46 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- ⚡ 110 subestações AT/MT (182 barramentos MT) de forma permanente,
- ⚡ 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

4.4.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

4.4.1.1 SUBESTAÇÕES

Em relação às ações de monitorização, nos 228 barramentos MT das 140 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade no valor eficaz de tensão, na tremulação, no desequilíbrio de tensão e na distorção harmónica de tensão.





Valor eficaz de tensão

Relativamente à análise de conformidade da tensão com a norma NP EN 50160, verificou-se que, em 2024, os 228 barramentos MT das 140 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,01% no parâmetro do valor eficaz da tensão, tratando-se de uma situação pontual.

Tremulação (*Flicker*)

Em 2024, os 228 barramentos MT das 140 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,03% na tremulação. De acordo com a E-REDES, trataram-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte deste operador de rede.

Distorção harmónica de tensão

Em 2024, os 228 barramentos MT das 140 subestações monitorizadas apresentaram conformidade em praticamente todas as semanas analisadas. As exceções verificaram-se em apenas 0,04% das semanas no desequilíbrio de tensão e em 0,57% na distorção harmónica de tensão.

No que respeita ao desequilíbrio de tensão, foram identificadas duas ocorrências pontuais, correspondendo a situação temporária. Relativamente à distorção harmónica de tensão, as situações de não conformidade estiveram associadas às harmónicas de tensão de ordem 5.^a, 6.^a e 21.^a, bem como ao THD, tendo motivado a realização de estudos complementares e uma maior vigilância técnica pela E-REDES.

4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2024, as monitorizações realizadas nos 168 PTD, incluídos no plano de monitorização da qualidade de energia elétrica, identificaram algumas situações pontuais de não conformidades com a norma NP EN 50 160, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para as características da onda de tensão.

Valor eficaz de tensão

Relativamente ao valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, foram detetadas não conformidades em 1,77% das semanas monitorizadas no âmbito das campanhas periódicas trimestrais. De acordo com a E-REDES, todas as situações foram objeto de estudo e desencadearam, sempre que aplicável, a implementação de medidas corretivas adequadas.





Tremulação (*Flicker*)

Relativamente à tremulação, 1,67% das semanas monitorizadas apresentaram não conformidades. Três dessas ocorrências corresponderam a situações pontuais ou temporárias, que motivaram maior vigilância por parte da E-REDES. Nos restantes casos, as não conformidades estiveram 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.

Distorção harmónica de tensão

No que respeita à distorção harmónica e ao desequilíbrio de tensão, registaram-se não conformidades em 0,76% e 0,05% das semanas monitorizadas, respetivamente, no âmbito das campanhas periódicas trimestrais. As situações de não conformidades relativas à distorção harmónica de tensão estiveram associadas às 5.ª e 6.ª harmónicas de tensão e THD de tensão, tendo motivado uma maior vigilância, bem como estudos complementares por parte da E-REDES. Quanto ao desequilíbrio de tensão, registou-se um caso correspondendo a situação temporária.

As situações de incumprimento vão ser acompanhadas pela ERSE conjuntamente com a E-REDES.

4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

Além dos fenómenos contínuos, a monitorização dos eventos de tensão – cava de tensão e sobretensões – é um aspeto fundamental para avaliar a resiliência da RND face a distúrbios de tensão e monitorizar a eficácia das medidas de mitigação implementadas pela E-REDES. O registo destes eventos é efetuado por equipamentos de monitorização, em conformidade com a norma IEC 61000-4-30, instalados nos barramentos de MT das subestações AT/MT da E-REDES e nos barramentos de BT dos PT.

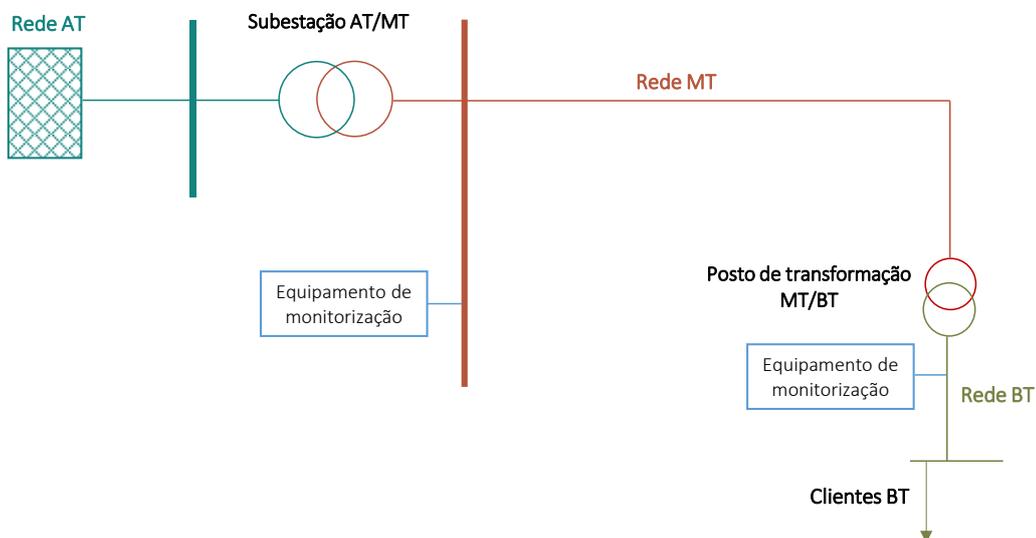
Estes equipamentos permitem a deteção e caracterização dos eventos de tensão, incluindo a sua duração, profundidade (no caso das cava de tensão) ou amplitude (no caso das sobretensões), e a percentagem da tensão declarada em que ocorrem. A recolha de dados é efetuada de forma contínua, sendo a duração das campanhas de monitorização anual para os barramentos de MT e trimestral para os barramentos de BT.

Na [Figura 4-7](#) é apresentada um esquema simplificado da rede de distribuição, incluindo a localização dos equipamentos usados na monitorização das características da qualidade da onda de tensão.





Figura 4-7 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição



A Figura 4-8 e a Figura 4-9 apresentam, respetivamente, a evolução anual do número de cavas de tensão e de sobretensões registadas por barramento de MT da RND, no período 2014-2024, abrangendo os níveis de tensão de 10 kV, 15 kV e 30 kV. Adicionalmente, apresenta-se o número total de barramentos de MT monitorizados em cada ano pela E-REDES.

Figura 4-8 – Número de cavas de tensão por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)

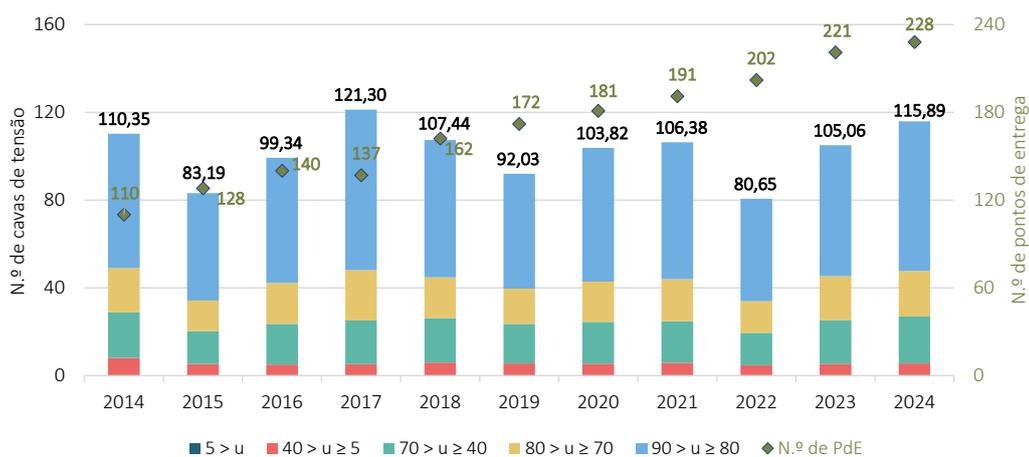
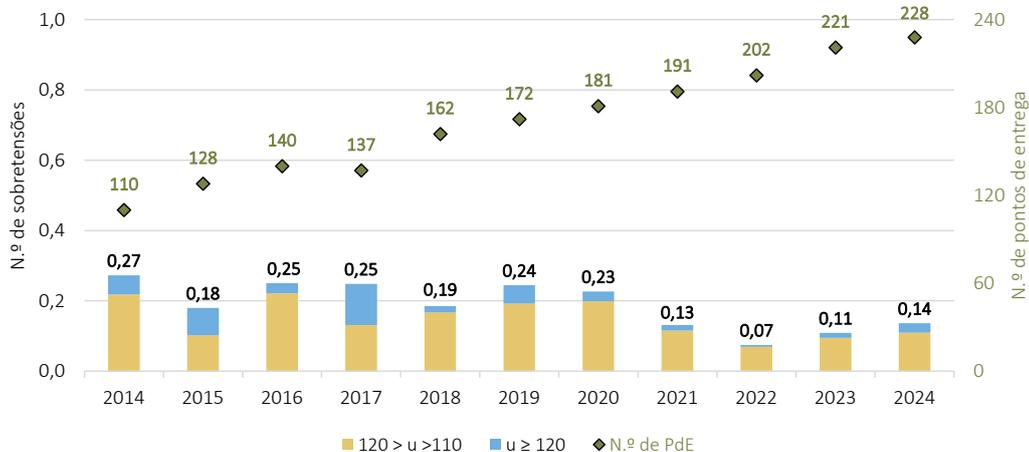




Figura 4-9 – Número de sobretensões por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)



Em 2024, verificou-se um aumento no número de eventos de tensão: as cavas de tensão aumentaram 10,31% face a 2023; e as sobretensões aumentaram-se em 27,27% no mesmo período.

O **Quadro 4-25** apresenta, para 2024, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 228 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 140 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 228 barramentos MT, 38 barramentos são de 10 kV, 133 barramentos são de 15 kV e 57 barramentos são de 30 kV. A quantificação e a caracterização da severidade das cavas de tensão foram efetuadas através dos métodos de agregação de medidas e eventos previstos no RQS.





Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	88,25	6,44	4,00	0,40	1,00
	15	52,39	3,18	2,41	0,23	0,02
	10	54,55	0,29	0,47	0,05	0
$80 > u \geq 70$	30	26,46	2,84	1,82	0,07	0
	15	15,46	1,22	0,89	0,06	0
	10	15,47	0,16	0,13	0	0
$70 > u \geq 40$	30	19,39	5,05	2,65	0	0
	15	13,68	2,02	0,92	0,05	0
	10	29,37	0,13	0,03	0	0
$40 > u \geq 5$	30	7,67	4,49	0,82	0,05	0
	15	2,15	0,86	0,15	0	0,02
	10	1,87	0,03	0	0	0
$5 > u$	30	0,18	0,11	0,05	0,02	0
	15	0,02	0	0,02	0,02	0
	10	0,11	0	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 116 por barramento. Do número total de cavas registadas, 87% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos e 59% uma tensão residual superior ou igual a 80%.

O RQS estabelece um método para determinação da duração da cava equivalente trifásica de acordo com o estabelecido em norma internacional. Desta forma, os resultados apresentados para o número de cavas de tensão registadas por barramento MT na RND podem ser utilizados para comparação direta com os resultados de outros países.

O [Quadro 4-26](#) apresenta, para o ano 2024, o número anual médio de sobretensões por barramento MT monitorizado.





Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)

N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado				
Sobretensão (%U _c)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0,04	0	0
	15	0,03	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,12	0	0
	15	0,12	0,02	0
	10	0	0	0

U_c – Tensão declarada

Importa destacar o reduzido número anual médio de sobretensões ocorridas nos barramentos MT.

Atendendo a que os eventos de tensão, cavas de tensão e sobretensões, se encontram fortemente relacionados com a sazonalidade das condições atmosféricas, não é apresentada no presente relatório informação das monitorizações de duração trimestral sobre as cavas de tensão e sobretensões porque se considera que, para efeitos das cavas de tensão, devem ser considerados dados de monitorização com pelo menos um ano de duração.

4.4.3 NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE

O RQS estabelece as obrigações dos clientes no sentido de garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes elétricas. Adicionalmente, o RQS refere que o operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, quando o cliente não eliminar as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique. Para tal deve dar conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica.

As instalações elétricas dos clientes podem, por vezes, estar na origem de perturbações da qualidade de energia que, para além das consequências diretas nas próprias instalações, têm muitas vezes repercussões na exploração das redes elétricas. Isto, acaba, por inerência, por influenciar negativamente a continuidade de serviço e a qualidade de energia das instalações adjacentes. Exemplo dessa realidade são os postos de transformação de cliente (PTC). Sendo parte integrante das instalações elétricas dos clientes de média tensão, quando não devidamente mantidos, podem proporcionar a ocorrência de defeitos, com os consequentes efeitos nefastos que podem provocar na sua própria instalação, na rede de distribuição e nos restantes utilizadores de rede.

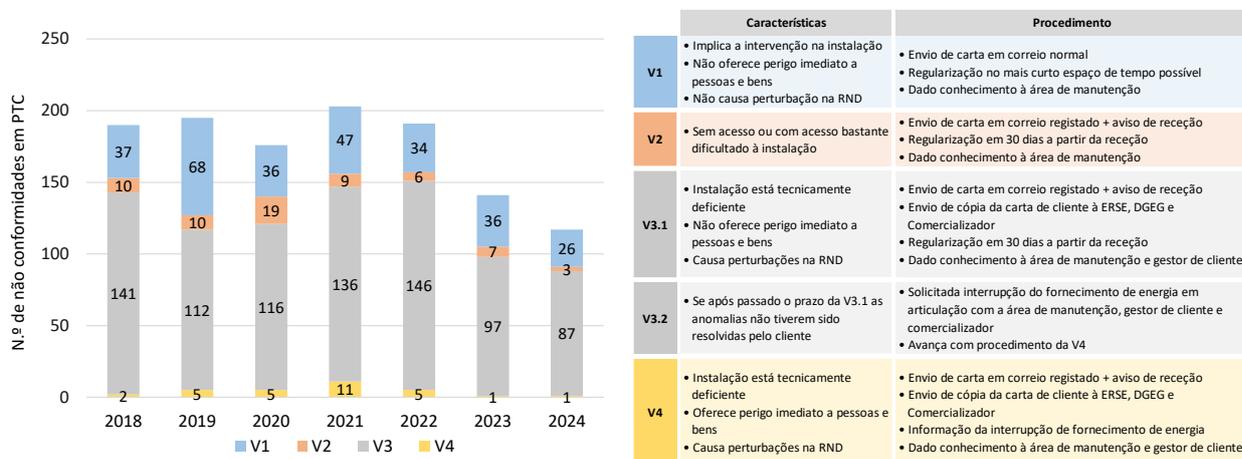




No âmbito da campanha “*A Qualidade de Serviço Cabe a Todos*”, criada no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, dinamizado pela ERSE, foi desenvolvida a iniciativa “*Sensibilização para a necessidade de manutenção de postos de transformação de cliente*”. Esta iniciativa alerta para que a qualidade de serviço técnica deva ser uma motivação partilhada por todos os clientes, reforçando a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos PTC.

A **Figura 4-10** apresenta uma caracterização das não conformidades identificadas por ano em PTC na rede da E-REDES.

Figura 4-10 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação



De acordo com a E-REDES, em 2024, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 117. Tal como em 2023, a característica predominante relativa a não conformidades de PTC deve-se a instalações elétricas de clientes que se encontram tecnicamente deficientes e que causam perturbações na rede de distribuição.

4.4.4 RECLAMAÇÕES RELATIVAS À QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

No âmbito da apresentação de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão, o RQS estabelece que o operador de rede deve: a) informar o cliente sobre as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, bem como das medidas corretivas; b) verificar os dados registados pelo contador inteligente ou pelo controlador de transformador de distribuição na zona da instalação do reclamante; e c) se necessário, realizar medições no local, podendo agendar uma visita com o cliente.



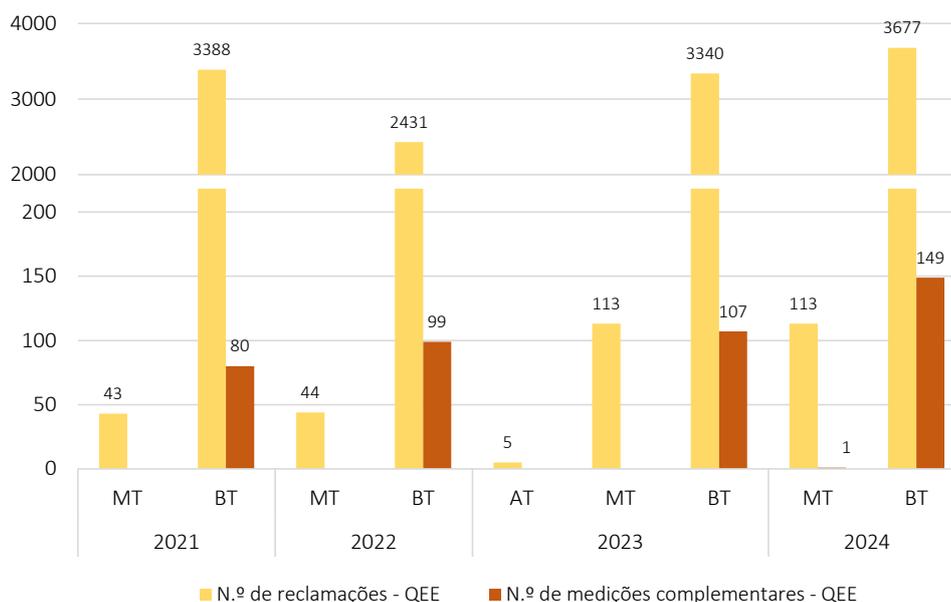


Caso a visita combinada não permita identificar as causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições complementares. Estas medições devem ser efetuadas com equipamento em conformidade com a norma IEC 61000-4-30, Classe A.

Após o período de monitorização, o operador de rede deve apresentar ao cliente um relatório com diversa informação, contendo, no mínimo, a seguinte informação: a) o período de monitorização; b) o equipamento de monitorização utilizado; c) o tipo de perturbações registadas; d) os resultados da análise de conformidade da tensão com os limites estabelecidos na norma NP EN 50 160, para as redes de AT, MT e BT; e e) o prazo para a resolução de eventuais não conformidades detetadas.

Na [Figura 4-11](#) apresenta-se a evolução anual do número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão submetidas à E-REDES, desagregadas por nível de tensão.

Figura 4-11 – Número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão



Em 2024, verificou-se um aumento de 10,1% no número de reclamações relativas às características da onda de tensão apresentadas por clientes de BT à E-REDES, em comparação com o ano de 2023. Do total de 3 677 reclamações registadas, 149 deram origem à realização de medições complementares por parte do operador de rede nas instalações de clientes de BT.

Na [Figura 4-12](#) apresenta-se o número e o tipo de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares realizadas, sempre que foram detetadas não conformidades da tensão face aos limites estabelecidos na norma NP EN 50 160.





Figura 4-12 – Número de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares

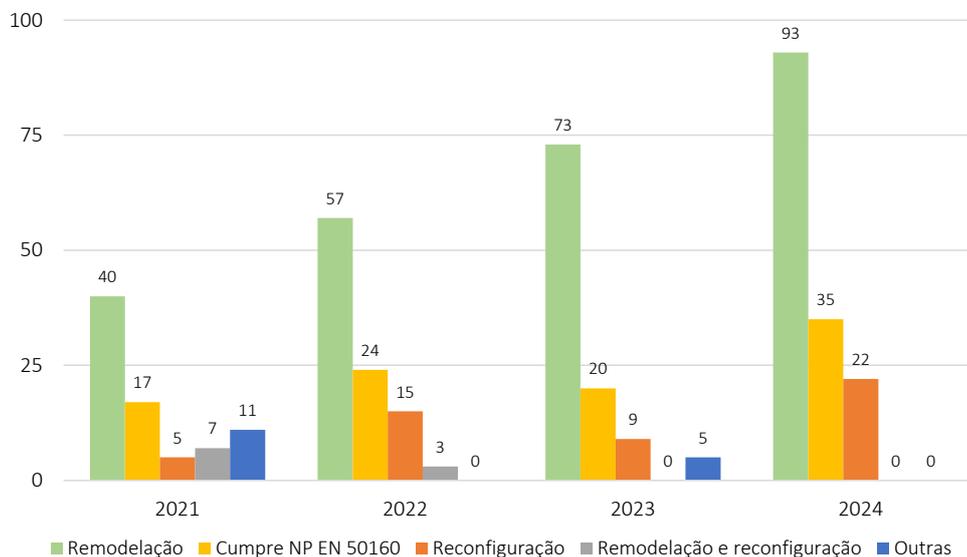
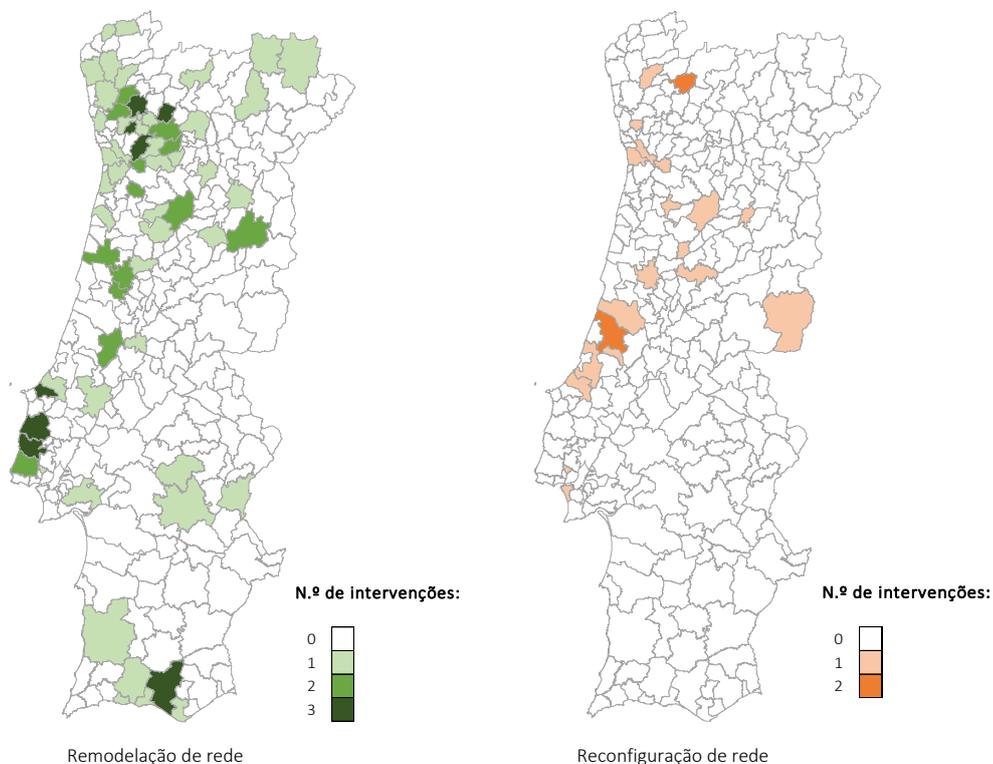


Figura 4-13 – Concelhos com intervenções de remodelação e reconfiguração de rede na sequência das medições complementares



Em 2024, as principais medidas corretivas adotadas pela E-REDES para resolver não conformidades detetadas nas instalações de clientes de BT consistiram, maioritariamente, na remodelação da rede





elétrica, com um total de 93 intervenções. Estas ações incluíram, por exemplo, a substituição de cabos, o reforço de seccionamentos e a instalação de novos postos de transformação.

Complementarmente, foram realizadas 22 intervenções de reconfiguração de rede, envolvendo alterações nas ligações entre ramais e transformadores, bem como a transferência de cargas entre alimentadores.

Adicionalmente, importa salientar que, das medições complementares realizadas, 35 comprovaram a conformidade das características da onda de tensão com os limites estabelecidos na norma NP EN 50 160, não tendo sido necessária qualquer intervenção corretiva.

4.4.5 CONCLUSÕES

No plano de monitorização da qualidade da energia elétrica, a seleção dos pontos monitorizados apresenta uma distribuição geográfica equilibrada e garante a cobertura dos clientes identificados como sendo mais suscetíveis a variações da qualidade da onda de tensão, de acordo com critérios de seleção devidamente explicitados.

Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão, das tensões harmónicas e do desequilíbrio de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a E-REDES.

De um modo geral tem-se verificado uma progressiva melhoria na conformidade com a norma NP EN 50160.





4.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER

Em 2024, A Celer realizou ações de monitorização da qualidade da energia na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em três dos seus postos de transformação,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de BT que emitem informação sobre a ocorrência de interrupções, qualidade da energia entregue e valores instantâneos de tensões e correntes.

Estes sistemas de monitorização permitiram monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela Celer consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ amplitude da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão e corrente,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da Celer, nas ações de monitorização efetuadas em 2024, quer através do analisador de redes instalado em três postos de transformação, quer através dos SBT instalados em todos os postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

O regulamento impõe que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização encontrava-se disponível no [site da Celer](#).





4.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

Em 2024, a C.E. de Loureiro realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em dois postos de transformação através de duas campanhas de monitorização pelo período de três meses, através de equipamento Classe A, conforme classificação da IEC 1000-4-30 de 2003.

As ações de monitorização realizadas pela C.E. de Loureiro consideraram a observação e registo de fenómenos contínuos e eventos de tensão. Para os fenómenos contínuos foram analisados os seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Para os eventos de tensão foram analisados os seguintes parâmetros:

- ⚡ cavas de tensão,
- ⚡ sobretensões (*swells*).

Em 2024, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Contumil” e “Valverde II” para monitorizar. Os resultados desta monitorização encontram-se publicados na página de internet da C. E. de Loureiro.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização encontrava-se disponível no [site da C.E. de Loureiro](#).





4.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D'ESTE

Em 2024, a CEVE realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em um posto de transformação, tendo uma duração mínima de três meses, e consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da CEVE, o equipamento de medição utilizado consiste num analisador de qualidade da energia trifásica homologado para a Classe A, em conformidade com a norma IEC 61000-4-30.

Na ação de monitorização efetuada ao posto de transformação PT004 Silveiros Boucinha, durante o 3.º trimestre de 2024, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para os parâmetros da qualidade da energia elétrica analisados.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados encontravam-se disponíveis no [site da C.E. de Vale D'Este](#).





4.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2024, a A LORD realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em três dos seus postos de transformação,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de BT que emitem informação sobre a ocorrência de interrupções, qualidade da energia entregue e valores instantâneos de tensões e correntes.

Estes sistemas de monitorização permitiram monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela A LORD consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Em 2024, a A LORD selecionou três postos de transformação, “Vinha”, “Penhas Altas” e “Levadinha”, para efetuar ações de monitorização, não tendo sido identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados encontravam-se disponíveis no [site da A LORD](#).





4.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2024, a CESSN realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em 2 dos seus postos de transformação, pelo período mínimo de 3 meses,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de baixa tensão explorada pela CESSN.

Este sistema de monitorização permitiu monitorizar os principais parâmetros de avaliação da qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela CESSN consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ amplitude da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão e corrente,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da CESSN, nas ações de monitorização efetuadas em 2024 a dois postos de transformação “Cardal - Bente” e “Cegade 2 – Carreira”, não foram identificadas inconformidades face aos limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e resultados obtidos encontravam-se disponíveis no [site da CESSN](#).



5. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS





5.1 ENQUADRAMENTO

O RQS estabelece um conjunto mínimo de matérias que deve constar nos relatórios, a publicar anualmente pelas empresas, com o objetivo de comunicar eficazmente às partes interessadas o seu desempenho. Assim, os relatórios devem ser adequados ao público a que se destinam, podendo as empresas adotar versões com conteúdos e formas distintas. As empresas devem enviar à ERSE e tornar públicos os seus relatórios da qualidade de serviço até 31 de maio.

5.2 CARACTERIZAÇÃO

Apenas oito entidades remeteram à ERSE, dentro do prazo, os relatórios da qualidade de serviço relativos ao ano de 2024, conforme indicado no [Quadro 5-1](#). No que respeita à publicação, verificou-se que apenas oito operadores de rede divulgaram os seus relatórios nas respetivas páginas na internet dentro dos prazos previstos. Os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem organizados e são de fácil leitura.

Quadro 5-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2024

Operadores das redes	Enviou o relatório QS à ERSE até 31 de maio?	Publicou o relatório QS no site até 31 maio?	Link do relatório QS
REN - Rede Eléctrica Nacional	Sim (31/05/2025)	Sim	
EDA - Eletricidade dos Açores	Sim (30/05/2025)	Sim	
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	Sim (30/05/2025)	Sim	
E-REDES - Distribuição de Eletricidade	Sim (30/05/2025)	Sim	
A CELER - Cooperativa Electrificação de Rebordosa	Sim (29/05/2025)	Não	n.d.
CESSN - Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	Sim (24/04/2025)	Sim	
Cooperativa de Eletrificação A Lord	Sim (26/05/2025)	Sim	
Cooperativa Eléctrica de Loureiro	Sim (27/05/2025)	Sim	
A Eléctrica Moreira de Cónegos	Não	Não	n.d.
Casa do Povo de Valongo do Vouga	Não	Não	n.d.
CEVE - Cooperativa Eléctrica de Vale d Este	Não	Sim	
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	Não	Não	n.d.
CooprORIZ – Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Não	Não	n.d.
Junta de Freguesia de Cortes do Meio	Não	Não	n.d.





5.3 CONCLUSÕES

A avaliação da ERSE relativamente ao conteúdo e à forma dos relatórios é na generalidade positiva, considerando que o objetivo principal é o de comunicar eficazmente as matérias de qualidade de serviço, em particular a qualidade de serviço técnica, com a diversidade de públicos a que os relatórios se destinam. A ERSE reforça a necessidade dos operadores de rede exclusivamente em BT (A CELER, A. E. Moreira de Cónegos, C. P. de Valongo do Vouga, C. E. de Vilarinho, Cooproriz e J. F. de Cortes do Meio) passarem a enviar e publicar os respetivos relatórios da qualidade de serviço dentro dos prazos estabelecidos no RQS.



6. OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO





6 OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO

6.1 BOLETINS



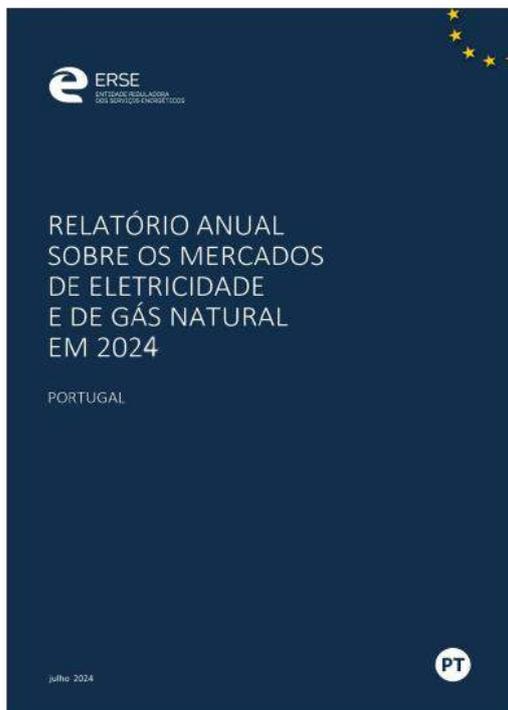


6.2 DASHBOARDS





6.3 RELATÓRIOS



ANEXOS





ANEXO A – LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DREn	Direção Regional de Energia
END	Energia Não Distribuída
ENF	Energia Não Fornecida
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAIFI	Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PdE	Ponto de Entrega
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás
SAIDI	Duração Média das Interrupções Longas do Sistema
SAIFI	Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema
SARI	Tempo Médio de Reposição do Sistema
Tcd	Taxa Combinada de Disponibilidade
Tdcl	Taxa de Disponibilidade Média dos Circuitos de Linhas
Tdtp	Taxa de Disponibilidade Média dos Transformadores de Potência
THD	Distorção Harmónica Total
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada





ANEXO B - LISTA DE CONCELHOS POR NUTS III

NUTS III	Concelho
Alentejo Central	Alandroal
Alentejo Central	Arraiolos
Alentejo Central	Borba
Alentejo Central	Estremoz
Alentejo Central	Évora
Alentejo Central	Montemor-o-Novo
Alentejo Central	Mora
Alentejo Central	Mourão
Alentejo Central	Portel
Alentejo Central	Redondo
Alentejo Central	Reguengos de Monsaraz
Alentejo Central	Vendas Novas
Alentejo Central	Viana do Alentejo
Alentejo Central	Vila Viçosa
Alentejo Litoral	Odemira
Alentejo Litoral	Alcácer do Sal
Alentejo Litoral	Grândola
Alentejo Litoral	Santiago do Cacém
Alentejo Litoral	Sines
Algarve	Albufeira
Algarve	Alcoutim
Algarve	Aljezur
Algarve	Castro Marim
Algarve	Faro
Algarve	Lagoa
Algarve	Lagos
Algarve	Loulé
Algarve	Monchique
Algarve	Olhão
Algarve	Portimão
Algarve	São Brás de Alportel
Algarve	Silves
Algarve	Tavira
Algarve	Vila do Bispo
Algarve	Vila Real de Santo António
Alto Alentejo	Alter do Chão
Alto Alentejo	Arronches
Alto Alentejo	Avis
Alto Alentejo	Campo Maior
Alto Alentejo	Castelo de Vide
Alto Alentejo	Crato
Alto Alentejo	Elvas
Alto Alentejo	Fronteira
Alto Alentejo	Gavião
Alto Alentejo	Marvão
Alto Alentejo	Monforte

NUTS III	Concelho
Alto Minho	Arcos de Valdevez
Alto Minho	Caminha
Alto Minho	Melgaço
Alto Minho	Monção
Alto Minho	Ponte da Barca
Alto Minho	Valença
Alto Minho	Viana do Castelo
Alto Minho	Vila Nova de Cerveira
Alto Minho	Paredes de Coura
Alto Minho	Ponte de Lima
Alto Tâmega e Barroso	Boticas
Alto Tâmega e Barroso	Chaves
Alto Tâmega e Barroso	Montalegre
Alto Tâmega e Barroso	Ribeira de Pena
Alto Tâmega e Barroso	Valpaços
Alto Tâmega e Barroso	Vila Pouca de Aguiar
Área Metropolitana do Porto	Arouca
Área Metropolitana do Porto	Espinho
Área Metropolitana do Porto	Santa Maria da Feira
Área Metropolitana do Porto	Oliveira de Azeméis
Área Metropolitana do Porto	São João da Madeira
Área Metropolitana do Porto	Vale de Cambra
Área Metropolitana do Porto	Gondomar
Área Metropolitana do Porto	Matosinhos
Área Metropolitana do Porto	Paredes
Área Metropolitana do Porto	Porto
Área Metropolitana do Porto	Póvoa de Varzim
Área Metropolitana do Porto	Valongo
Área Metropolitana do Porto	Vila do Conde
Área Metropolitana do Porto	Vila Nova de Gaia
Área Metropolitana do Porto	Maia
Área Metropolitana do Porto	Santo Tirso
Área Metropolitana do Porto	Trofa
Ave	Cabeceiras de Basto
Ave	Fafe
Ave	Guimarães
Ave	Póvoa de Lanhoso
Ave	Vieira do Minho
Ave	Vila Nova de Famalicão
Ave	Vizela
Ave	Mondim de Basto
Baixo Alentejo	Aljustrel
Baixo Alentejo	Almodôvar
Baixo Alentejo	Alvito
Baixo Alentejo	Barrancos
Baixo Alentejo	Beja





NUTS III	Concelho
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre
Alto Alentejo	Sousel
Baixo Alentejo	Moura
Baixo Alentejo	Ourique
Baixo Alentejo	Serpa
Baixo Alentejo	Vidigueira
Beira Baixa	Castelo Branco
Beira Baixa	Idanha-a-Nova
Beira Baixa	Oleiros
Beira Baixa	Penamacor
Beira Baixa	Proença-a-Nova
Beira Baixa	Sertã
Beira Baixa	Vila de Rei
Beira Baixa	Vila Velha de Ródão
Beiras e Serra da Estrela	Belmonte
Beiras e Serra da Estrela	Covilhã
Beiras e Serra da Estrela	Fundão
Beiras e Serra da Estrela	Almeida
Beiras e Serra da Estrela	Celorico da Beira
Beiras e Serra da Estrela	Figueira de Castelo Rodrigo
Beiras e Serra da Estrela	Fornos de Algodres
Beiras e Serra da Estrela	Gouveia
Beiras e Serra da Estrela	Guarda
Beiras e Serra da Estrela	Manteigas
Beiras e Serra da Estrela	Mêda
Beiras e Serra da Estrela	Pinhel
Beiras e Serra da Estrela	Sabugal
Beiras e Serra da Estrela	Seia
Beiras e Serra da Estrela	Trancoso
Cávado	Amares
Cávado	Barcelos
Cávado	Braga
Cávado	Esposende
Cávado	Terras de Bouro
Cávado	Vila Verde
Douro	Carraceda de Ansiães
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Torre de Moncorvo
Douro	Vila Nova de Foz Côa
Douro	Alijó
Douro	Mesão Frio
Douro	Murça
Douro	Peso da Régua
Douro	Sabrosa
Douro	Santa Marta de Penaguião
Douro	Vila Real
Douro	Armamar

NUTS III	Concelho
Baixo Alentejo	Castro Verde
Baixo Alentejo	Cuba
Baixo Alentejo	Ferreira do Alentejo
Baixo Alentejo	Mértola
Grande Lisboa	Lisboa
Grande Lisboa	Loures
Grande Lisboa	Mafra
Grande Lisboa	Oeiras
Grande Lisboa	Sintra
Grande Lisboa	Vila Franca de Xira
Grande Lisboa	Amadora
Grande Lisboa	Odivelas
Lezíria do Tejo	Azambuja
Lezíria do Tejo	Almeirim
Lezíria do Tejo	Alpiarça
Lezíria do Tejo	Benavente
Lezíria do Tejo	Cartaxo
Lezíria do Tejo	Chamusca
Lezíria do Tejo	Coruche
Lezíria do Tejo	Golegã
Lezíria do Tejo	Rio Maior
Lezíria do Tejo	Salvaterra de Magos
Lezíria do Tejo	Santarém
Médio Tejo	Abrantes
Médio Tejo	Alcanena
Médio Tejo	Constância
Médio Tejo	Entroncamento
Médio Tejo	Ferreira do Zêzere
Médio Tejo	Mação
Médio Tejo	Sardoal
Médio Tejo	Tomar
Médio Tejo	Torres Novas
Médio Tejo	Vila Nova da Barquinha
Médio Tejo	Ourém
Oeste	Alcobaça
Oeste	Bombarral
Oeste	Caldas da Rainha
Oeste	Nazaré
Oeste	Óbidos
Oeste	Peniche
Oeste	Alenquer
Oeste	Arruda dos Vinhos
Oeste	Cadaval
Oeste	Lourinhã
Oeste	Sobral de Monte Agraço
Oeste	Torres Vedras
Península de Setúbal	Alcochete
Península de Setúbal	Almada
Península de Setúbal	Barreiro





NUTS III	Concelho
Douro	Lamego
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Penedono
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Sernancelhe
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Grande Lisboa	Cascais
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro
Região de Aveiro	Estarreja
Região de Aveiro	Ílhavo
Região de Aveiro	Murtosa
Região de Aveiro	Oliveira do Bairro
Região de Aveiro	Ovar
Região de Aveiro	Sever do Vouga
Região de Aveiro	Vagos
Região de Coimbra	Mealhada
Região de Coimbra	Arganil
Região de Coimbra	Cantanhede
Região de Coimbra	Coimbra
Região de Coimbra	Condeixa-a-Nova
Região de Coimbra	Figueira da Foz
Região de Coimbra	Góis
Região de Coimbra	Lousã
Região de Coimbra	Mira
Região de Coimbra	Miranda do Corvo
Região de Coimbra	Montemor-o-Velho
Região de Coimbra	Oliveira do Hospital
Região de Coimbra	Pampilhosa da Serra
Região de Coimbra	Penacova
Região de Coimbra	Penela
Região de Coimbra	Soure
Região de Coimbra	Tábua
Região de Coimbra	Vila Nova de Poiares
Região de Coimbra	Mortágua
Região de Leiria	Alvaiázere
Região de Leiria	Ansião
Região de Leiria	Batalha
Região de Leiria	Castanheira de Pêra
Região de Leiria	Figueiró dos Vinhos
Região de Leiria	Marinha Grande
Região de Leiria	Pedrogão Grande
Região de Leiria	Pombal
Região de Leiria	Porto de Mós

NUTS III	Concelho
Península de Setúbal	Moita
Península de Setúbal	Montijo
Península de Setúbal	Palmela
Península de Setúbal	Seixal
Península de Setúbal	Sesimbra
Península de Setúbal	Setúbal
Região de Aveiro	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha
Região de Leiria	Leiria
Tâmega e Sousa	Castelo de Paiva
Tâmega e Sousa	Celorico de Basto
Tâmega e Sousa	Amarante
Tâmega e Sousa	Baião
Tâmega e Sousa	Felgueiras
Tâmega e Sousa	Lousada
Tâmega e Sousa	Marco de Canaveses
Tâmega e Sousa	Paços de Ferreira
Tâmega e Sousa	Penafiel
Tâmega e Sousa	Cinfães
Tâmega e Sousa	Resende
Terras de Trás-os-Montes	Alfândega da Fé
Terras de Trás-os-Montes	Bragança
Terras de Trás-os-Montes	Macedo de Cavaleiros
Terras de Trás-os-Montes	Miranda do Douro
Terras de Trás-os-Montes	Mirandela
Terras de Trás-os-Montes	Mogadouro
Terras de Trás-os-Montes	Vila Flor
Terras de Trás-os-Montes	Vimioso
Terras de Trás-os-Montes	Vinhais
Viseu Dão Lafões	Aguiar da Beira
Viseu Dão Lafões	Carregal do Sal
Viseu Dão Lafões	Castro Daire
Viseu Dão Lafões	Mangualde
Viseu Dão Lafões	Nelas
Viseu Dão Lafões	Oliveira de Frades
Viseu Dão Lafões	Penalva do Castelo
Viseu Dão Lafões	Santa Comba Dão
Viseu Dão Lafões	São Pedro do Sul
Viseu Dão Lafões	Sátão
Viseu Dão Lafões	Tondela
Viseu Dão Lafões	Vila Nova de Paiva
Viseu Dão Lafões	Viseu
Viseu Dão Lafões	Vouzela





ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.ª
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt