



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO 2022





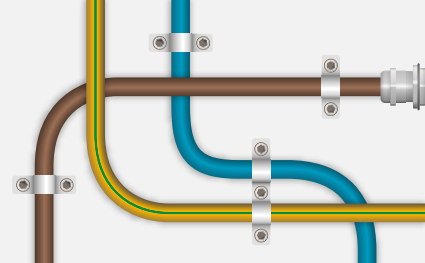
FICHA TÉCNICA:

Título: Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico – 2022

Edição: ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 10/10/2023

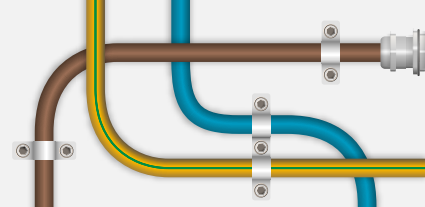
outubro 2023



ÍNDICE

SÍNTESE	1
1. INTRODUÇÃO	5
2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA	7
3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO	13
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN	17
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	17
3.1.2 INDICADORES GERAIS	19
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS	23
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	23
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	23
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	25
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	27
3.2.1 INDICADORES GERAIS	28
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS	32
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS	34
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	34
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES	34
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	38
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	41
3.3.1 INDICADORES GERAIS	42
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS	46
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS	49
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	49
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES	49
3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	53
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	55
3.4.1 INDICADORES GERAIS	57
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	74

3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	76
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES	77
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO	78
3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	81
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER	82
3.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	83
3.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO.....	84
3.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	85
3.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO	86
3.10 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ.....	87
3.11 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS.....	88
3.12 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	89
3.13 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	90
3.14 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	91
4 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	93
4.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN	97
4.1.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS	98
4.1.2 EVENTOS DE TENSÃO	99
4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	101
4.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	103
4.2.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS	104
4.2.2 EVENTOS DE TENSÃO	104
4.2.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	117



4.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	119
4.3.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS	119
4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO	120
4.3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	123
4.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES.....	125
4.4.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS	126
4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO	128
4.4.3 NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE	130
4.4.4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	132
4.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER	133
4.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO.....	134
4.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE.....	135
4.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	136
4.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	137
5 A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	139
5.1 ENQUADRAMENTO	139
5.2 REPORTE	139
6 RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS	141
6.1 ENQUADRAMENTO	141
6.2 CARACTERIZAÇÃO.....	141
6.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	143
ANEXO	145
ANEXO A- LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS	145
ANEXO B - LISTA DE CONCELHOS POR NUTS III.....	146

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT	18
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT.....	19
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	19
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	20
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	20
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT.....	21
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	21
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	24
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	29
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	30
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	30
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA.....	31
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA	31
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2022	32
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2022	33
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	35
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	35
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	36
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	36
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	43
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	43
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	44
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM.....	45
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM	45
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2022	46
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2022.....	47
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2022.....	47
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2022	48
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	50
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	50
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	51

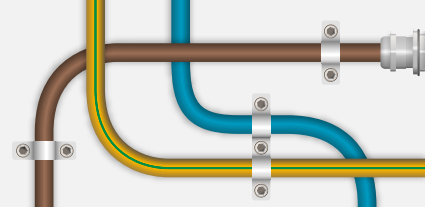
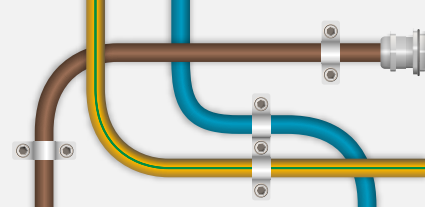


Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	51
Figura 3-33 – NUTS III em Portugal continental.....	56
Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção.....	58
Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção.....	58
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT.....	59
Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT.....	59
Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT.....	60
Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT.....	61
Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT.....	61
Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT.....	62
Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT.....	62
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT.....	63
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT.....	63
Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2022.....	64
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2022.....	65
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2022.....	66
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2022.....	67
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2022.....	68
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2022.....	69
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2022.....	70
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2022.....	71
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2022.....	72
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2022.....	73
Figura 3-55 – Número de clientes afetados por nível de tensão.....	74
Figura 3-56 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço, em 2022.....	76
Figura 3-57 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	79
Figura 3-58 – Evolução do SAIDI BT.....	82
Figura 3-59 – Evolução do SAIFI BT.....	82
Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT.....	83
Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT.....	83
Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT.....	84
Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT.....	84
Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT.....	85

Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT.....	85
Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT.....	86
Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT.....	86
Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT.....	87
Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT.....	87
Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT.....	88
Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT.....	88
Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT.....	89
Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT.....	89
Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT.....	90
Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT.....	90
Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT.....	91
Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT.....	91
Figura 4-1- Caracterização de não conformidades por ano de identificação.....	131

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	8
Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte, em 2022.....	9
Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em 2022.....	10
Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental, em 2022.....	11
Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em 2022.....	11
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço.....	15
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT.....	18
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT.....	22
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT.....	22
Quadro 3-5 – Indicadores gerais na RAA, em 2022.....	28
Quadro 3-6 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA.....	37
Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAM, em 2022.....	42



Quadro 3-8 – Compensações na RAM	52
Quadro 3-9 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental	55
Quadro 3-10 – Indicadores gerais em Portugal continental, em 2022	57
Quadro 3-11 – Impacto da depressão Efrain nos indicadores de continuidade de serviço	75
Quadro 3-12 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2022	77
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental, em 2022	99
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental, em 2022	100
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria, em 2022	105
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria, em 2022	105
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel, em 2022	106
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel, em 2022	107
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira, em 2022	108
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira, em 2022	109
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa, em 2022	110
Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa, em 2022	110
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge, em 2022	111
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge, em 2022	111
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico, em 2022	112
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico, em 2022	113
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial, em 2022	114
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial, em 2022	114
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores, em 2022	115
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores, em 2022	115
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo, em 2022	116
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo, em 2022	116
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira, em 2022	120
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira, em 2022	121
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo, em 2022	122
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo, em 2022	122
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)	128
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)	129



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), devam divulgar informação que caracterize e avalie a qualidade prestada e a qualidade percebida pelos clientes.

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

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2022 ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) duas interrupções de fornecimento longas (duas interrupções acidentais) nos pontos de entrega de Alcochete e Carvoeira. Apesar da ocorrência destas interrupções 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 apurados para a RNT, em 2022, apresentam uma degradação dos valores na sua generalidade quando comparados com os valores registados nos dois últimos anos. Apesar disso, 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.

E-REDES

Em 2022, verificou-se uma ligeira melhoria no desempenho da rede de distribuição operada pela E-REDES, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, em comparação com o ano de 2021. Esta melhoria da generalidade dos indicadores gerais de continuidade de serviço deveu-se sobretudo ao impacto reduzido dos eventos excecionais.

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

Em 2022, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 21%, face ao ano anterior, e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 28%, comparativamente com o valor pago em 2021.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se, em 2022, uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Num horizonte de cinco anos, 2022 é o ano mais favorável no comportamento dos indicadores de frequência de interrupções, e o segundo ano mais favorável para os indicadores de duração de interrupções. 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 25 incumprimentos dos padrões estabelecidos. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi cerca de 887 euros.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

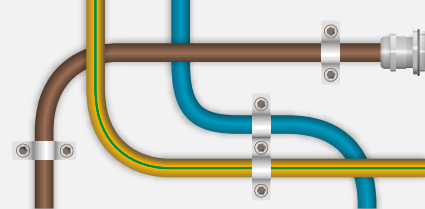
Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se, em 2022, uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço, seguindo a mesma tendência os indicadores da ilha da Madeira, face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a redução do impacto das interrupções com origem na produção e a ausência de eventos excecionais. Contrariamente, na ilha do Porto Santo registou-se uma degradação da generalidade dos indicadores de continuidade de serviço, face ano anterior.

Em 2022, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Nesse ano, verificaram-se 186 incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi cerca de 1 464 euros, valor superior ao ano anterior.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2022, todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão que operam em Portugal continental cumpriram os padrões de continuidade de serviço.



QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2022, a REN – Rede Eléctrica Nacional efetuou medições de qualidade de energia eléctrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT. Foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.ª, 7.ª e 15.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 que, em 2022, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 18% relativamente ao ano anterior.

E-REDES

Na rede eléctrica da E-Redes registaram-se, em 2022, algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, valor eficaz de tensão e da distorção harmónica de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, em linha com o ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na rede eléctrica da EDA, foram identificados incumprimentos dos valores limite associados aos seguintes fenómenos contínuos: tremulação na ilha do Corvo, na ilha de São Jorge e na ilha de Santa Maria.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede eléctrica da EEM, registaram-se 438 cavas de tensão, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 367 na ilha da Madeira e 71 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões foram registadas sobretensões apenas na ilha da Madeira.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2022, cinco operadores das redes de distribuição, exclusivamente em BT, apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia eléctrica dos seus postos de transformação.





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 estejam condicionados ao 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 electroprodutores, os operadores das redes e os clientes, e por agentes 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.

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 e, 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. CARACTERÍSTICAS DAS INFRAESTRUTURAS

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). 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, em condições adequadas de qualidade do serviço.

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, respetivamente, 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.

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
	Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooproriz	ORD, CUR
	E-Redes	E-REDES	ORD
	EDP Serviço Universal	EDP Serviço Universal	CUR
	Junta de Freguesida de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT
	RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA
RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PR, ORT, ORD, CUR

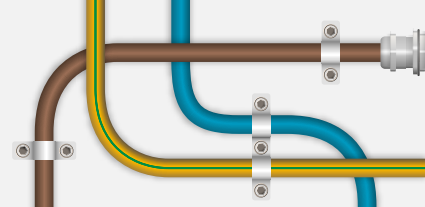
PR – Produtor; ORD – Operador das redes de distribuição; ORT – Operador da rede de transporte; CUR – Comercializador de último recurso

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.

REDES DE TRANSPORTE

A rede de transporte garante o escoamento da energia elétrica desde os centros electroprodutores até às subestações transformadoras, nas quais é feita a ligação, quer diretamente a clientes em muito alta tensão, quer à rede nacional de transporte e à rede nacional de distribuição. A rede de transporte garante ainda as condições de segurança necessárias à recepção 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, em 2022.

Quadro 2-2

Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte, em 2022

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	3 075
220	3 848
150	2 501
Total	9 424
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 920
MAT/AT	24 597
Total (MAT/MAT e MAT/AT)	39 517
Pontos de entrega	
86	

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 2022.

Quadro 2-3

Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em 2022

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	96	-	AT/MT	220	10
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	79	MT/MT	84	6
	Pico	-	51	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	103	308	AT/MT	385	47
				MT/MT	212	
	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.

O Quadro 2-5 apresenta uma caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em 2022.

Quadro 2-4

Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental, em 2022

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
E-REDES	AT	9 072	565	-	328
	MT	59 569	15 132	70 588	26 664
	BT	113 266	34 485	-	6 266 666
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 239
A Celer	BT	83	28	47	4 482
A Lord	BT	136	21	43	4 582
C. E. de Loureiro	BT	76	19	21	2 131
C. E. S. Simão de Novais	BT	78	7	32	3 346
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 533
CEVE	BT	286	51	95	9 543
Cooprорiz	BT	n.d.	n.d.	24	1 907
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	423

n.d. – informação não disponível

Quadro 2-5

Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em 2022

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	23	68	-
	BT	140	21	-	3 888
São Miguel	MT	438	300	553	-
	BT	812	386	-	65 497
Terceira	MT	267	93	298	-
	BT	549	87	-	27 965
Graciosa	MT	56	10	52	-
	BT	91	9	-	3 251
São Jorge	MT	153	12	80	-
	BT	183	19	-	5 952
Pico	MT	159	36	142	-
	BT	304	35	-	9 960
Faial	MT	92	50	92	-
	BT	201	41	-	8 214
Flores	MT	61	13	33	-
	BT	60	13	-	2 479
Corvo	MT	-	4	2	-
	BT	-	4	-	283
Madeira	MT	410	779	1 678	-
	BT	2 495	704	-	138 169
Porto Santo	MT	13	60	95	-
	BT	44	88	-	4 830



1.0950

0.9950

0.7708

0.8900

0.8750

0.8560

0.6140

0.5072

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 respetivos 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 baixa tensão depende significativamente da qualidade de serviço das redes a montante, designadamente de média tensão, o referido incentivo foca-se na média tensão. 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 média tensão, 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 3 minutos), acompanha-se também o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 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.

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.

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 excepcional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

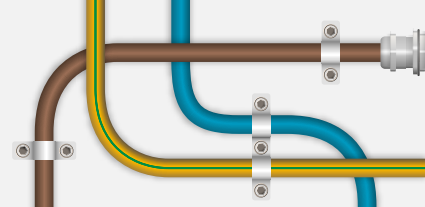
Um evento só pode ser considerado como excepcional se cumprir cumulativamente as seguintes características: i) baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; ii) provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; iii) não seja razoável, em termos económicos,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

O Quadro 3-1 sistematiza 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	✓			

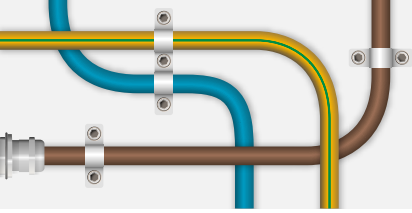
Os indicadores individuais que caracterizam e avaliam a continuidade de serviço em cada um dos pontos de entrega são os seguintes:

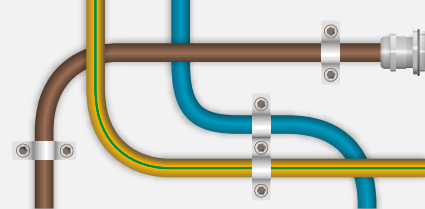
- frequência das interrupções: número de interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano,
- duração total das interrupções: duração das interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano.

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 respectivas 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 deve o mesmo ser devolvido 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 3 minutos), considera também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 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 2022 ocorreram duas interrupções de fornecimento longas (duas interrupções acidentais), afetando dois dos 86 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano. Refira-se que no ano 2021 foram contabilizadas uma interrupção de fornecimento longa e uma interrupção de fornecimento breve.

O Quadro 3-2 apresenta o número e a duração das interrupções acidentais verificadas em 2022 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 (ENF_2) 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

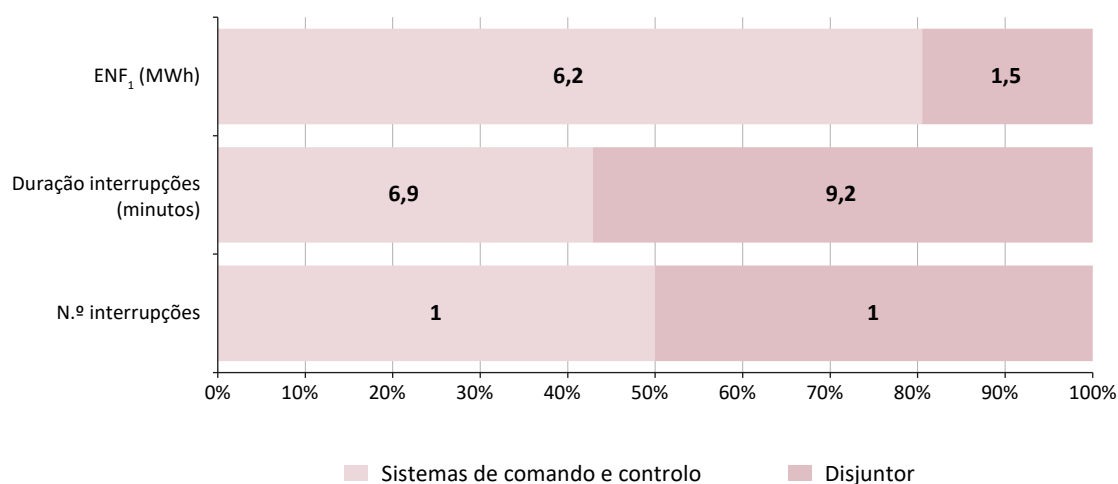
Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração Total das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total
		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	
Subestação da Carvoreira	60	0	1	1	0,0	9,2	9,2	0,0	1,5	1,5
Subestação de Alcochete	60	0	1	1	0,0	6,9	6,9	0,0	6,2	6,2
Total		0	2	2	0,0	16,1	16,1	0,0	7,7	7,7
Total (%)		0,0	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções longas com origem nesta rede (ENF_1) foi de 7,7 MWh em 2022.

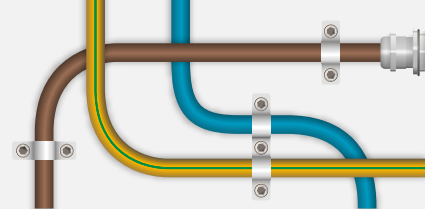
Na Figura 3-1 apresentam-se as causas de todas as interrupções acidentais de fornecimento de energia eléctrica verificadas na RNT em 2022, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF_1 .

Figura 3-1

Causas das Interrupções acidentais na RNT



Em 2022, a interrupção com origem em sistemas de comando e controlo corresponde à causa com maior impacto na ENF_1 .



3.1.2 INDICADORES GERAIS

De seguida são apresentadas, desde a Figura 3-2 à Figura 3-7, as evoluções dos indicadores gerais de continuidade de serviço, ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas entre os anos 2009 e 2022. É apresentada também a evolução do indicador geral de continuidade de serviço MAIFI para as interrupções breves entre os anos 2014 e 2022.

Figura 3-2

Evolução da ENF na RNT

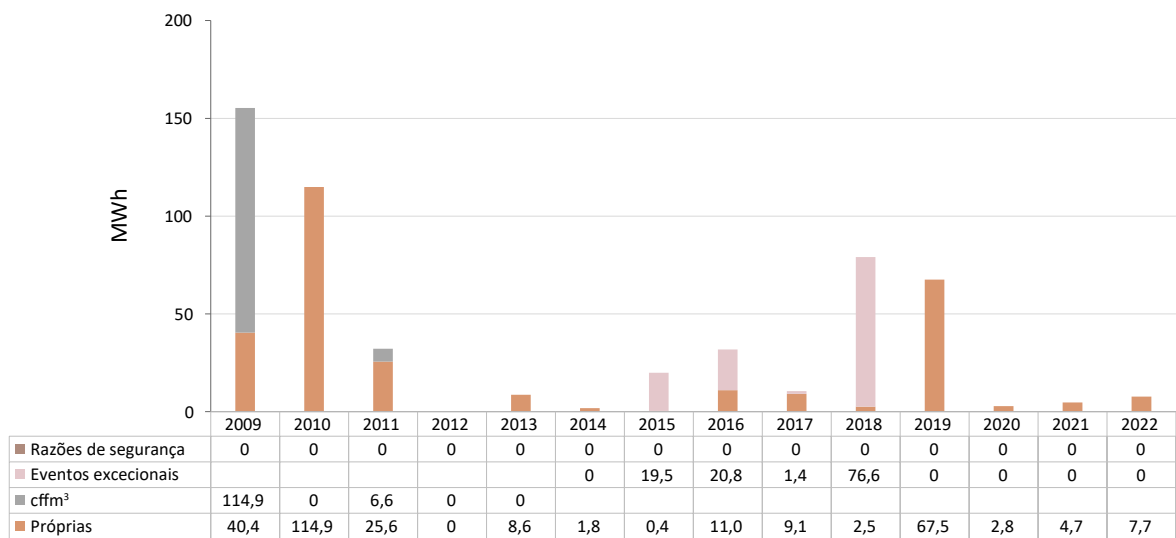


Figura 3-3

Evolução do TIE na RNT

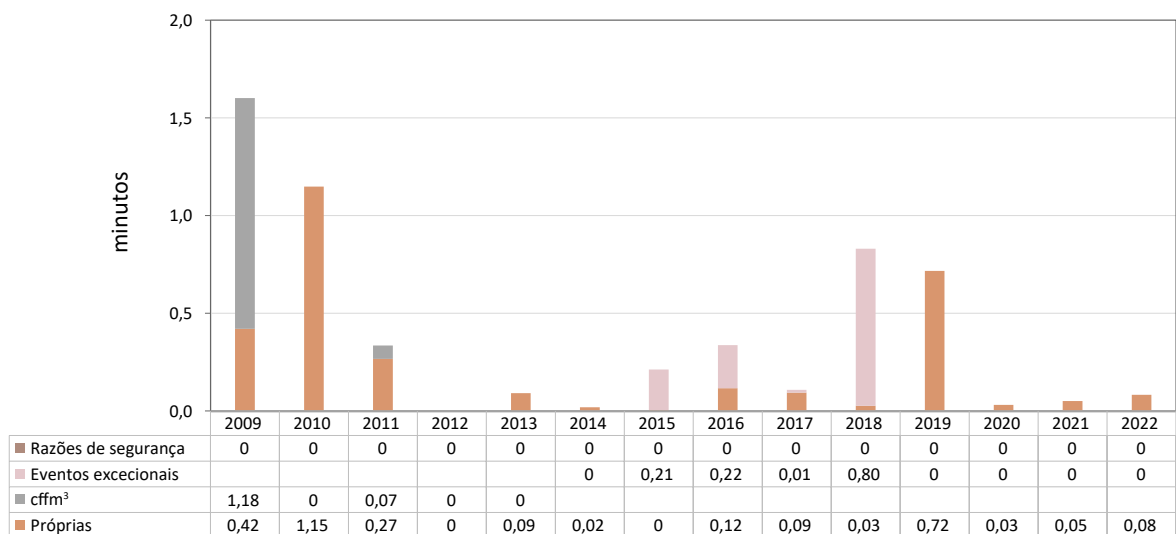


Figura 3-4

Evolução do SAIFI na RNT

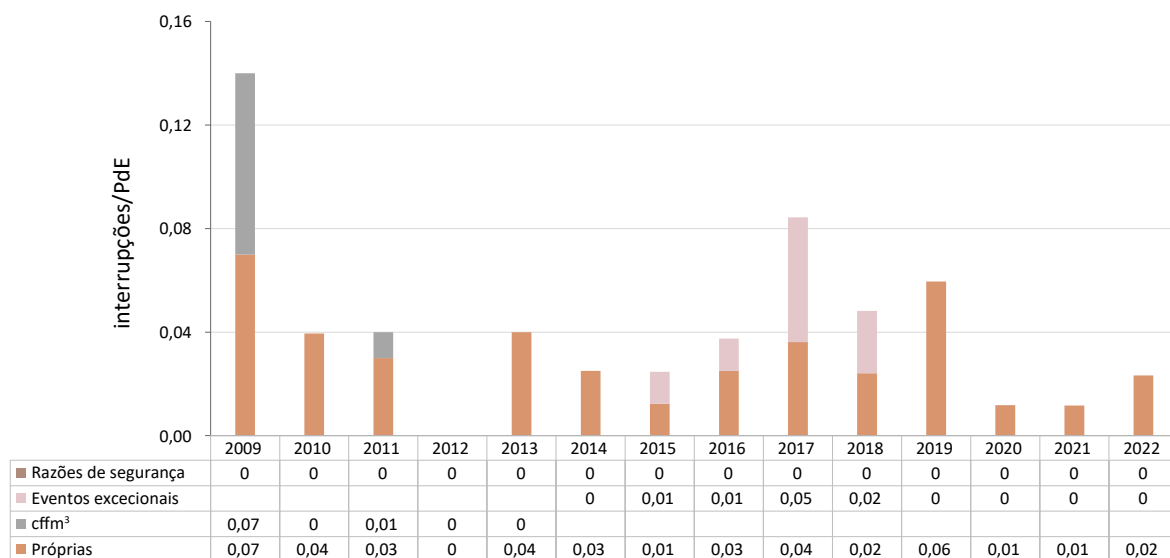
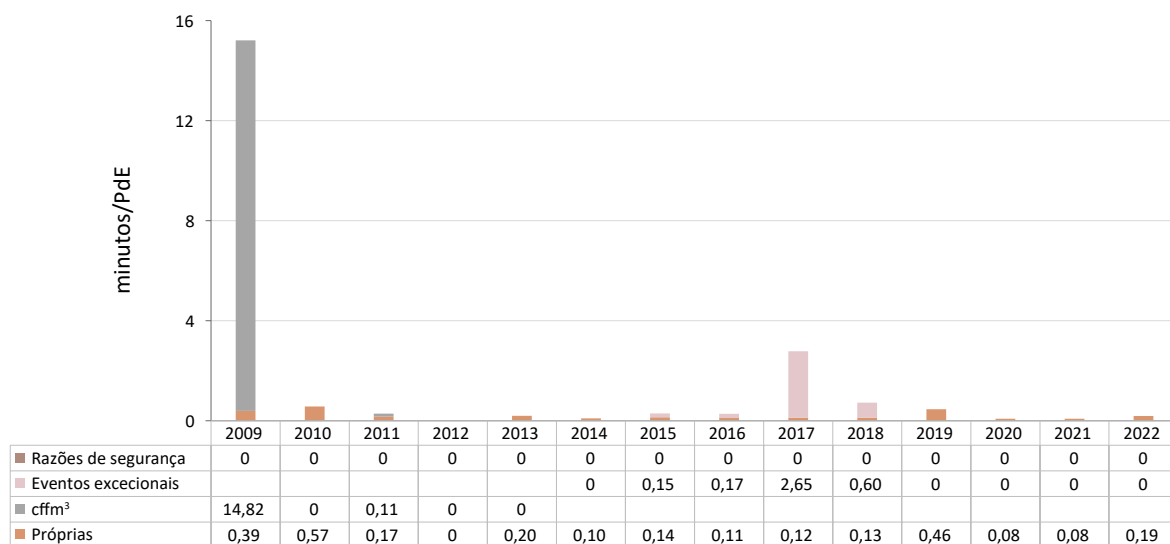


Figura 3-5

Evolução do SAIDI na RNT



3 A partir de 2014, os casos fortuitos ou de força maior (cffm) 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.

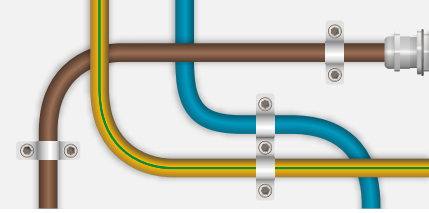


Figura 3-6

Evolução do SARI na RNT

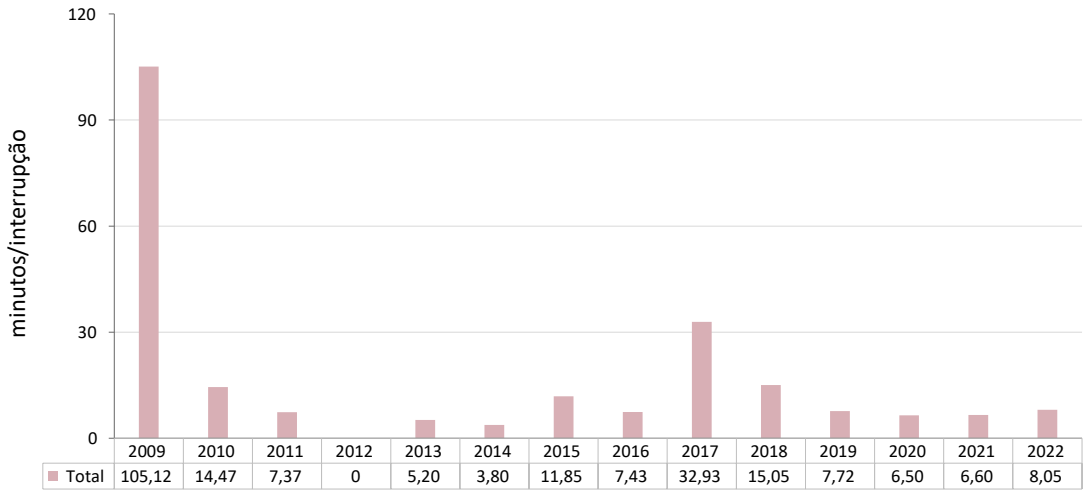
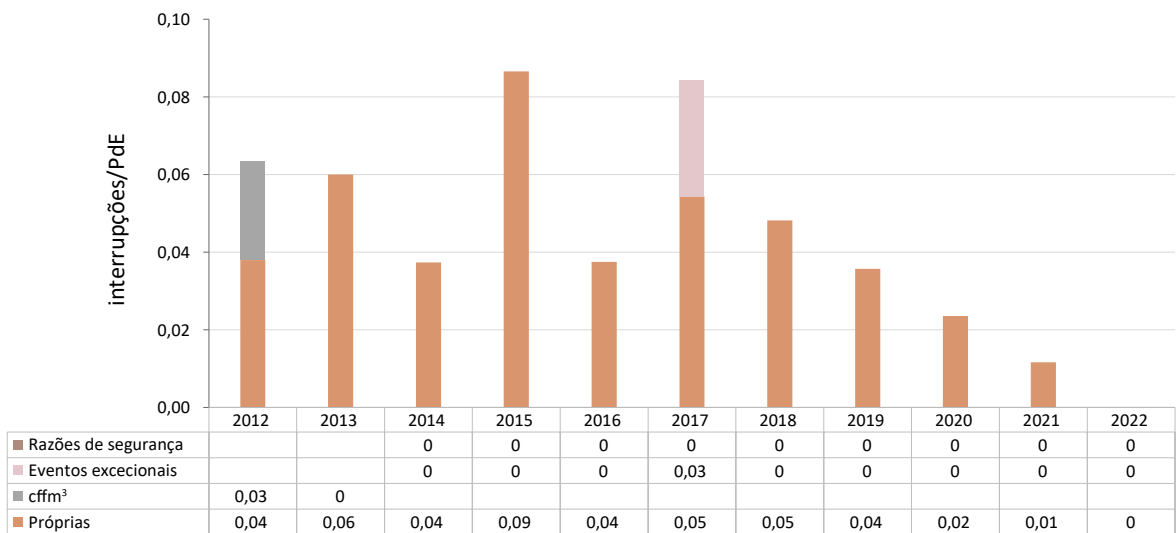


Figura 3-7

Evolução do MAIFI na RNT



As evoluções dos indicadores gerais da RNT mostram que o ano de 2022 apresentou um aumento dos valores dos indicadores ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI quando comparado com os valores registados nos dois últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido duas interrupções de serviço nos pontos de entrega de Alcochete e Carvoeira, com a duração de 6,9 e 9,2 minutos, correspondendo a uma ENF de 6,2 MWh e 1,5 MWh, respetivamente. Em 2022, não se registaram interrupções breves na RNT, pelo que o indicador MAIFI foi nulo.

Apesar de verificar uma degradação da generalidade dos indicadores gerais da RNT, 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.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT, em 2022, desagregados de acordo com o tipo de interrupção (previstas e acidentais).

Quadro 3-3

Indicadores de continuidade de serviço da RNT

Indicador geral	Acidentais	
	Não excepcionais	Eventos Excepcionais
ENF₁ (MWh)	7,70	0
TIE (minutos)	0,08	0
SAIFI (interrupções/PdE)	0,02	0
SAIDI (minutos/PdE)	0,19	0
SARI (minutos/interrupção)	8,05	0
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0

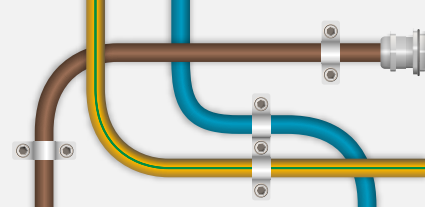
A empresa concessionária da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha. O Quadro 3-4 apresenta essa informação relativa ao ano de 2022 com desagregação por nível de tensão.

Quadro 3-4

Defeitos por 100 km de linha na RNT

Ano	Número de defeitos global por 100 km de linha
2020	1,20
2021	1,60
2022	1,15

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT, em 2022, verificou uma redução de cerca de 28% face a 2021.



3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2022, se terem registado interrupções de longa duração em pontos de entrega, os padrões individuais foram cumpridos. Não se registam incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da RNT desde 2004.

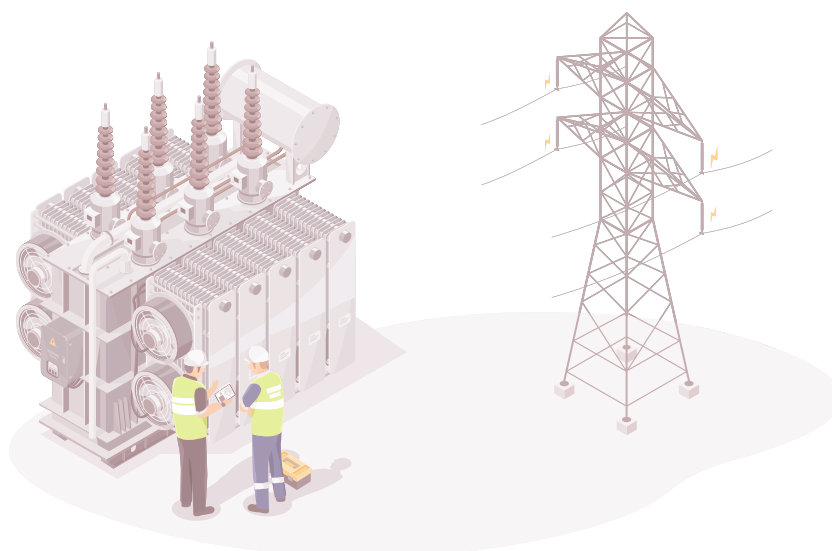
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2022, 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.

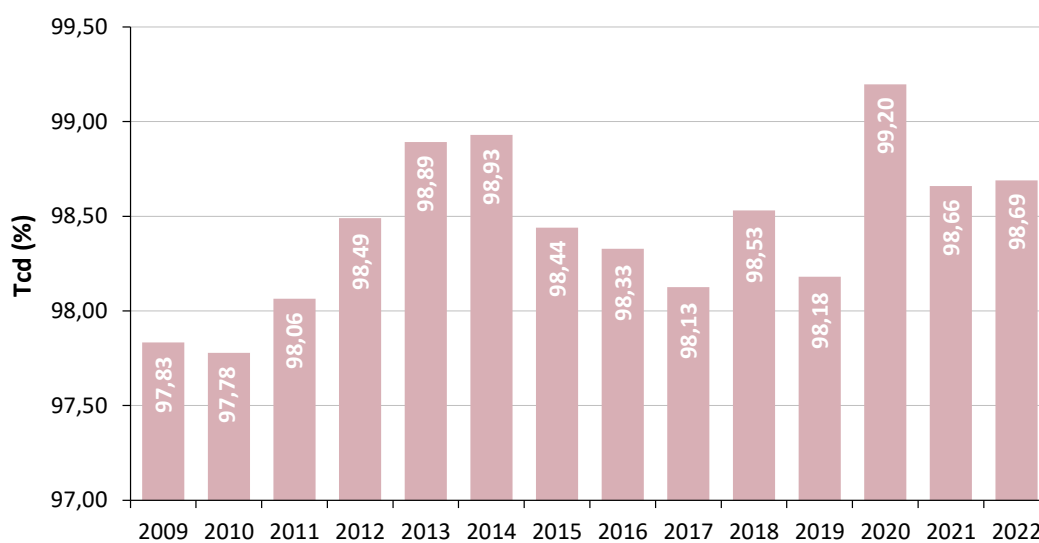
A disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas e dos transformadores de potência.

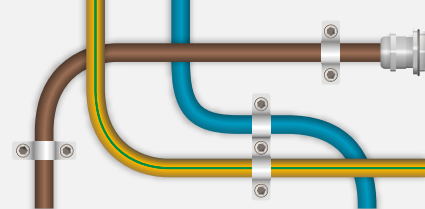


Na Figura 3-8 é apresentada a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT registada em 2022, tendo nesse ano atingido o valor de 98,69%, seguindo a mesma tendência face ao verificado no ano anterior.

Figura 3-8

Disponibilidade de elementos da RNT



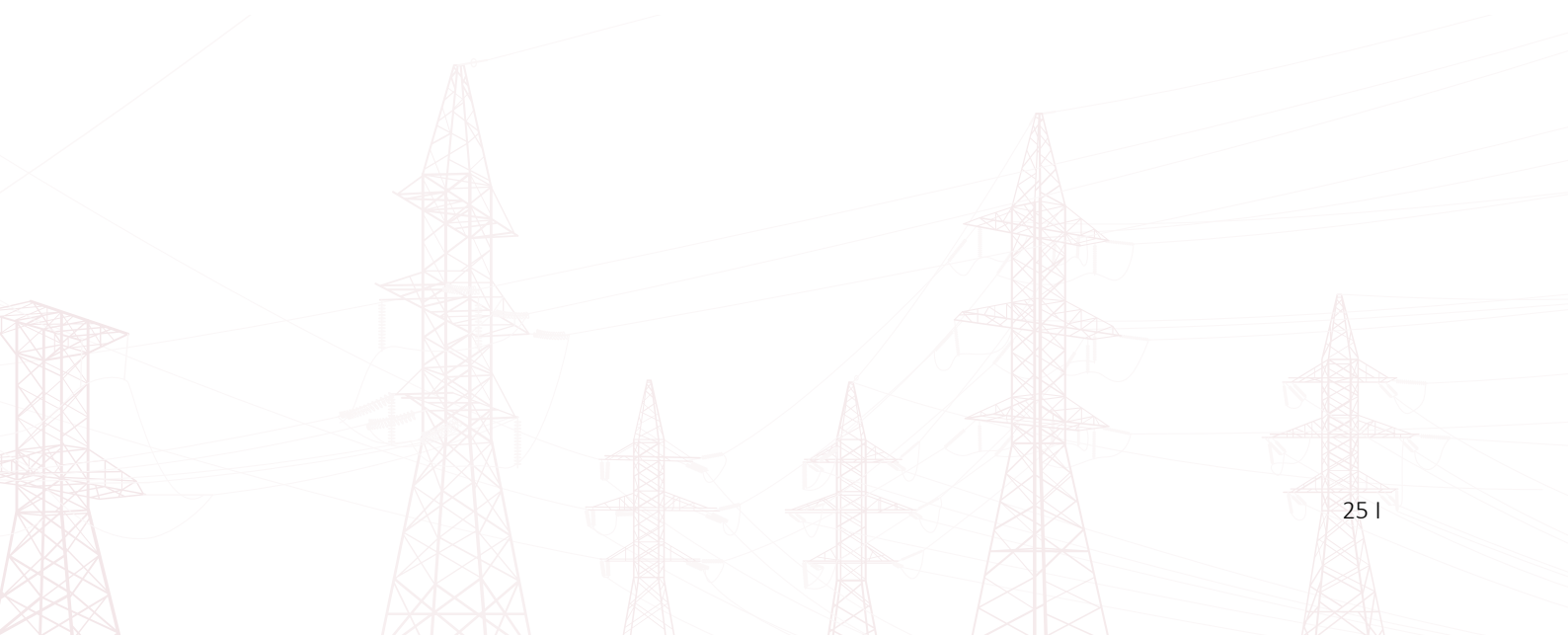


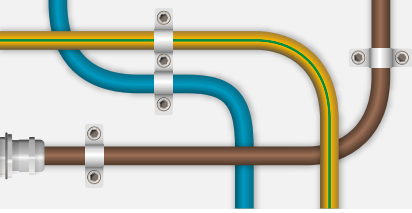
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

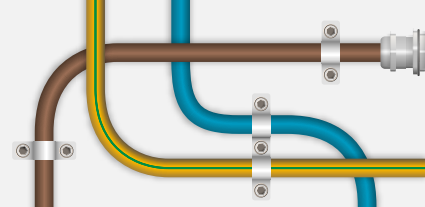
Em 2022, ocorreram na RNT duas interrupções de fornecimento longas (duas interrupções acidentais).

Apesar da ocorrência destas interrupções 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 da RNT mostra que 2022 apresentou um aumento dos valores na generalidade dos indicadores gerais quando comparado com os valores registados nos dois últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido duas interrupções de serviço nos pontos de entrega de Alcochete e Carvoeira, com a duração de 6,9 e 9,2 minutos, respetivamente.







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 percecionada 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 percecionada 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 2022, 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.

3.2.1 INDICADORES GERAIS

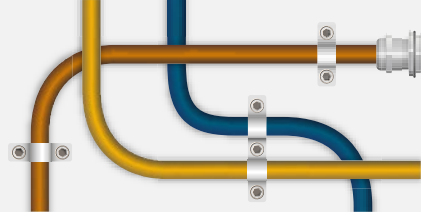
As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores 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 2022

Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	48,52	93,05	26,23	167,80
TIEPI (min)	30,98	59,42	16,75	107,15
SAIFI MT (int./PdE)	0,47	3,14	0,66	4,27
SAIDI MT (min/PdE)	36,64	86,20	24,30	147,14
MAIFI MT (int./PdE)	1,02	1,29	0,03	2,34
SAIFI BT (int./cliente)	0,51	4,02	0,76	5,29
SAIDI BT (min/cliente)	37,52	109,31	28,82	175,65

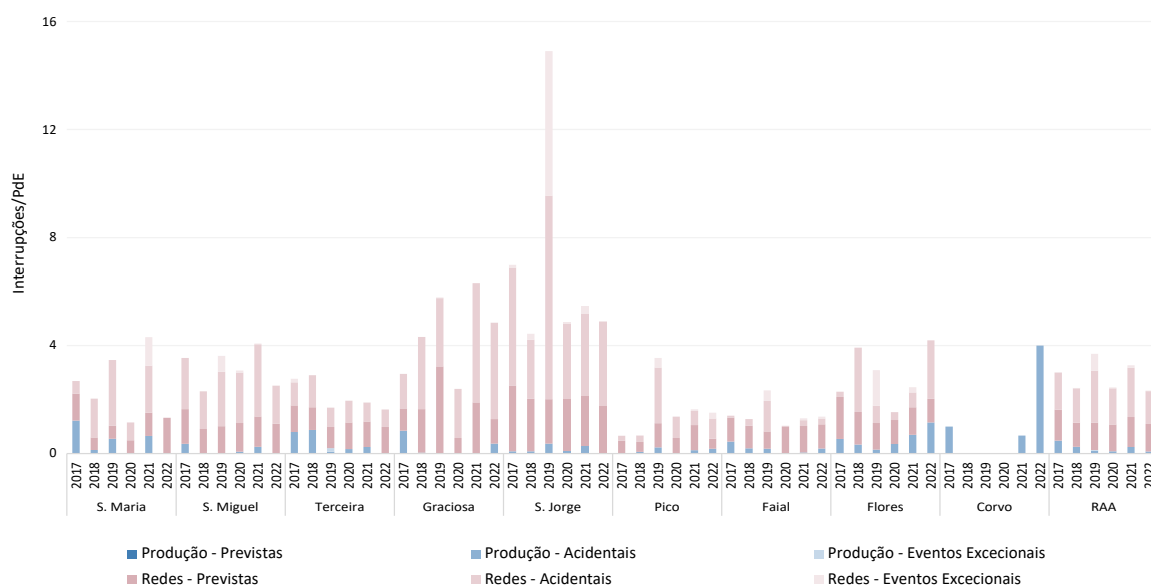
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDA, as interrupções acidentais têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções previstas corresponde, em média, a 30% do SAIDI das interrupções acidentais. Em relação ao número de interrupções o impacto é inferior. O indicador SAIFI das interrupções previstas corresponde, em média, a 12% do valor das interrupções acidentais.



Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIDI e SAIFI para os pontos de entrega em MT e clientes BT, para o período 2017-2022, e ainda o desempenho do indicador MAIFI MT referente a interrupções breves. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado nas Figura 3-9 a Figura 3-13.

Figura 3-9

Evolução do MAIFI MT na RAA



Em 2022, verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 52% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 3% para total de interrupções. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Faial, Flores e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de redução do número de interrupções com duração inferior a três minutos.



Figura 3-10

Evolução do SAIFI MT na RAA

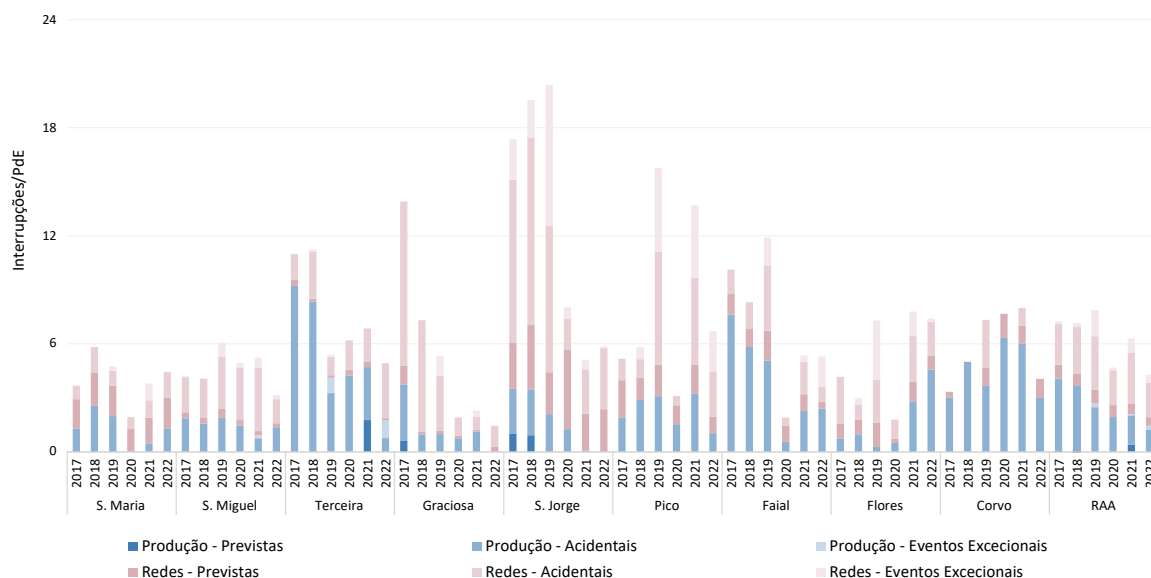
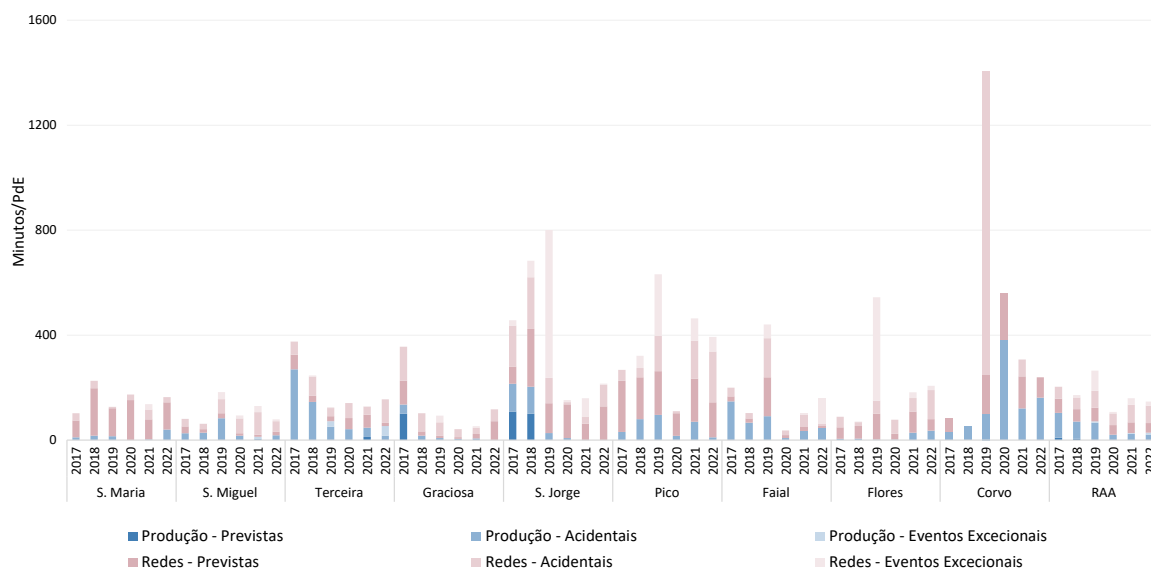


Figura 3-11

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 para os indicadores gerais são inferiores aos dos valores registados em 2021. Refira-se que a ilha de São Miguel e a ilha do Corvo apresentaram uma ligeira melhoria do indicador SAIDI MT devido especialmente à redução da ocorrência de interrupções com origem nas redes.

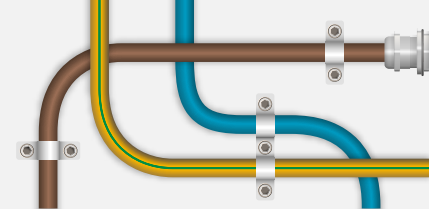


Figura 3-12

Evolução do SAIFI BT na RAA

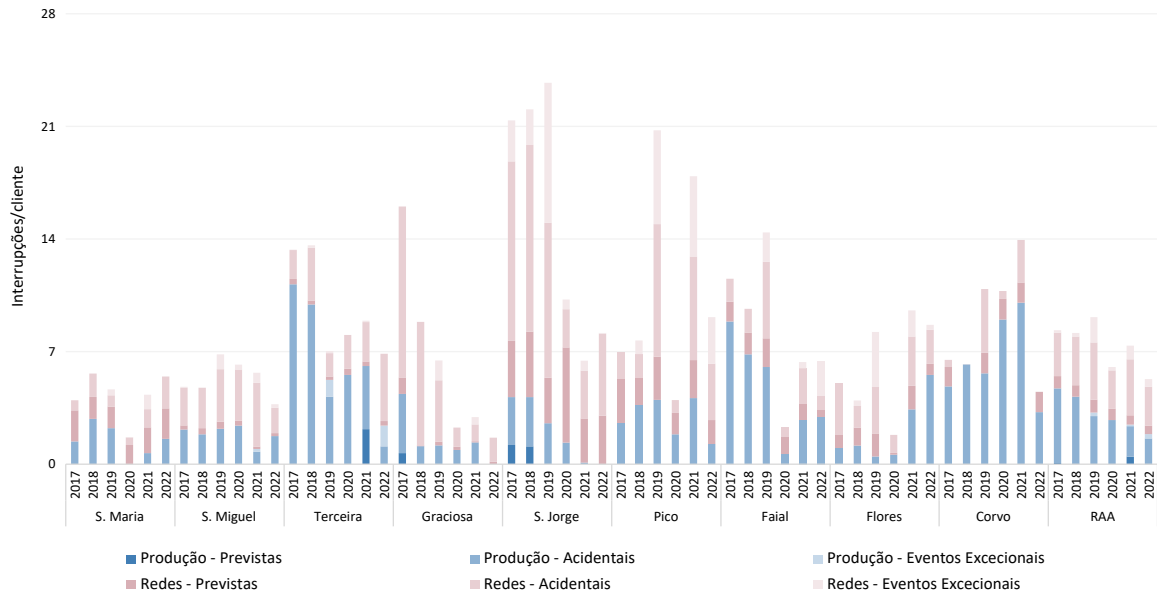
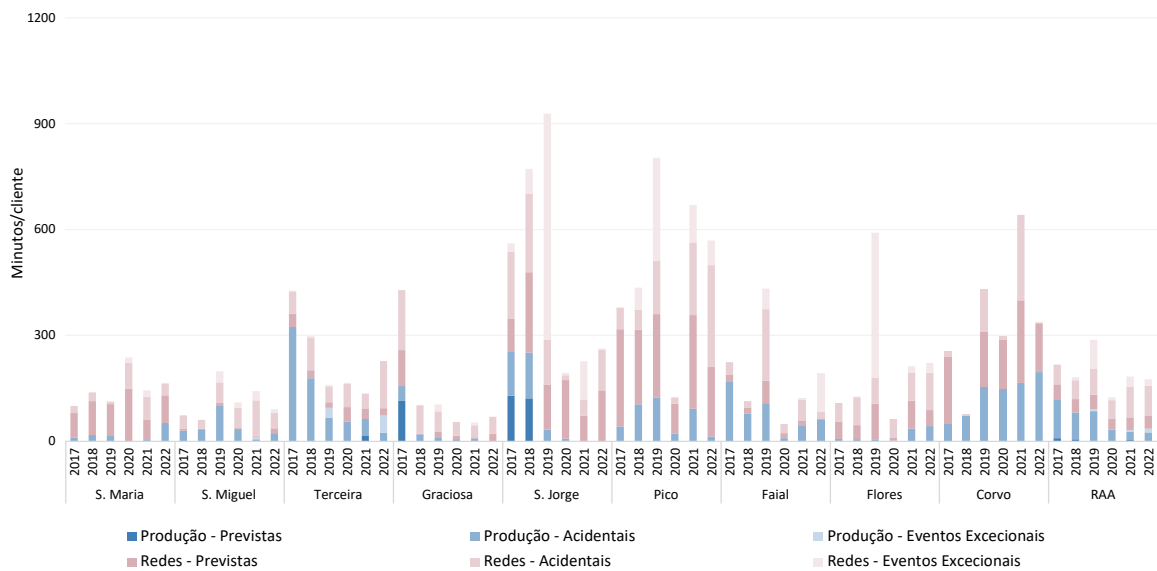


Figura 3-13

Evolução do SAIDI BT na RAA



Em 2022, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são inferiores quando comparado com o ano anterior.

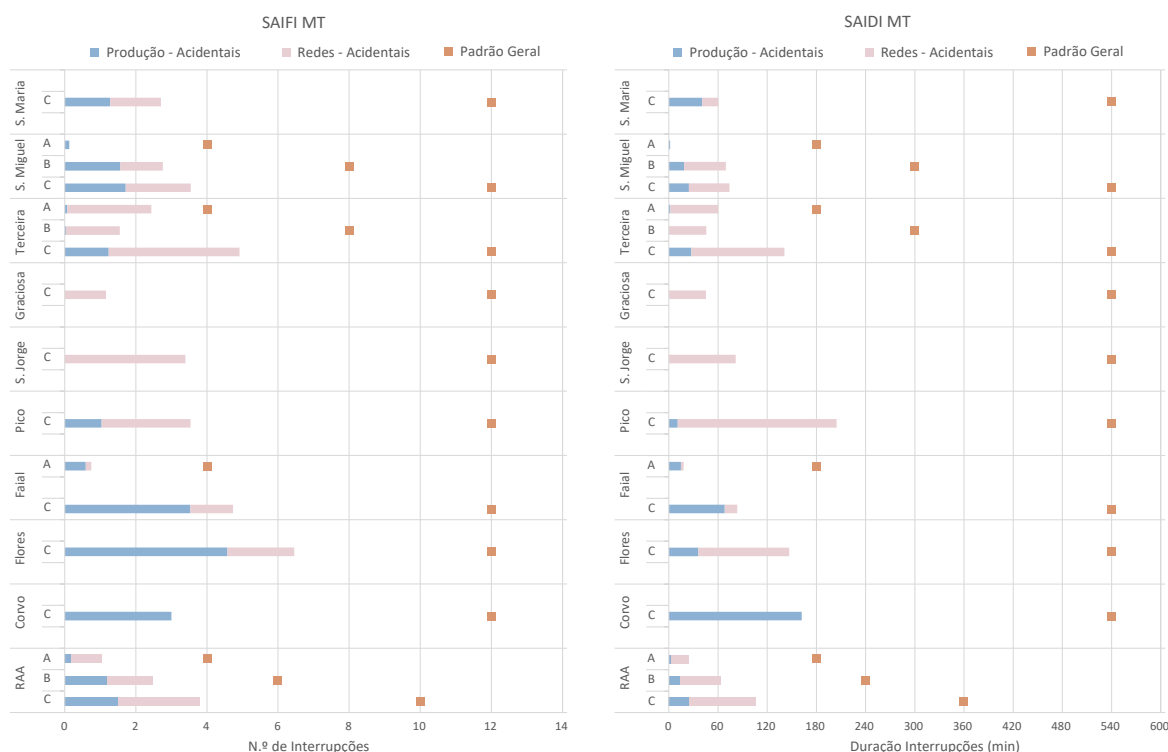
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

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 3-14 e na Figura 3-15 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 3-14

SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2022



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.

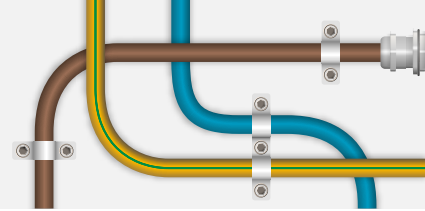
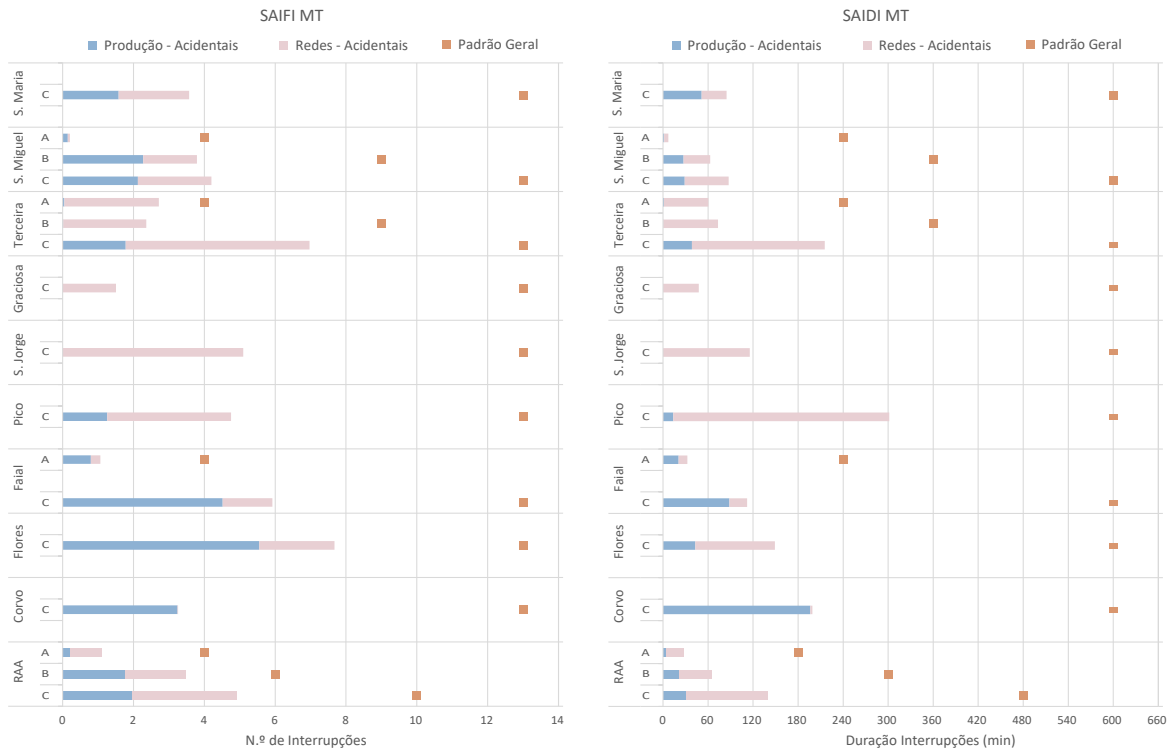


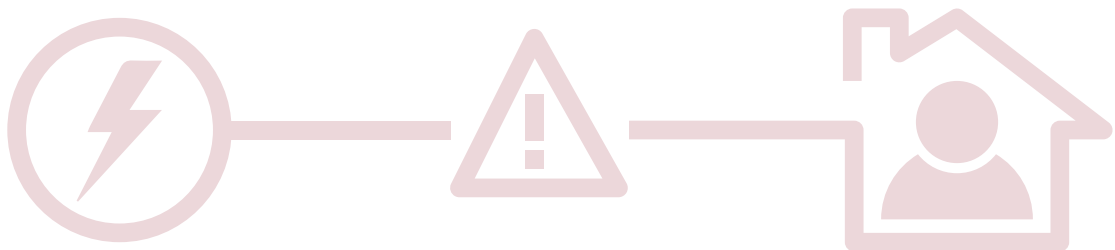
Figura 3-15

SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2022



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.



3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2022, a ERSE aprovou a classificação de 14 eventos excepcionais⁴ 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 vento de intensidade excepcional (6), descarga atmosférica direta (4), aves (2), animais (1) e objetos estranhos na rede à superfície (1).

3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

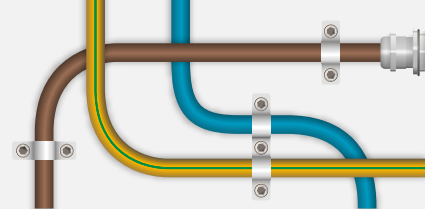
Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 0,15 MWh na ilha do Corvo, 5 MWh na ilha do Faial, 1,1 MWh na ilha das Flores, 1,5 MWh na ilha Graciosa, 4,5 MWh na ilha do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

No decorrer de 2022 verificou-se a ocorrência de cinco incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA: um incidente na ilha Terceira, um incidente na ilha do Faial, um incidente na ilha do Pico e dois incidentes na ilha do Corvo.

3.2.5 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 cada uma das interrupções registadas ao longo do período de um ano.

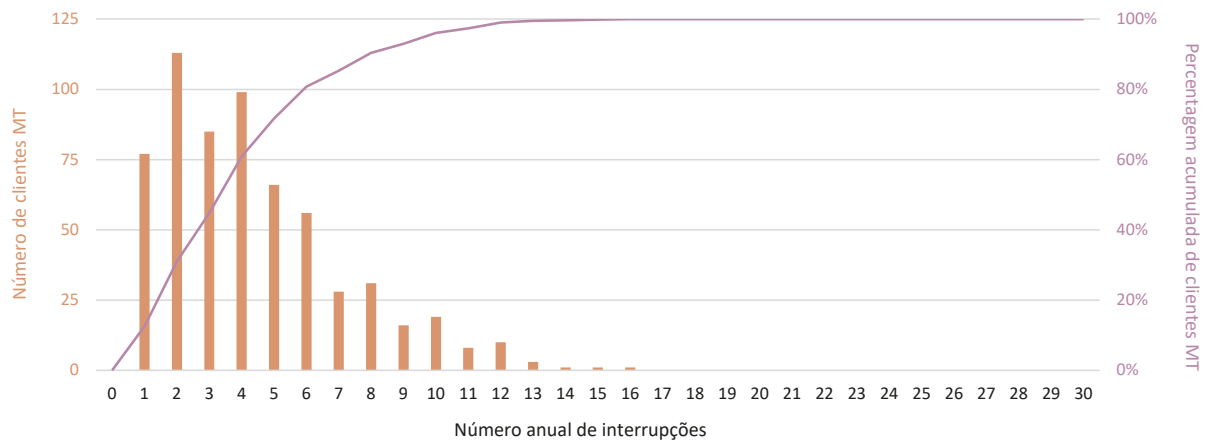
4 Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).



A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-16

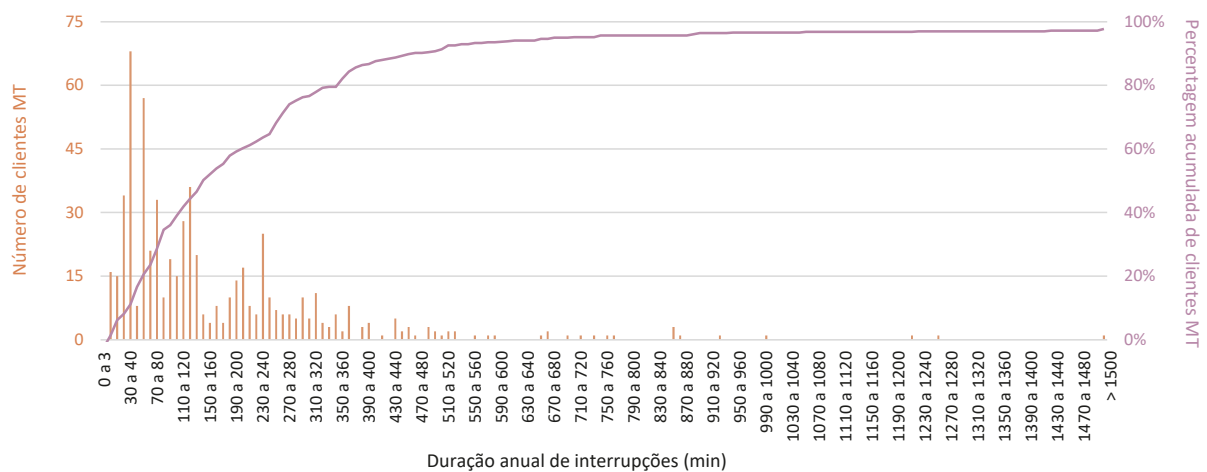
Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA, em 2022



A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-17

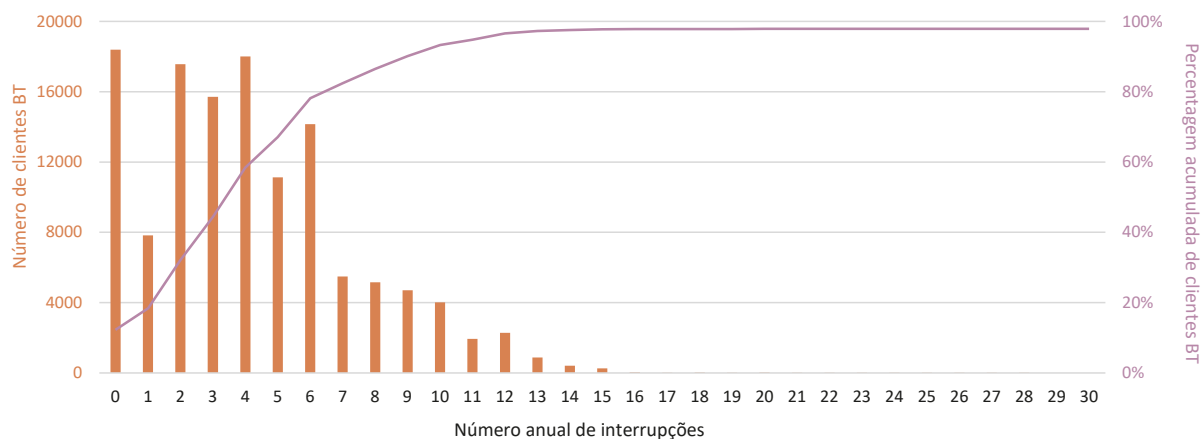
Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA, em 2022



A Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções, em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-18

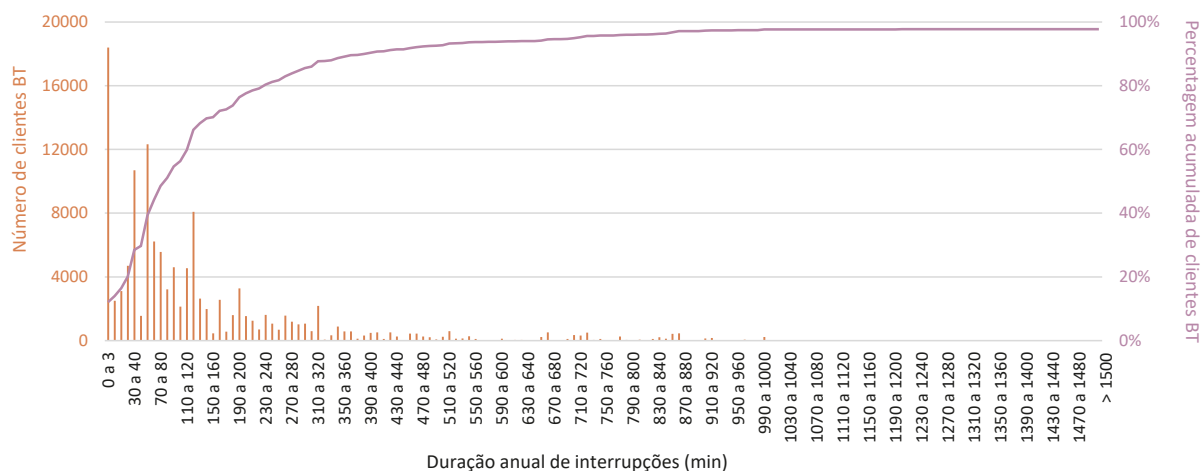
Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA, em 2022



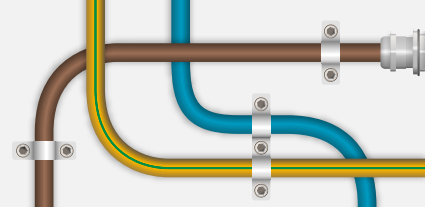
A Figura 3-19 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-19

Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA, em 2022



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 2022.


Quadro 3-6
Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2022

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	Duração de interrupções		N.º de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	São Miguel	A					2		2
		B		1			3		4
		C		1			1		2
	Terceira	A		1	1		9		11
		B					2		2
		C		1			2		3
	Faial	A					1		1
	Total			4	1		20		25
Montante (euros)	São Miguel	A					0,40		0,40
		B		355,76			18,66		374,42
		C		201,78			36,34		238,12
	Terceira	A		184,16	1,25		25,17		210,58
		B					20,00		20,00
		C		22,08			6,84		28,92
	Faial	A					15,70		15,70
	Total			763,78	1,25		123,11		888,14

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram:

- quatro situações de incumprimento que corresponderam exclusivamente a clientes em MT,
- 21 situações de incumprimento que corresponderam exclusivamente a clientes em BT.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a cerca de 887 euros (em 2021 este valor foi de 3 200 euros). Para além deste montante, a EDA devolveu à tarifa, por dedução nas tarifas de acesso às redes, o valor de um euro.

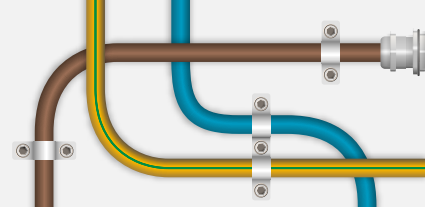
As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 99% do montante pago aos clientes. A ilha de São Miguel representa a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 69% do montante total, com especial incidência na zona B de qualidade de serviço.

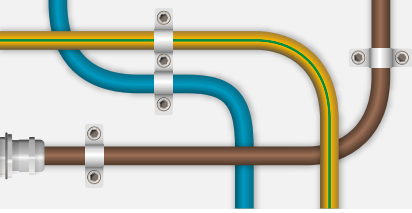
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

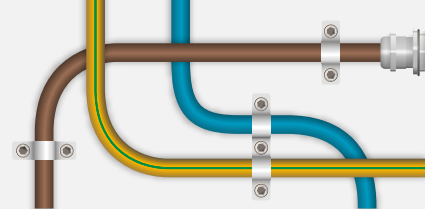
Em 2022, registou-se uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA face ao ano anterior. Num horizonte de cinco anos, o ano de 2022 é o mais favorável no comportamento dos indicadores de frequência de interrupções, e o segundo ano mais favorável para os indicadores de duração de interrupções. 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 25 incumprimentos dos padrões estabelecidos. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi cerca de 887 euros.







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 2022, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excepcionais.

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 2022

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	29,93	34,91	0	64,84
TIEPI (min)	16,14	19,27	0	35,41
SAIFI MT (int./PdE)	0,25	0,59	0	0,84
SAIDI MT (min/PdE)	24,73	25,49	0	50,22
MAIFI MT (int./PdE)	0,02	0,29	0	0,31
SAIFI BT (int./cliente)	0,26	0,51	0	0,77
SAIDI BT (min/cliente)	23,87	20,82	0	44,69

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, a continuidade de serviço nas redes elétricas da EEM apresentou uma melhoria no seu desempenho, contribuindo para estes resultados a redução do impacto das interrupções com origem na produção, comparativamente aos valores registados no ano anterior, e a ausência de eventos excepcionais. Realça-se que o ano 2021, foi um ano atípico, quebrando a tendência de melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da EEM devido aos eventos excepcionais ocorridos nos dias 27 e 28 de março de 2021, na ilha da Madeira, resultante de grande precipitação e de um nível de intensidade anormal de trovoadas que provocaram o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2016-2022 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

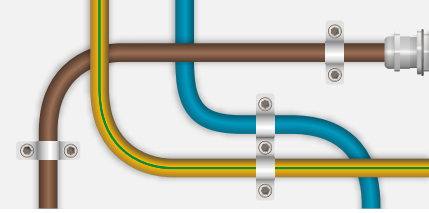
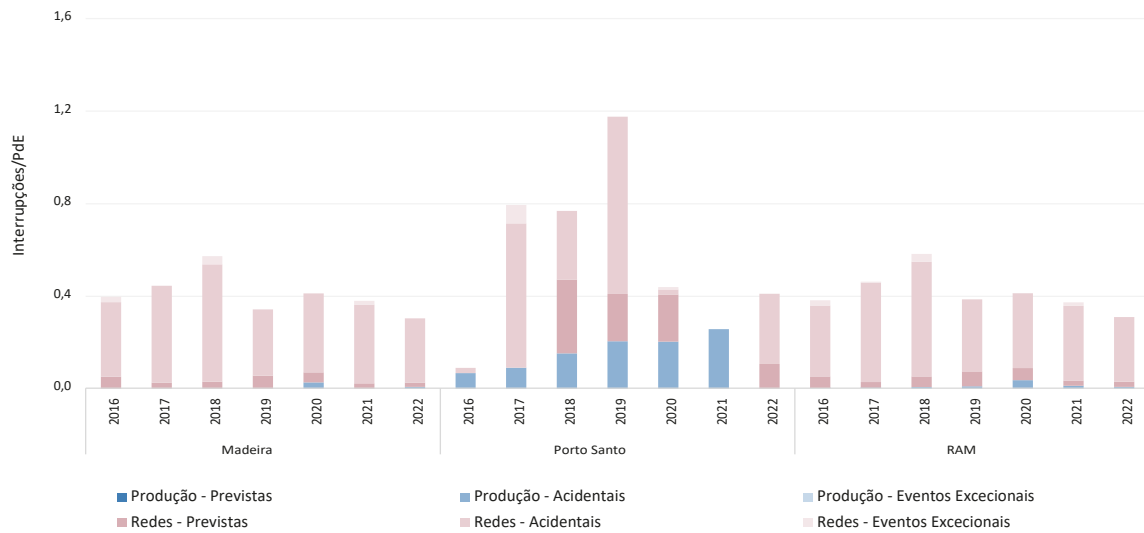


Figura 3-20

Evolução do MAIFI MT na RAM

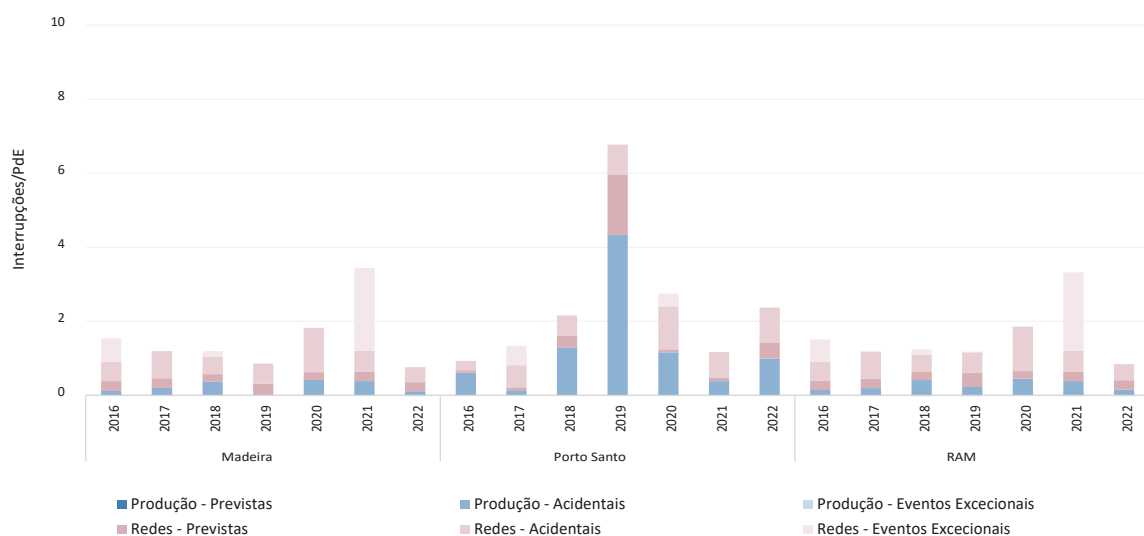


Da análise do indicador MAIFI MT da RAM conclui-se que grande parte das interrupções corresponde a interrupções acidentais com origem nas redes.

Seguidamente, na Figura 3-21 e na Figura 3-22 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2016-2022. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais.

Figura 3-21

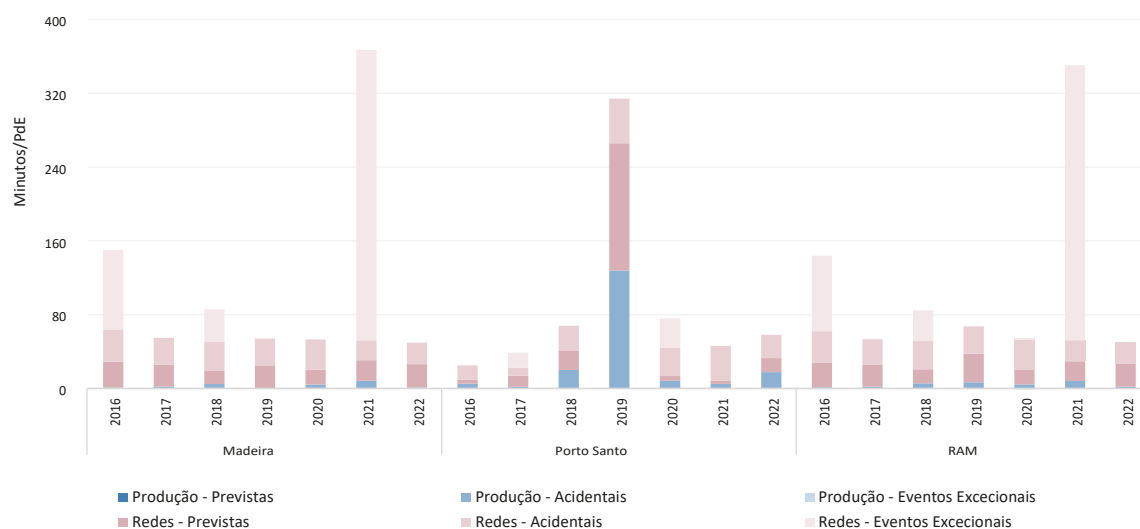
Evolução do SAIFI MT na RAM



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que tanto na ilha da Madeira como na RAM foram alcançados os melhores valores deste indicador desde os últimos nove anos. A melhoria do desempenho do SAIFI MT deveu-se à redução de interrupções com origem na produção e à ausência de eventos excepcionais registados em 2022.

Figura 3-22

Evolução do SAIDI MT na RAM



No que respeita ao indicador SAIDI MT da RAM, há uma melhoria do valor do indicador motivada pela ausência de interrupções resultantes de eventos excepcionais.

No que respeita à ilha do Porto Santo, verificou-se uma degradação do SAIDI MT motivada pelo aumento das interrupções com origem na produção, face a 2021.

Relativamente ao indicador SAIDI MT da Madeira, verificou-se que o ano de 2022 apresentou valores idênticos aos registados em 2020. Em 2021, a degradação de todos os indicadores gerais de continuidade de serviço esteve, essencialmente, associada à ocorrência de eventos excepcionais verificados nos dias 27 e 28 de março de 2021 que provocaram o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira.

Seguidamente, na Figura 3-23 e na Figura 3-24 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT para o período 2016-2022.

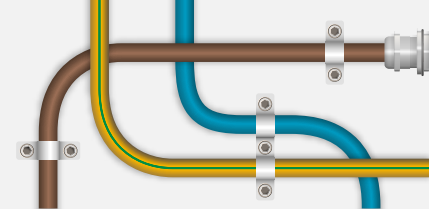


Figura 3-23

Evolução do SAIFI BT na RAM

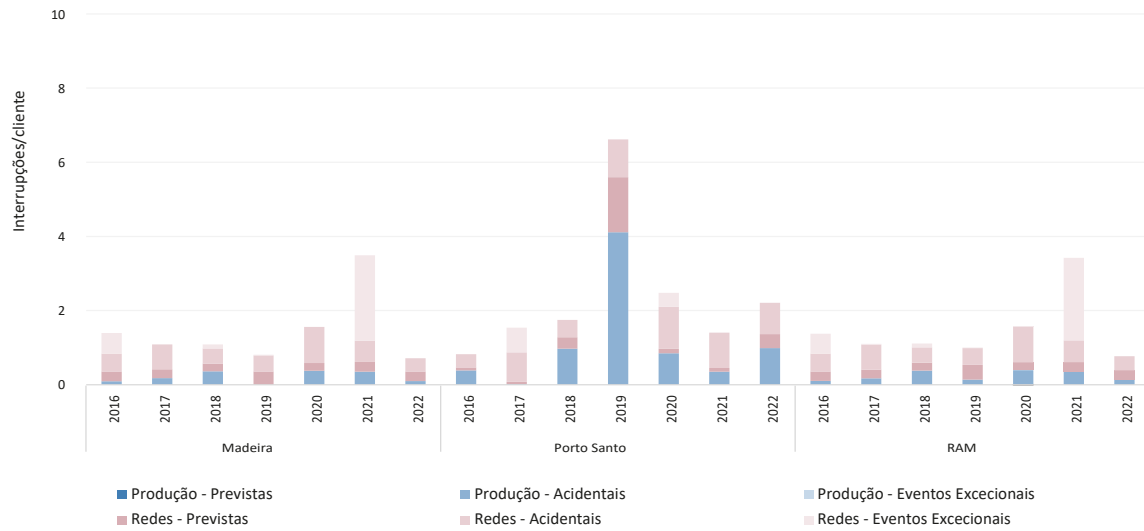
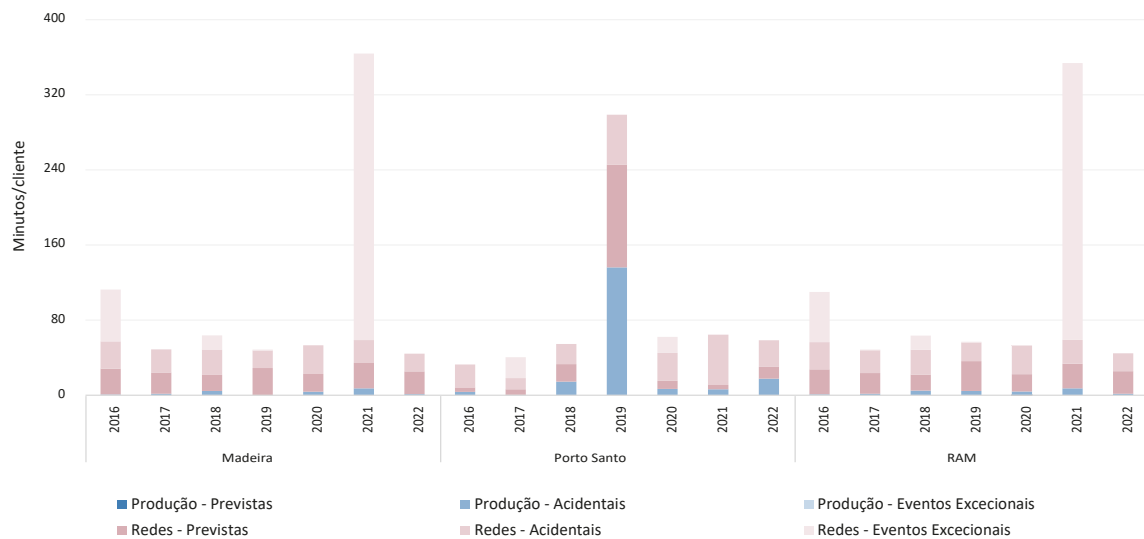


Figura 3-24

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.

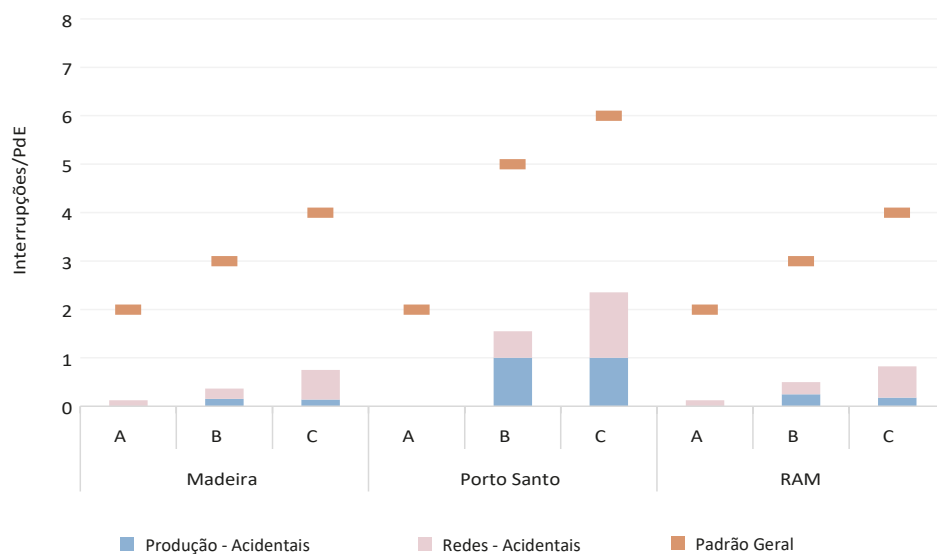
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

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 3-25 e na Figura 3-26 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT com os respetivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-25

SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2022



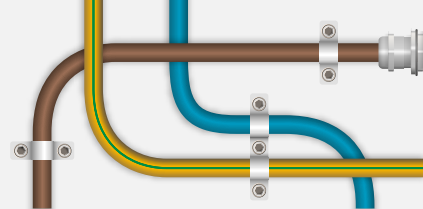
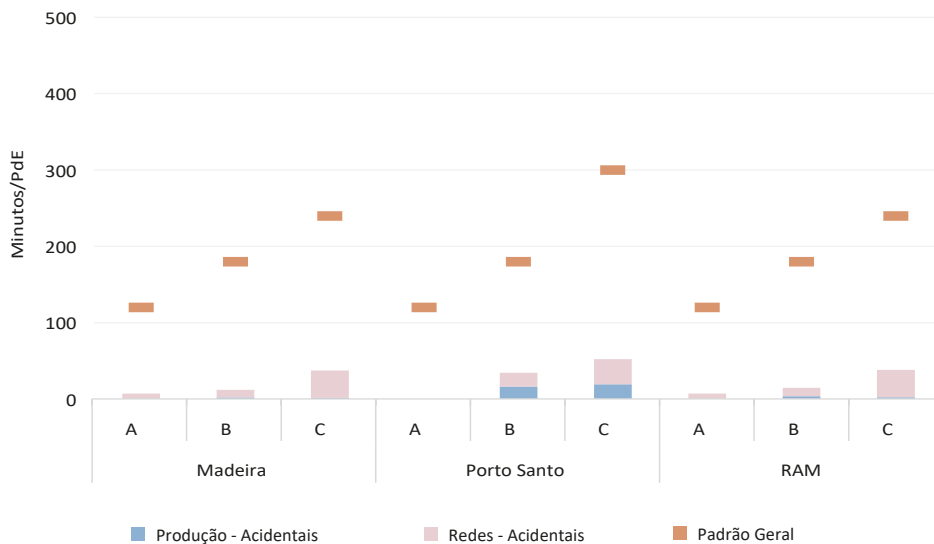


Figura 3-26

SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2022



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 3-27 e na Figura 3-28, em que se verifica que em todas as zonas de qualidade de serviço os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.

Figura 3-27

SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2022

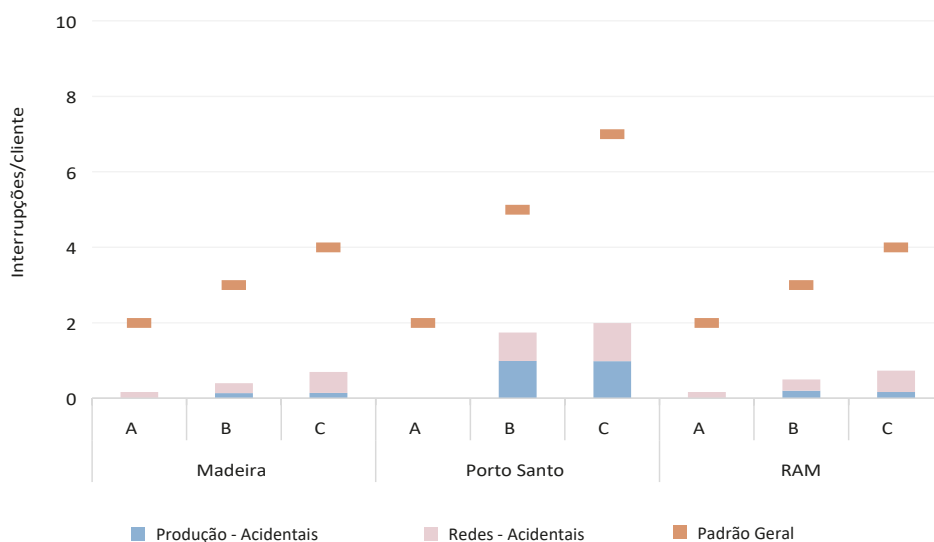
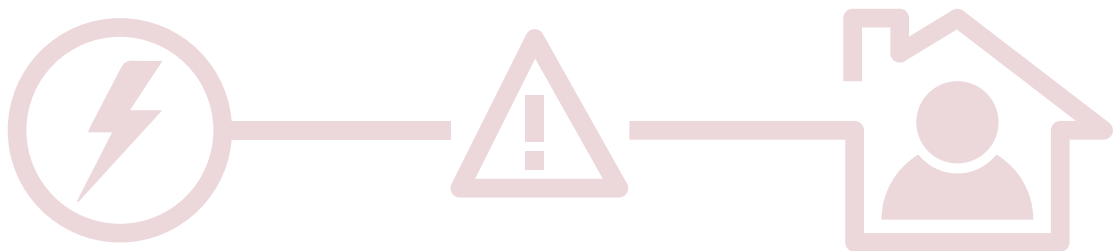
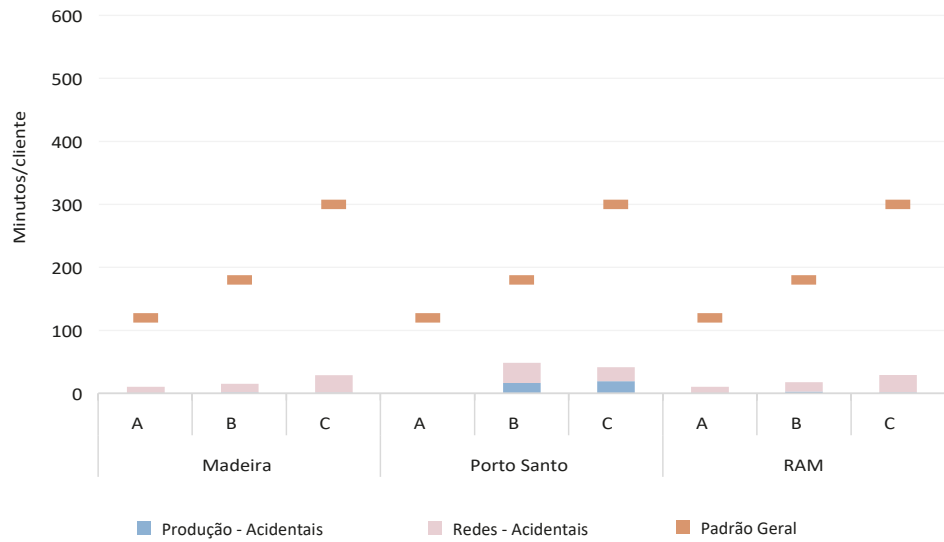
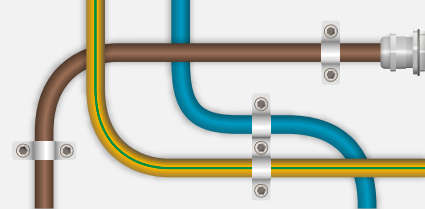


Figura 3-28

SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2022





3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2022, a ERSE não recebeu do operador de rede EEM nenhum pedido de classificação de incidente como evento excepcional.

3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 10 MWh na ilha da Madeira e a 1 MWh na ilha de Porto Santo, no caso da Região Autónoma da Madeira.

No que respeita aos incidentes de grande impacto, no ano de 2022 foi reportado à ERSE a ocorrência de um incidente de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.

Evento de 7 de abril de 2022

Em 7 de abril de 2022, na ilha do Porto Santo, ocorreu um evento de grande impacto causado por curto-circuito na Central Nova do Porto Santo na sequência de manobras decorrentes de trabalhos de manutenção. A interrupção afetou 4 792 clientes, originando uma END de 1,15 MWh, um SAIDI MT de 17,74 minutos e um SAIFI MT de uma interrupção.

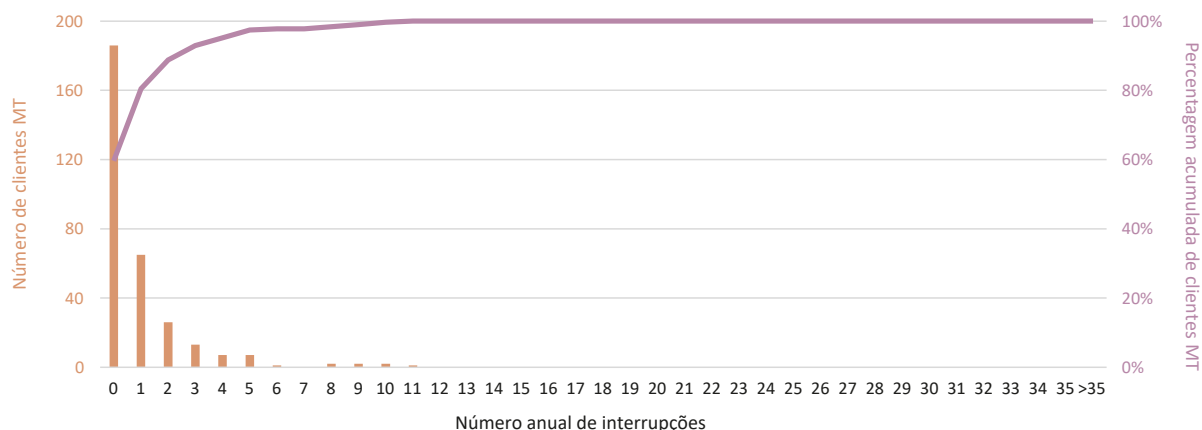
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

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 3-29 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções, em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-29

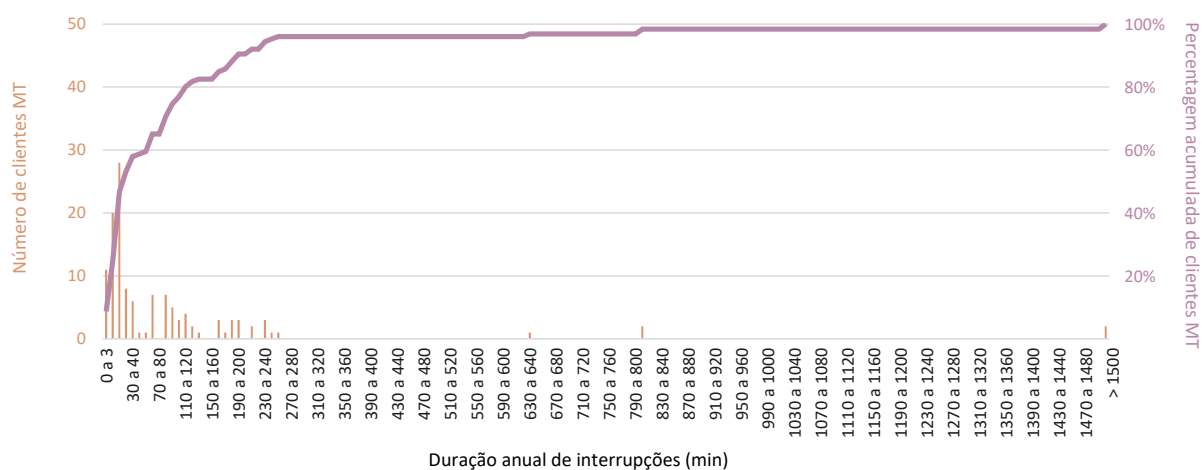
Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM

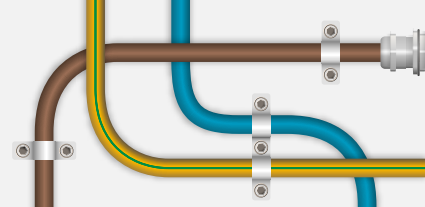


A Figura 3-30 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções, em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-30

Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM

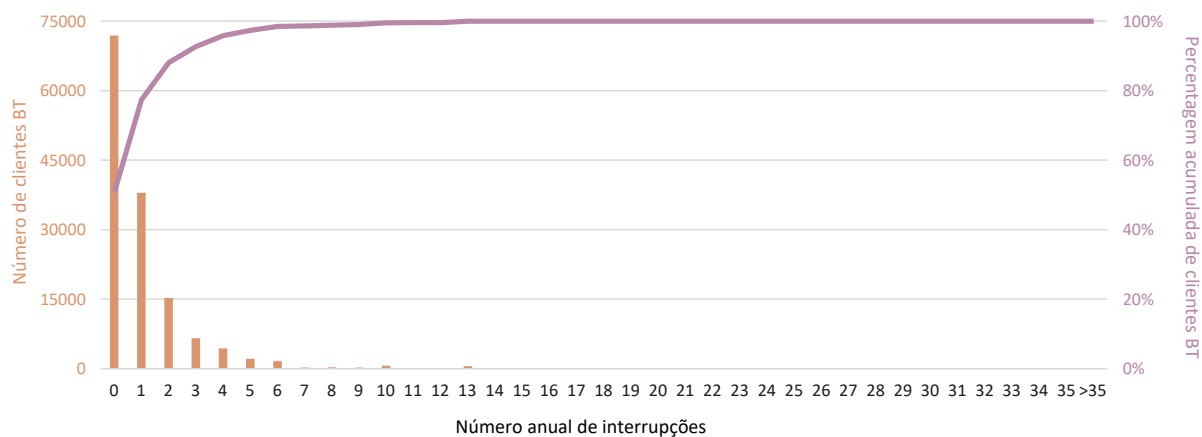




A Figura 3-31 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções, em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-31

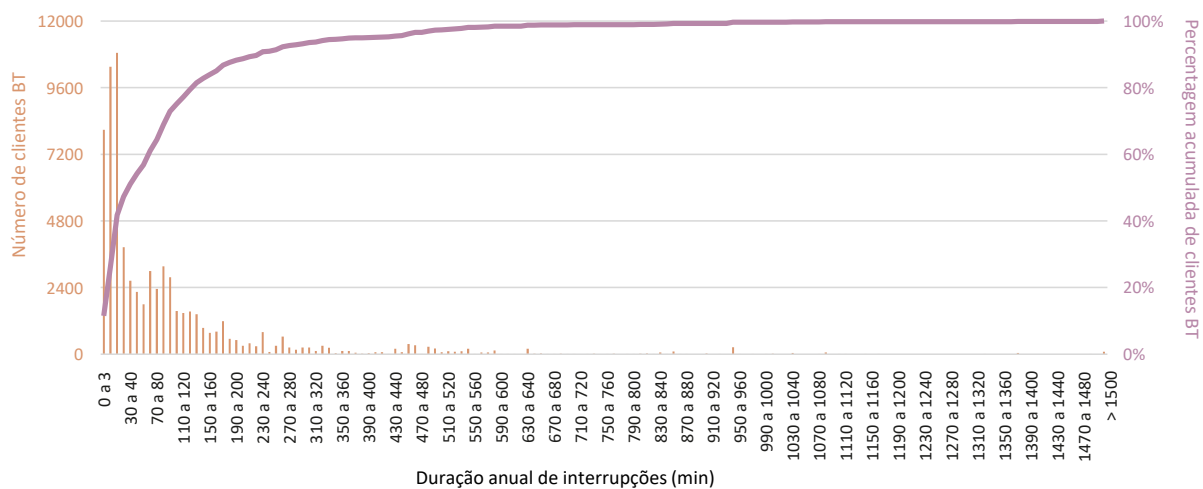
Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM, em 2022



A Figura 3-32 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções, em 2022, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-32

Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM, em 2022



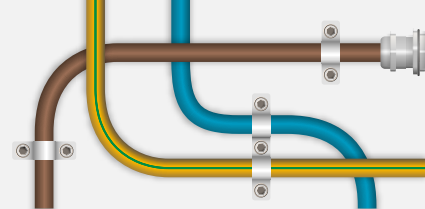
O Quadro 3-8 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2022, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 3-8

Compensações na RAM, em 2022

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					8		8
		B					1		1
		C					177		177
	Porto Santo	B							
	Total		0	0	0	0	186	0	186
Montante (euros)	Madeira	A					70,56		70,56
		B					5,24		5,24
		C					1 387,99		1 387,99
	Porto Santo	B							
	Total		0	0	0	0	1 463,79	0	1 463,79

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 1 463,79 euros, valor superior ao ano anterior (em 2021 este valor foi de 439,92 euros).

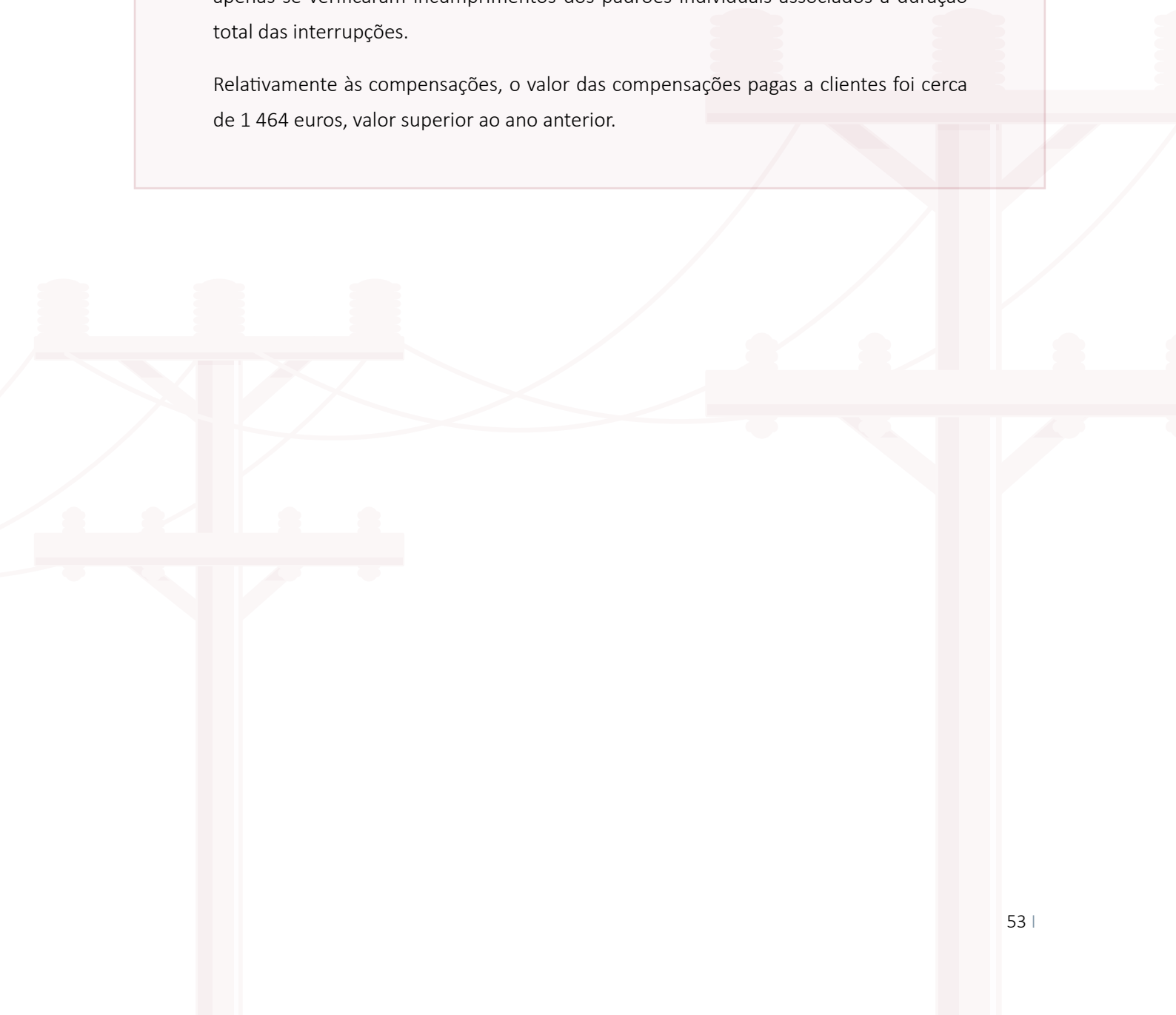


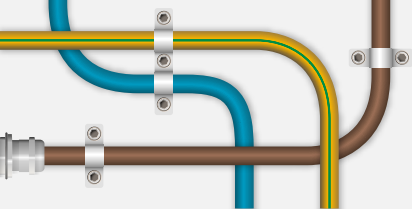
3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

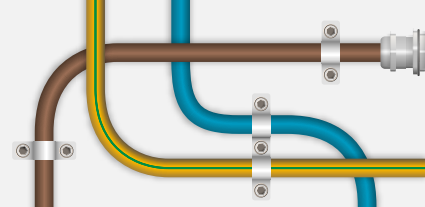
Em 2022, registou-se uma melhoria dos valores indicadores de continuidade de serviço da RAM, seguindo a mesma tendência os indicadores da ilha da Madeira, face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a redução do impacto das interrupções com origem na produção e a ausência de eventos excecionais. Contrariamente, na ilha do Porto Santo registou-se uma degradação da generalidade dos indicadores de continuidade de serviço, face ano anterior.

Em 2022, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Nesse ano, apenas se verificaram incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi cerca de 1 464 euros, valor superior ao 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 3-33.

Figura 3-33

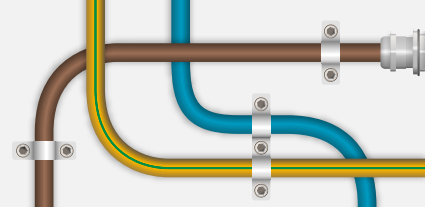
NUTS III em Portugal continental



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 excepcionais.

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 2022, e os eventos classificados pela ERSE como eventos excepcionais. 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 2022, 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 2022

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,11	0,01	0,12
SAIDI AT (min/PdE)	0	4,63	10,62	15,25
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,38	0,01	0,39
END (MWh)	0,25	3944,93	760,21	4705,39
TIEPI (min)	0,00	52,34	9,52	61,86
SAIFI MT (int./PdE)	0,00	1,70	0,18	1,88
SAIDI MT (min/PdE)	0,00	67,46	14,58	82,05
MAIFI MT (int./PdE)	0	8,37	0,35	8,72
SAIFI BT (int./cliente)	0,00	1,61	0,14	1,76
SAIDI BT (min/cliente)	0,84	74,15	11,45	86,44

A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da E-REDES, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo.

Na rede de MT, o contributo das interrupções previstas e das interrupções acidentais, excluindo os eventos excepcionais esteve em linha com os resultados atingidos no ano anterior. No que respeita aos eventos excepcionais, o seu impacto nos indicadores gerais de continuidade de serviço foi inferior face ao verificado no ano anterior.

Da Figura 3-34 à Figura 3-38 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 2014⁵.

⁵ 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 3-34

Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção

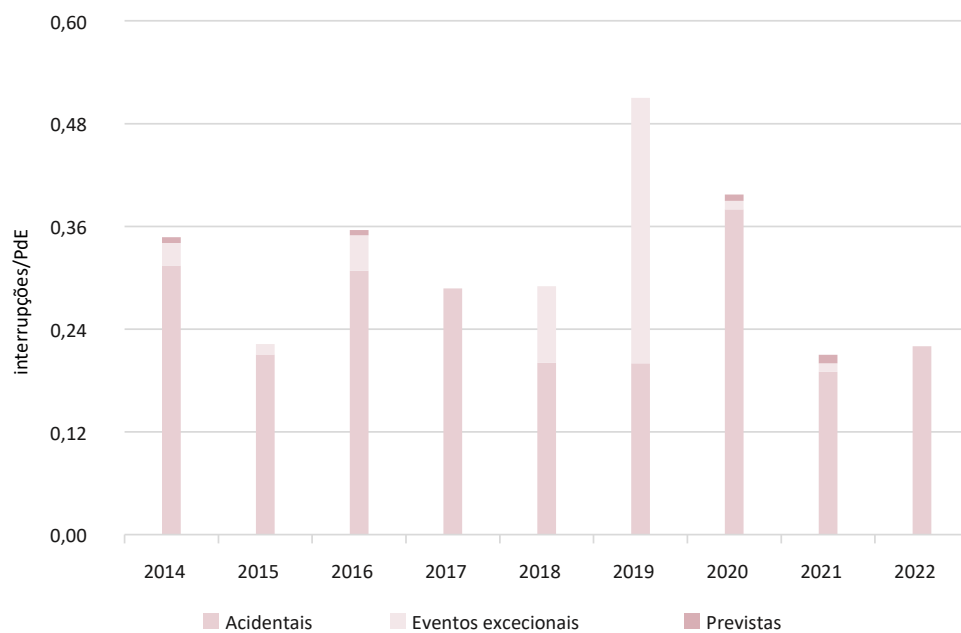
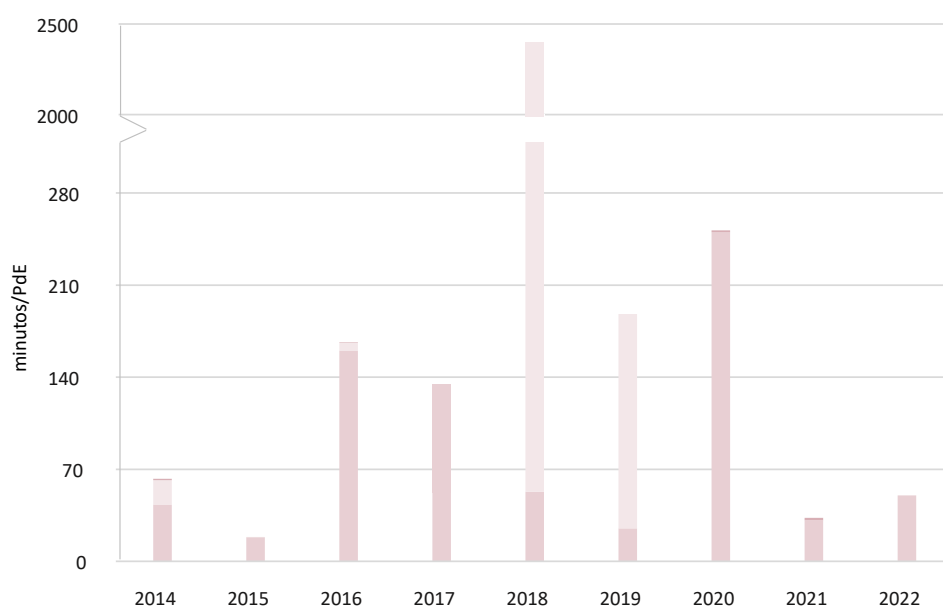


Figura 3-35

Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



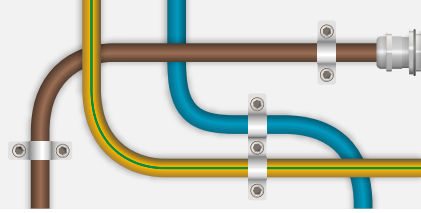


Figura 3-36

Evolução do SAIFI AT

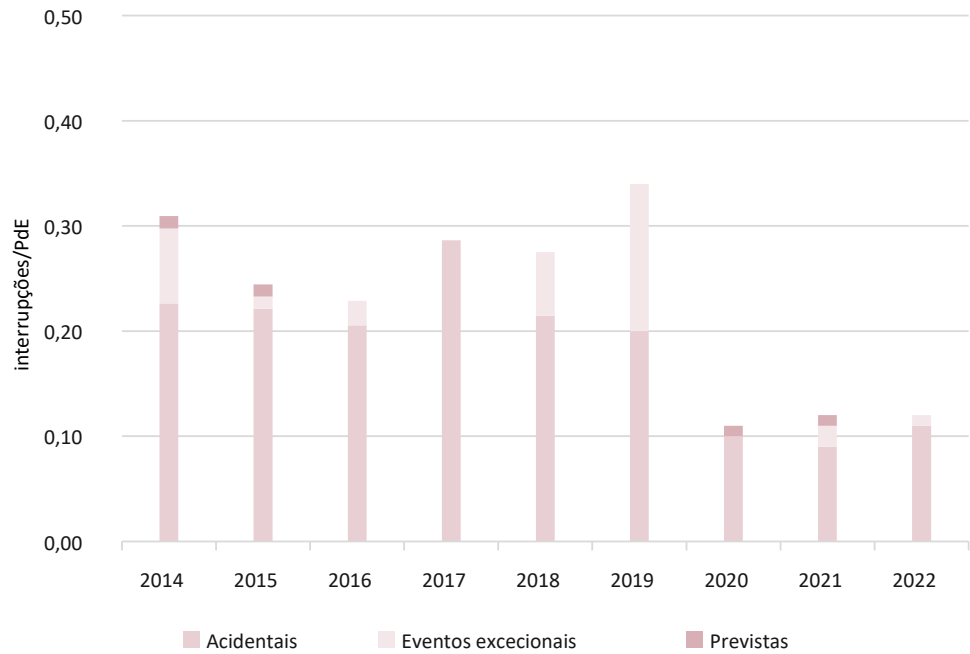
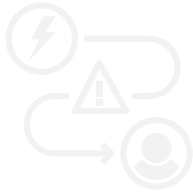


Figura 3-37

Evolução do SAIDI AT

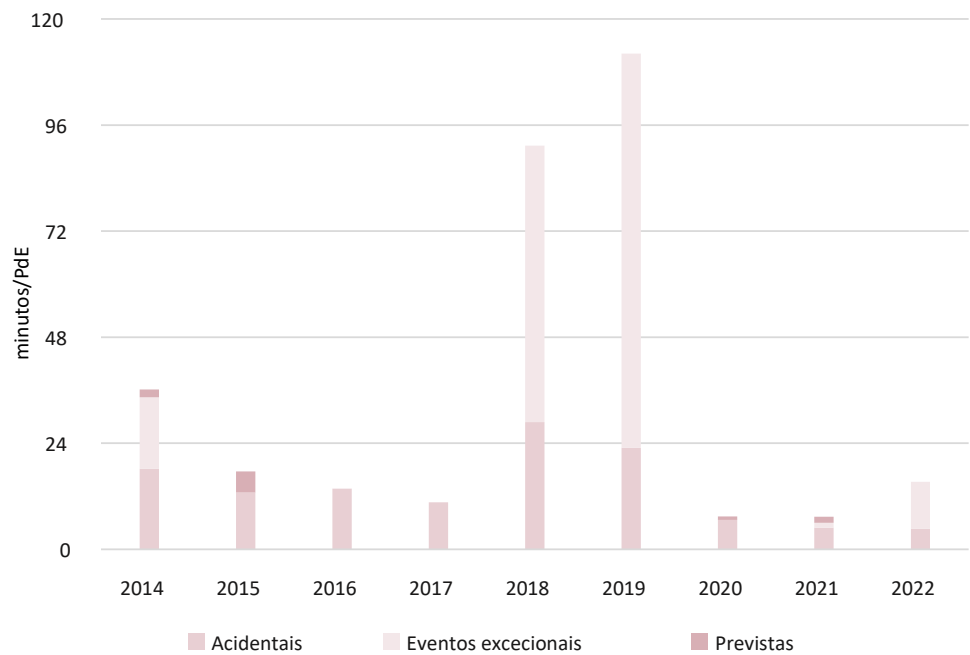
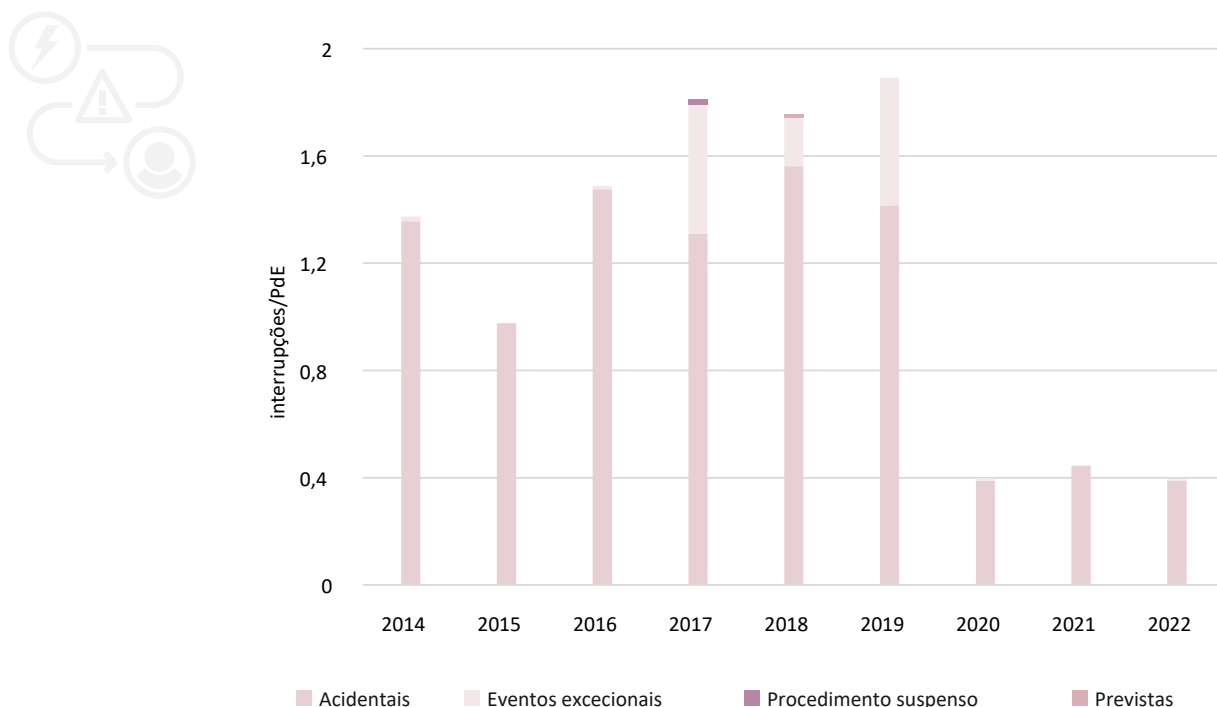


Figura 3-38

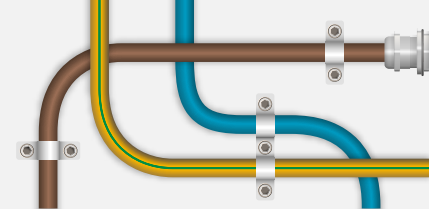
Evolução do MAIFI AT



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 clientes AT são globalmente bastante mais favoráveis, com SAIFI AT de 0,12 interrupções, SAIDI AT de 15,25 minutos e MAIFI AT de 0,39, considerando apenas o universo de instalações de consumo.

Em 2022, 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, são da ordem de grandeza dos valores registados em 2021, com exceção do indicador SAIDI AT que duplicou o seu valor.



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 excepcionais e pedidos de classificação como evento excepcional cujo procedimento de decisão foi suspenso pela ERSE.

Figura 3-39

Evolução do TIEPI MT



Figura 3-40

Evolução do SAIFI MT



Figura 3-41

Evolução do SAIDI MT

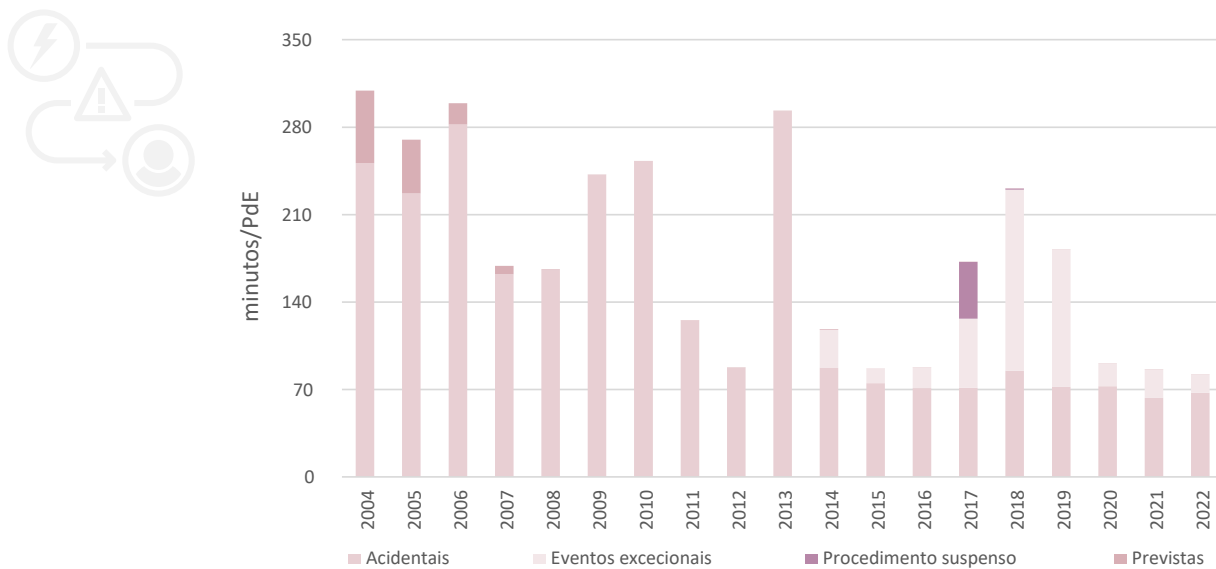
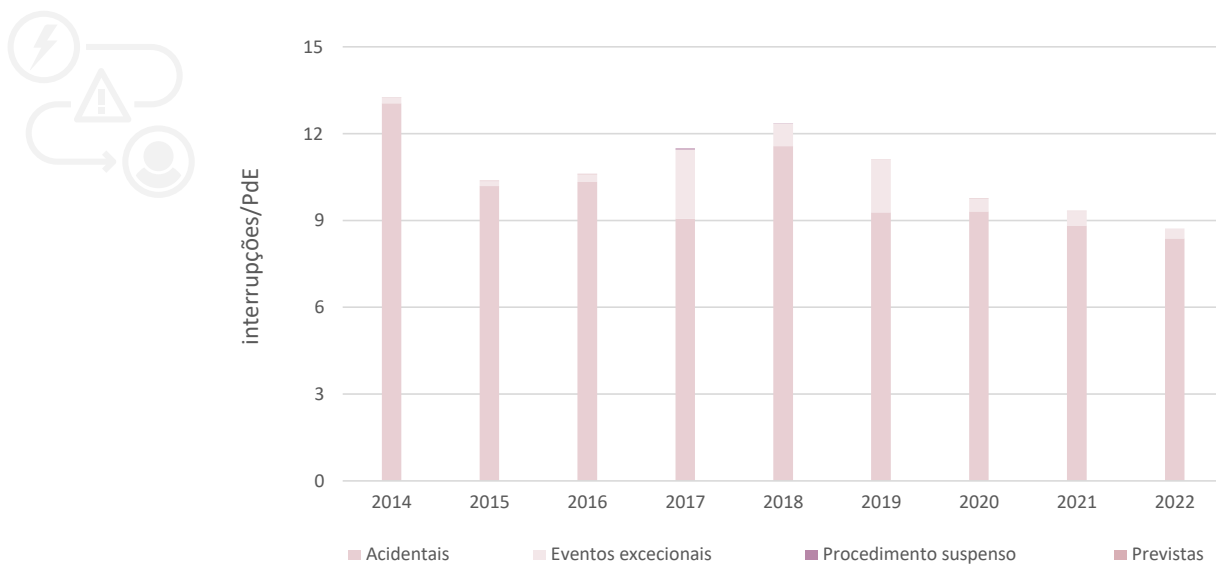


Figura 3-42

Evolução do MAIFI MT



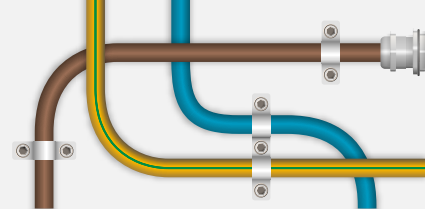


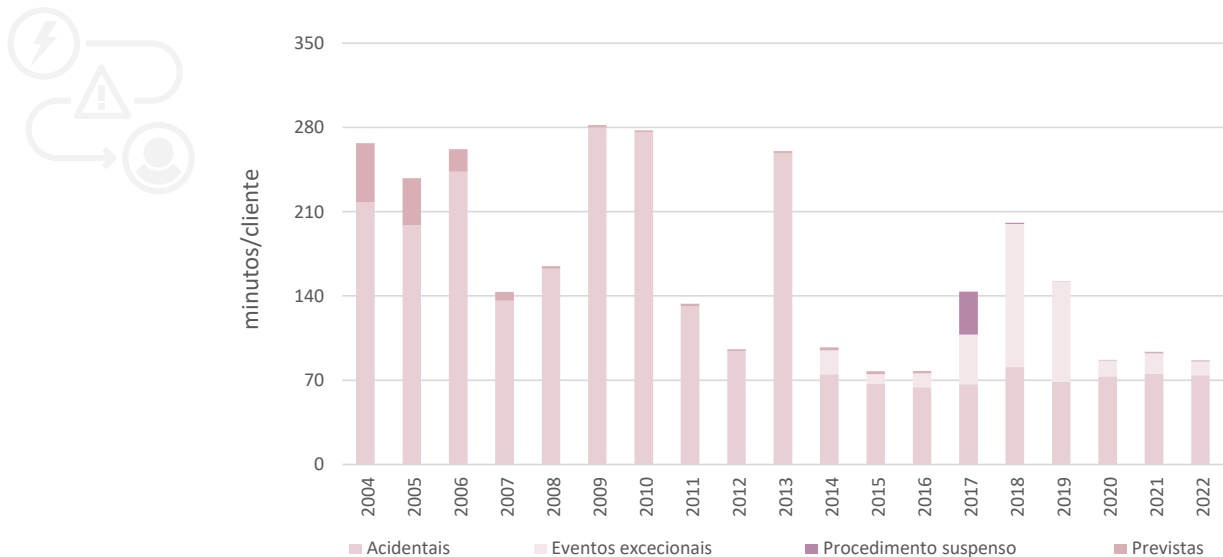
Figura 3-43

Evolução do SAIFI BT



Figura 3-44

Evolução do SAIDI BT

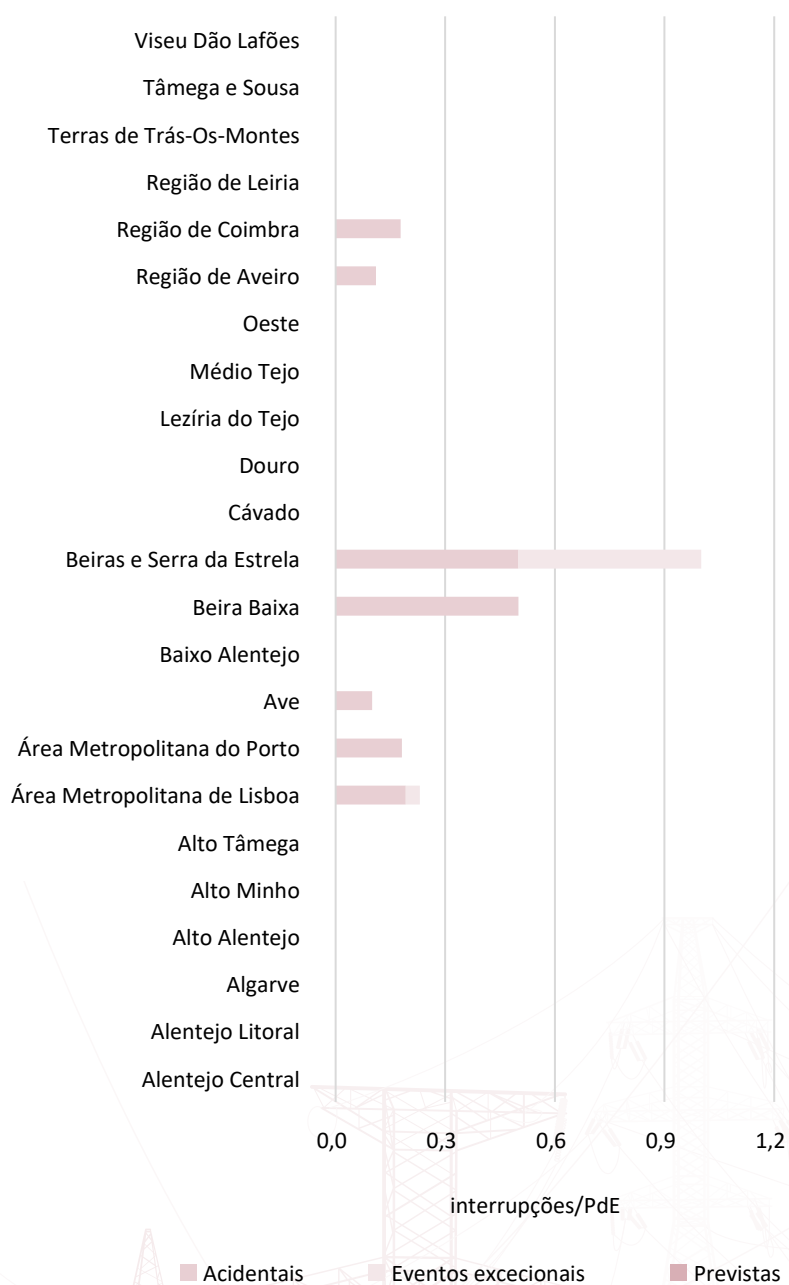


Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2022 registaram valores inferiores aos ocorridos em 2021, confirmando a melhoria que se tem vindo a verificar nos últimos anos.

Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2022, 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 que afetam exclusivamente os próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excepcional.

Figura 3-45

SAIFI AT por NUTS III, em 2022



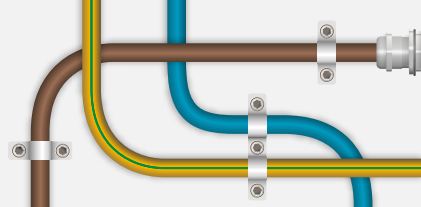


Figura 3-46

SAIDI AT por NUTS III, em 2022

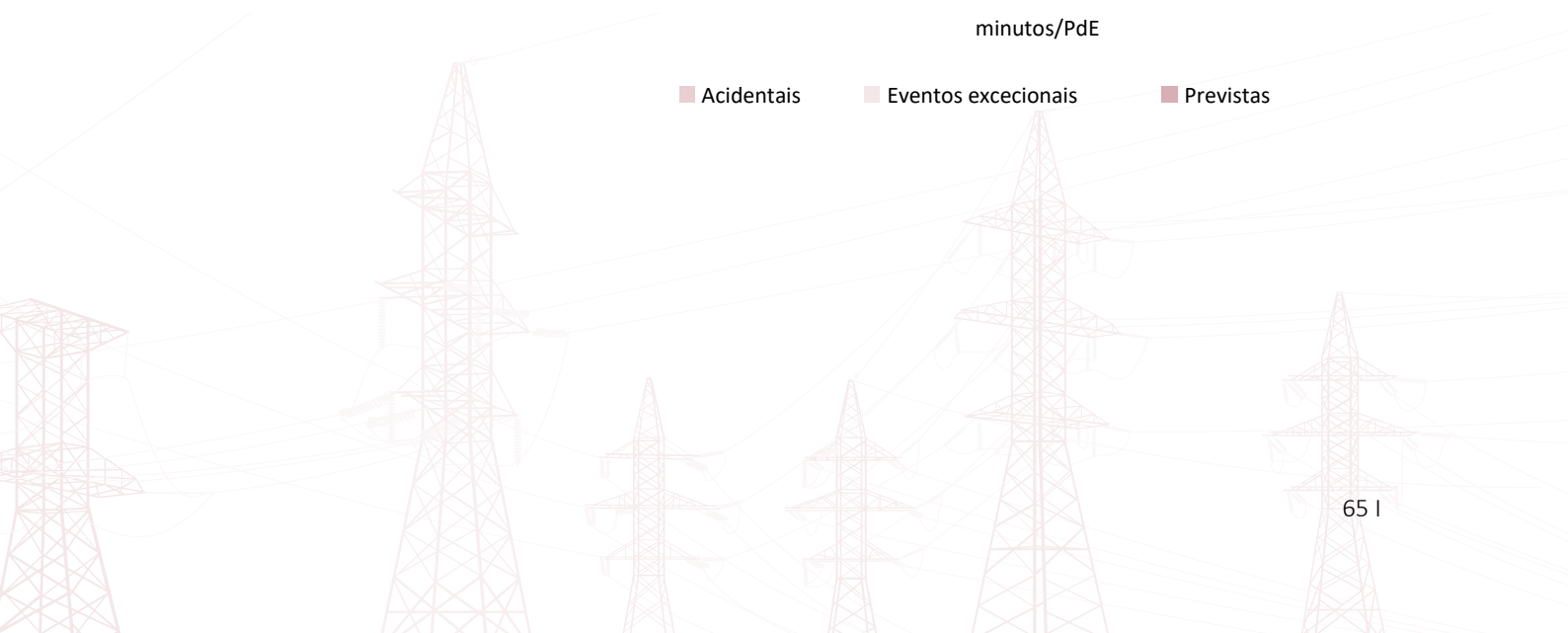
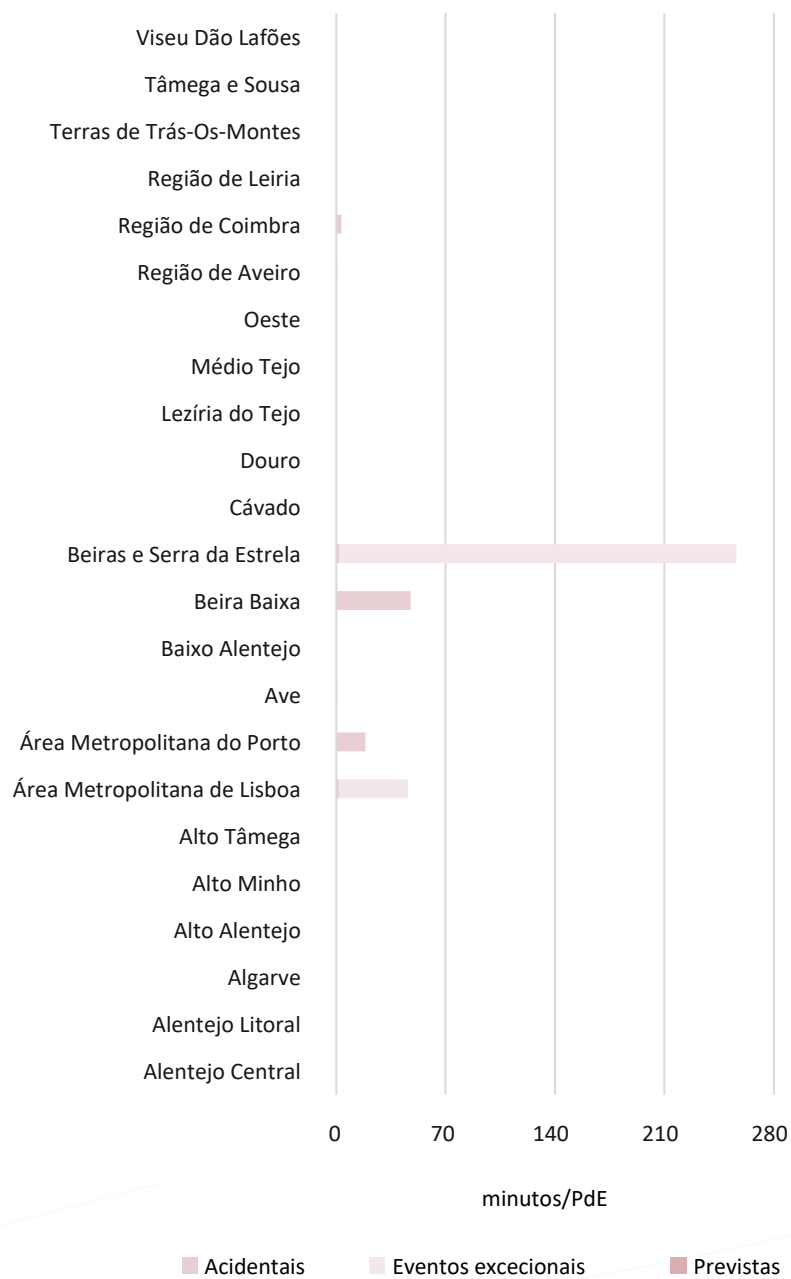
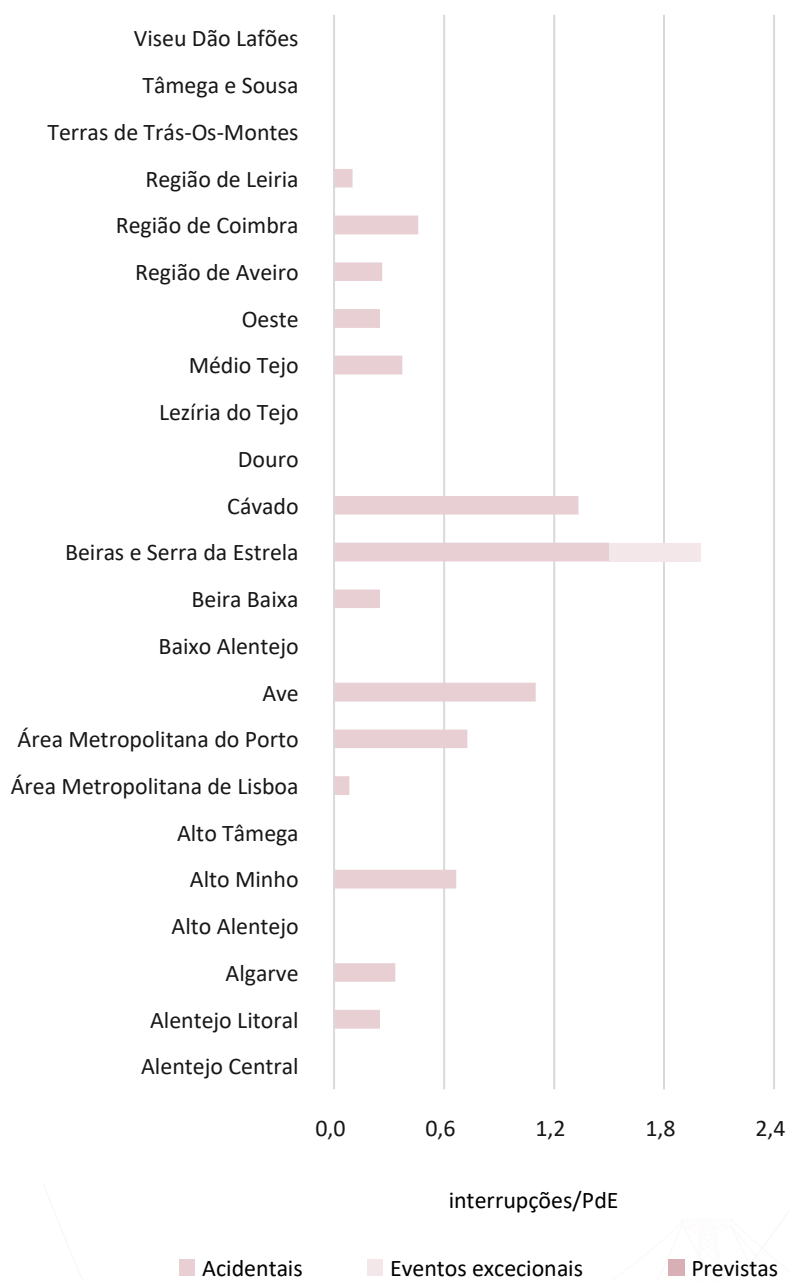
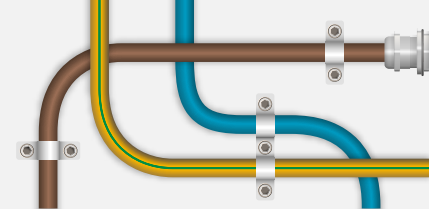


Figura 3-47

MAIFI AT por NUTS III, em 2022





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 2022, 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 que afetam exclusivamente os próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excepcional.

Figura 3-48

END MT por NUTS III, em 2022

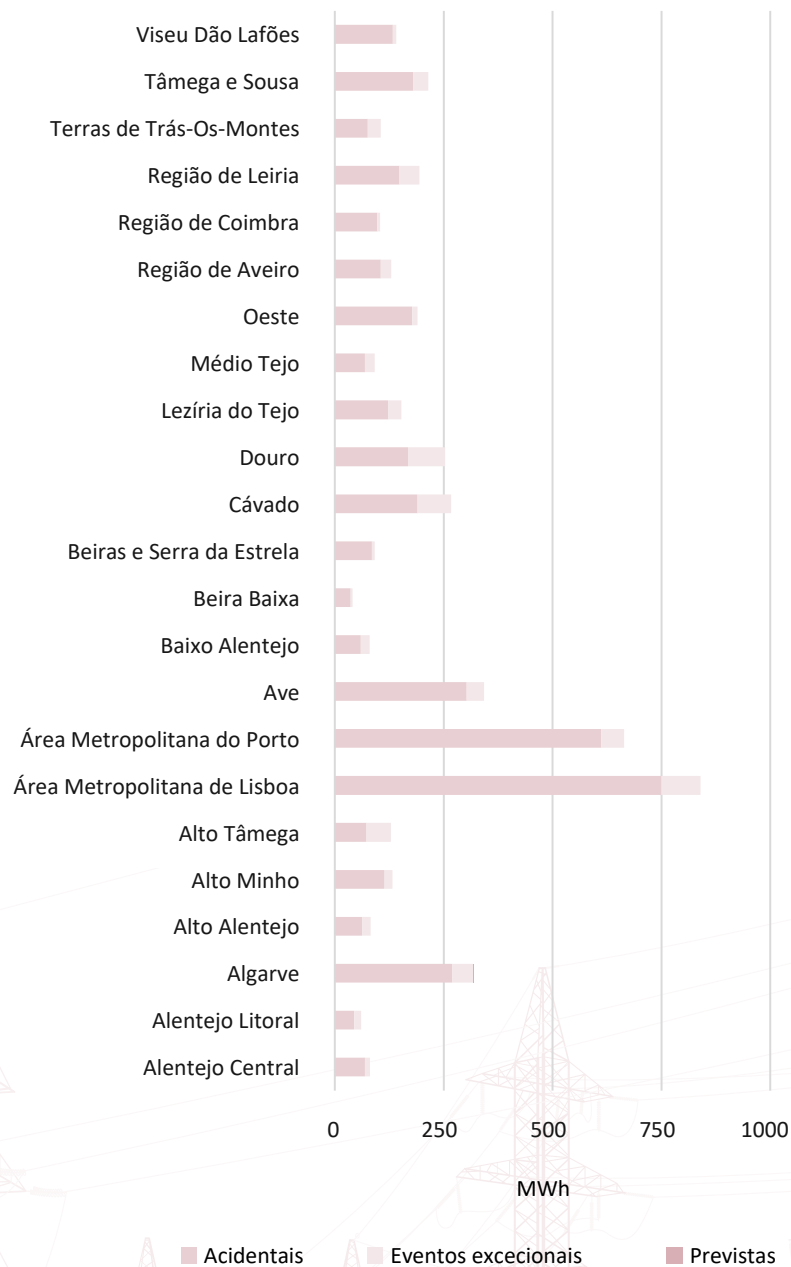
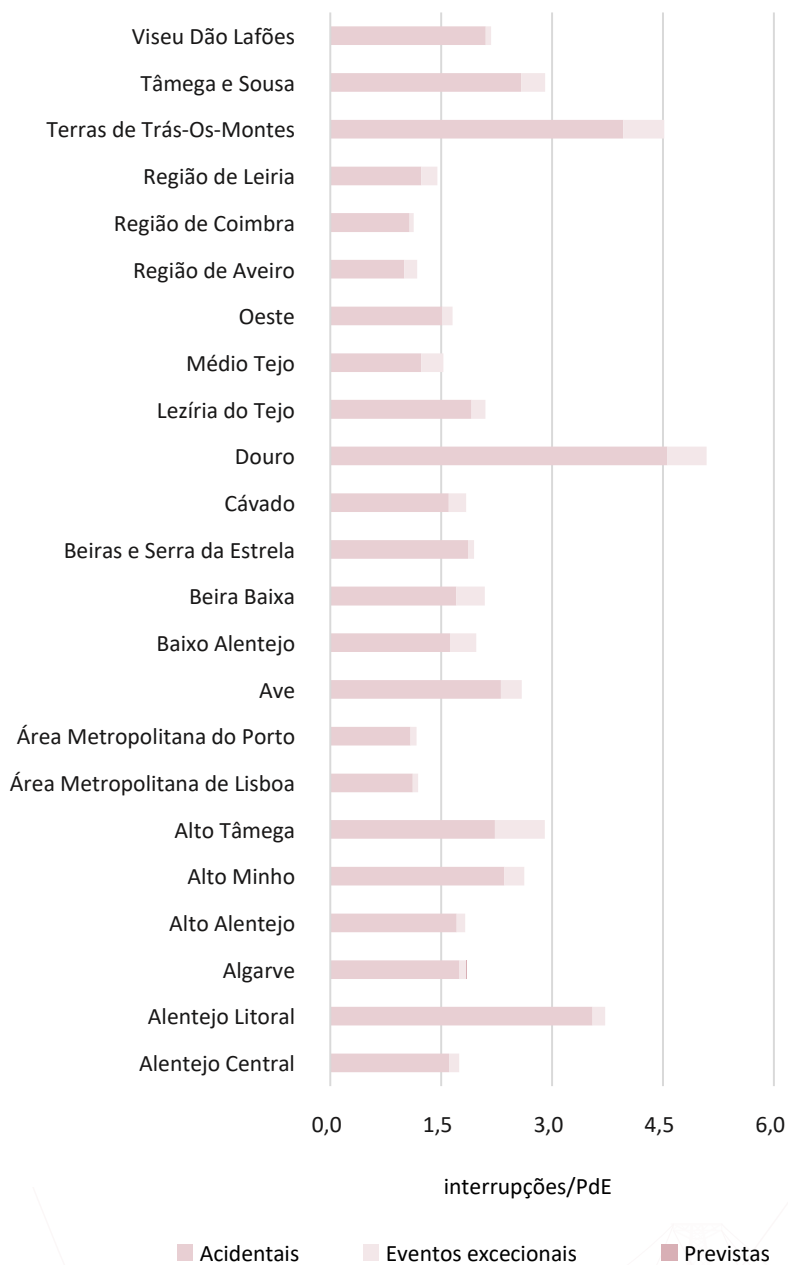


Figura 3-49

SAIFI MT por NUTS III, em 2022



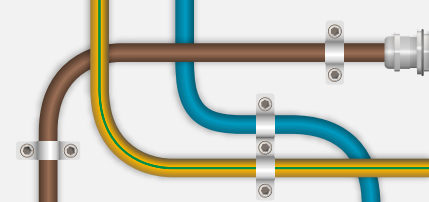


Figura 3-50

TIEPI MT por NUTS III, em 2022

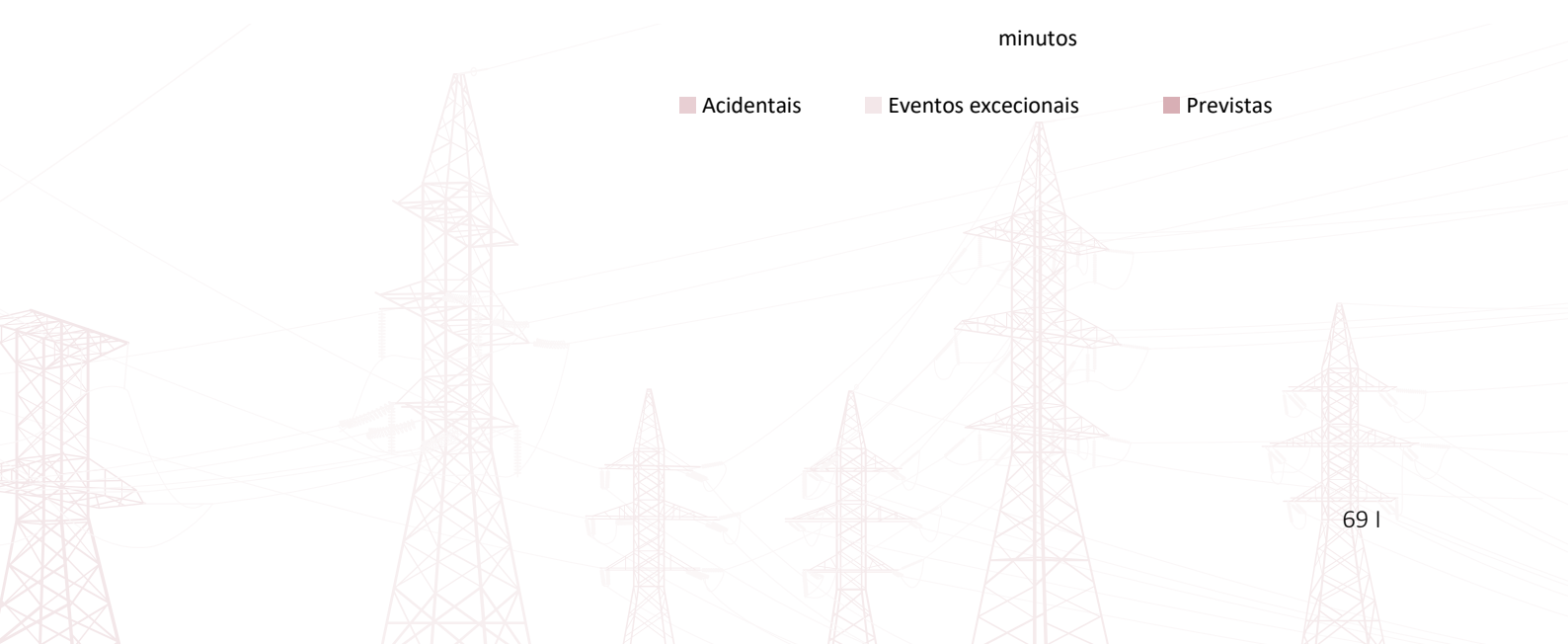
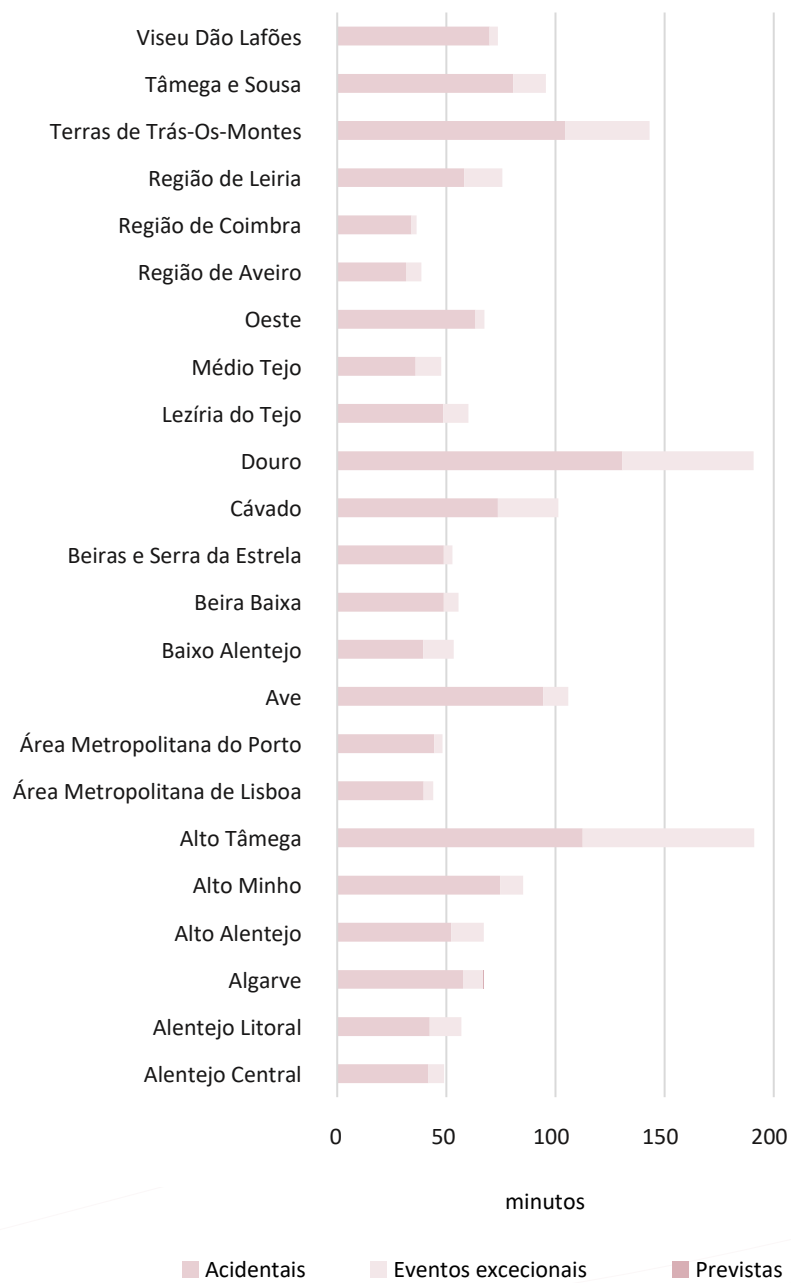
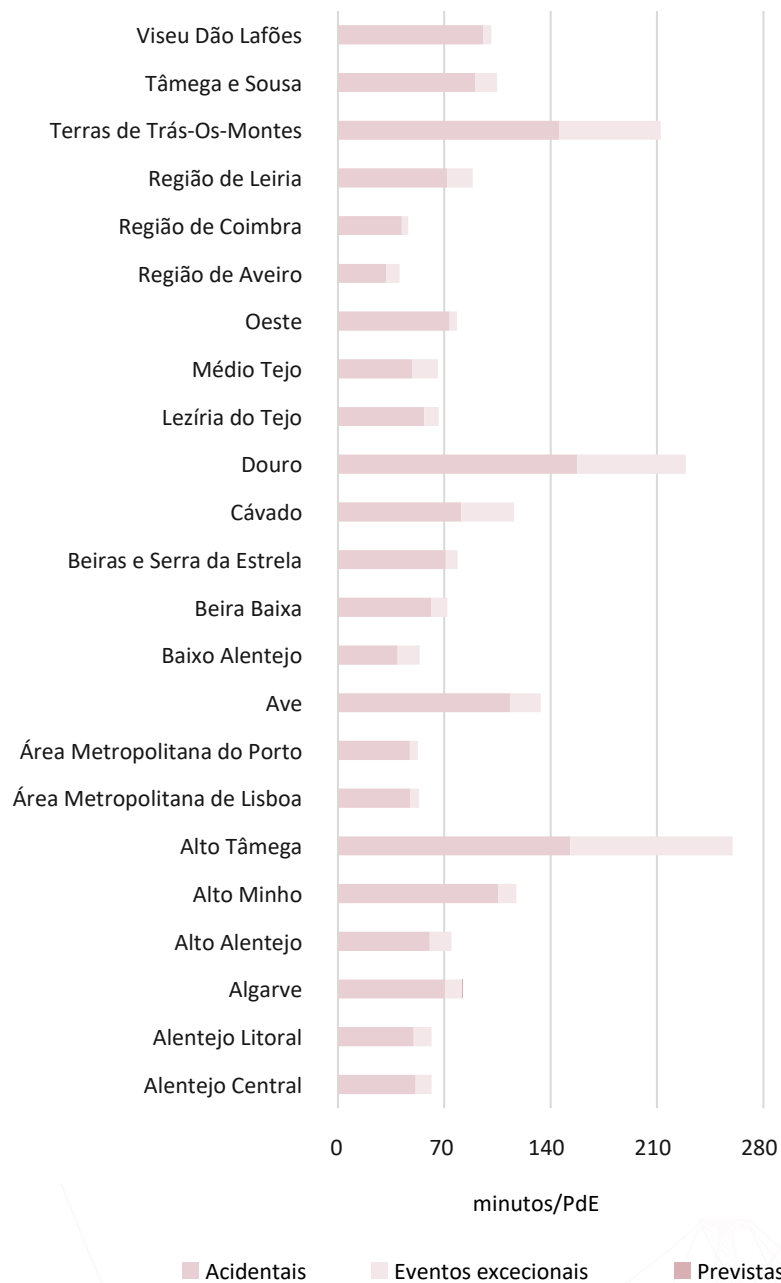


Figura 3-51

SAIDI MT por NUTS III, em 2022



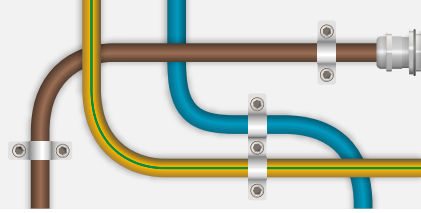


Figura 3-52

MAIFI MT por NUTS III, em 2022

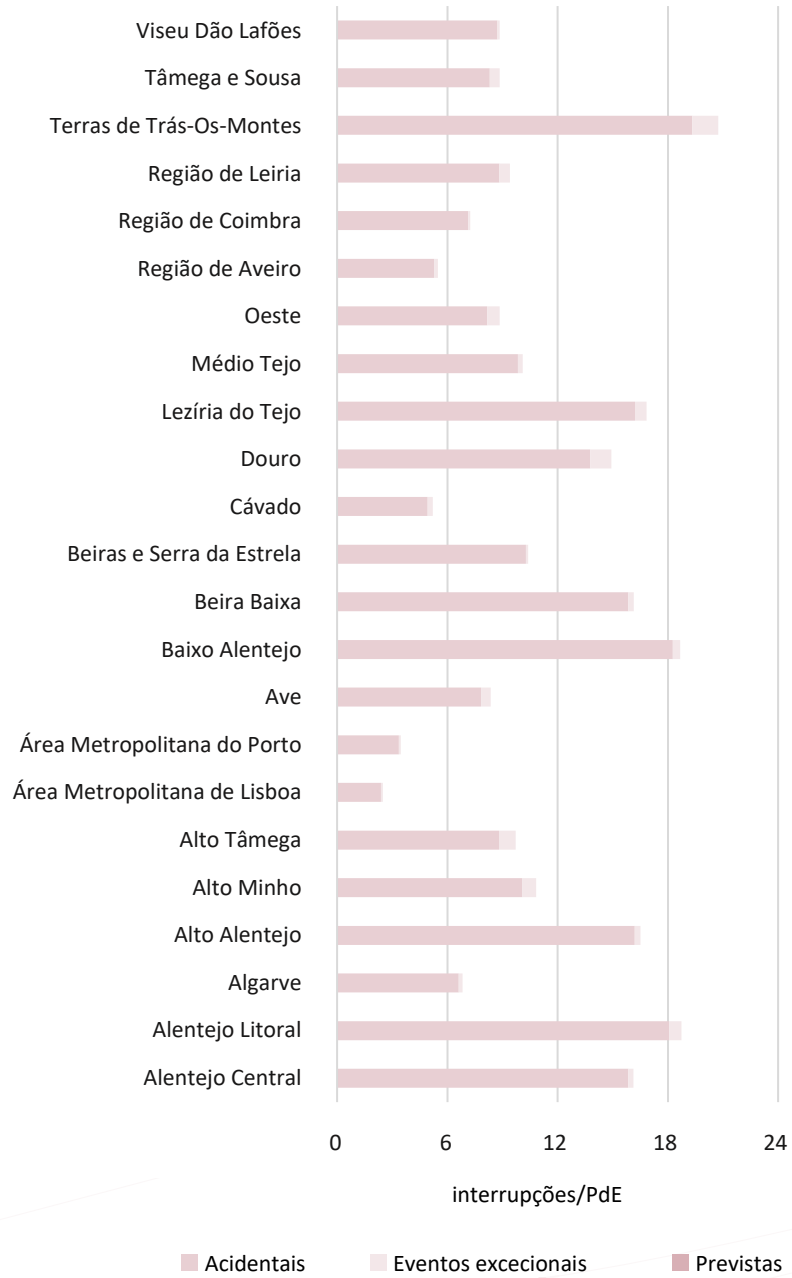
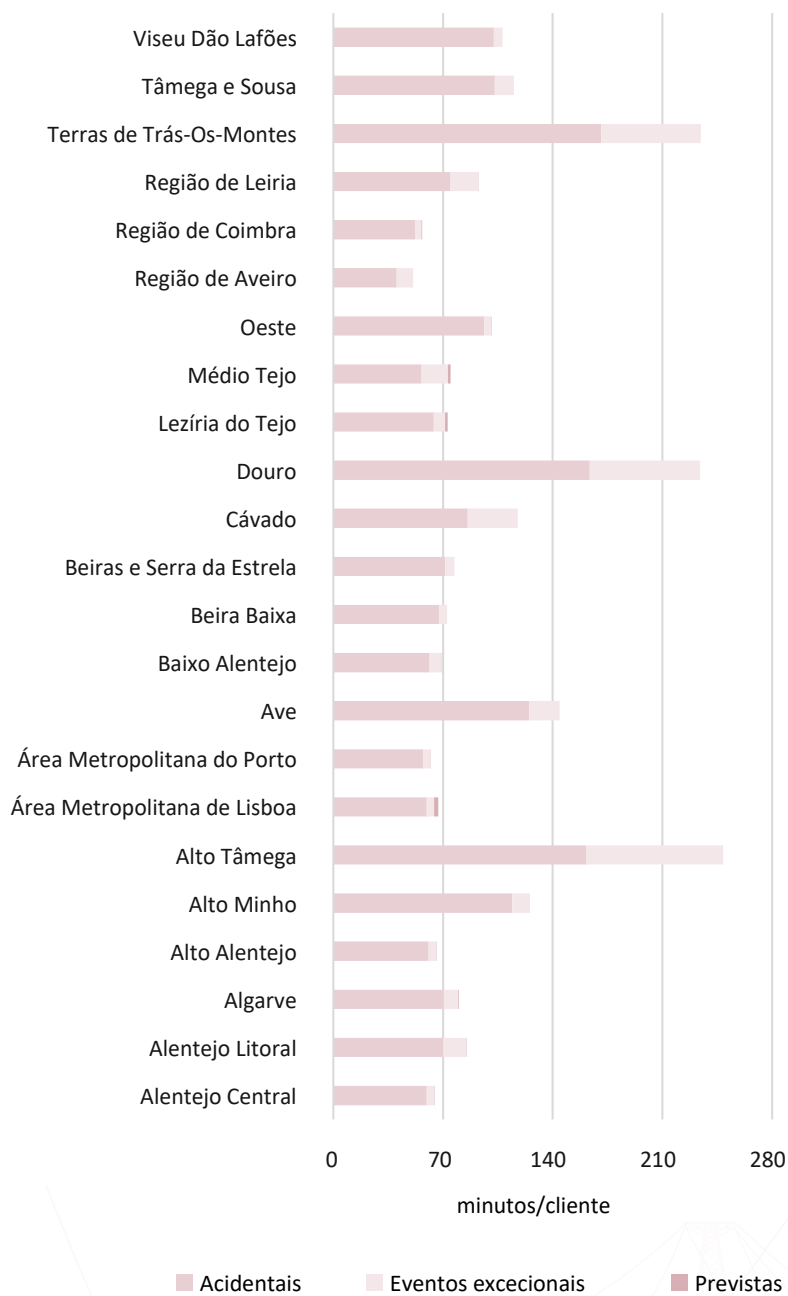


Figura 3-53

SAIDI BT por NUTS III, em 2022



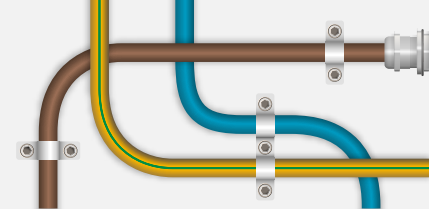
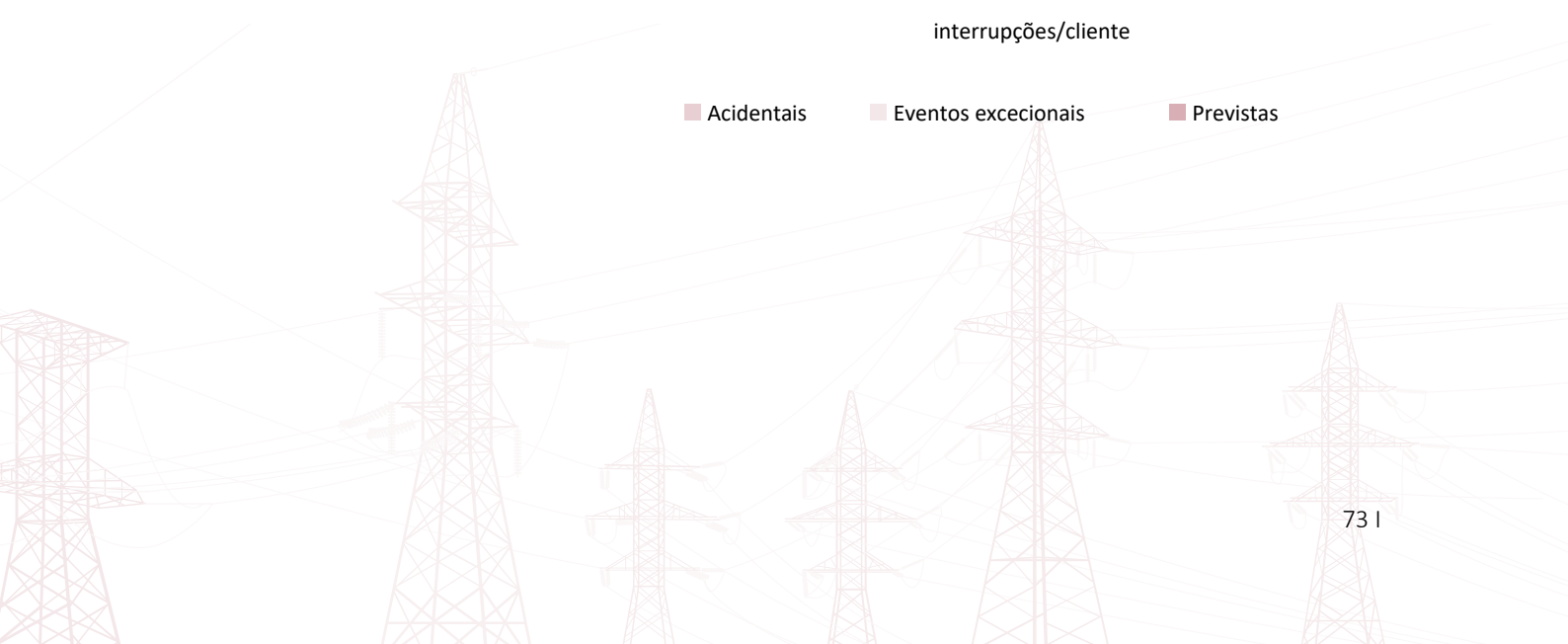
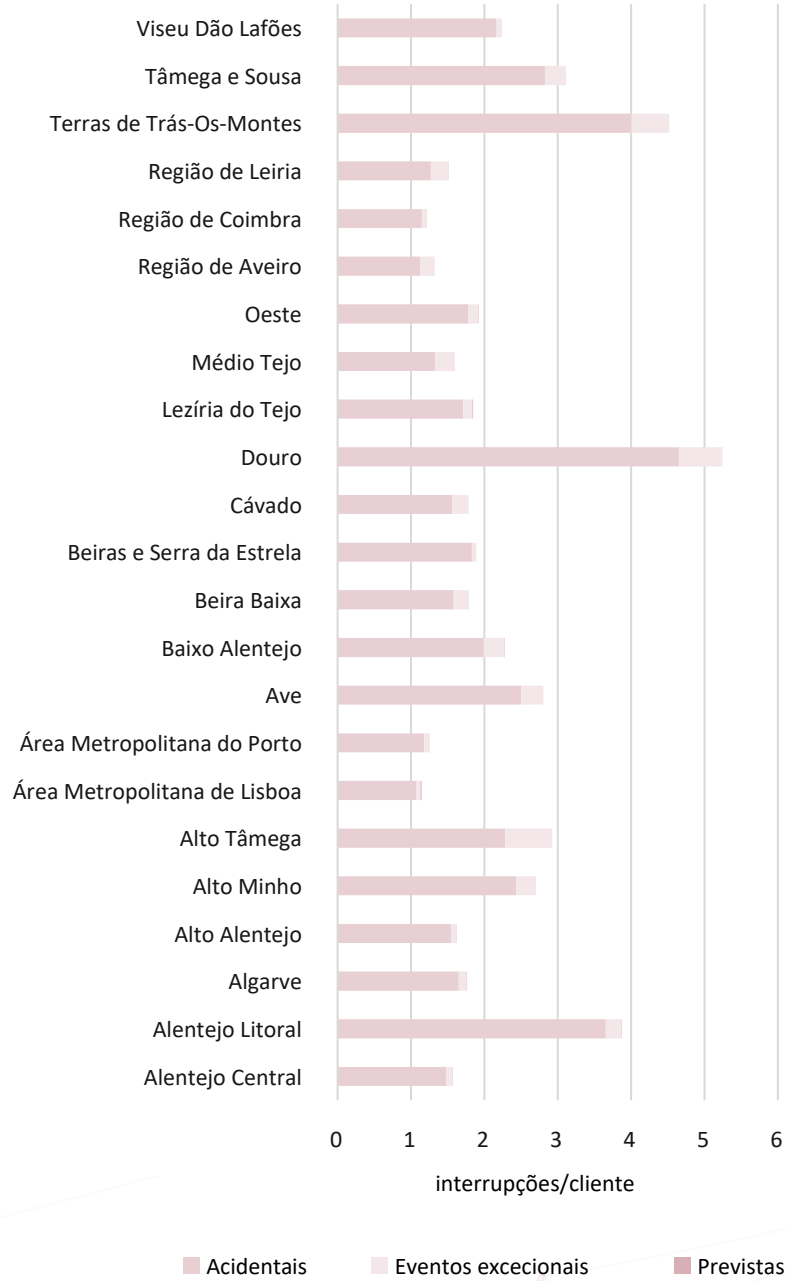


Figura 3-54

SAIFI BT por NUTS III, em 2022



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2022, a ERSE aprovou a classificação de 317 ocorrências como eventos excepcionais⁶, na sequência de pedido fundamentado por parte da 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.

Depressão Efrain de 11 a 13 de dezembro de 2022

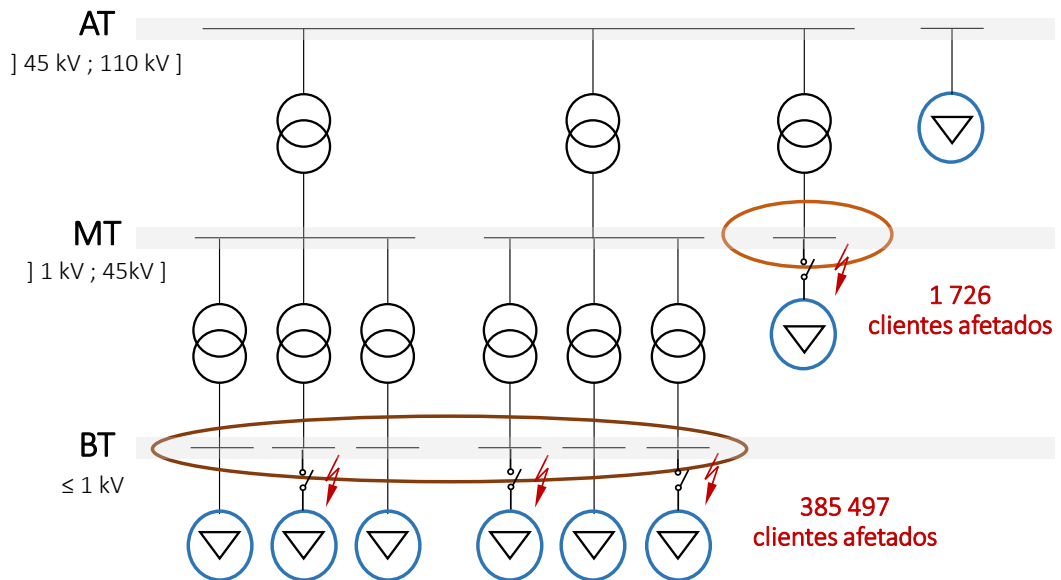
O evento excepcional de grande impacto ocorrido entre os dias 11 e 13 de dezembro de 2022 resultou de condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir no território de Portugal continental, na sequência da passagem da depressão Efrain, que transportava uma massa de ar quente e com elevado conteúdo em vapor de água, provocando o agravamento das condições atmosféricas, registando-se rajadas de vento muito fortes superiores a 110 km/h.

O referido incidente afetou 387 223 clientes ligados em média tensão (MT) e em baixa tensão (BT), conforme apresentado na Figura 3-55.

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

Figura 3-55

Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-11

Impacto da depressão Efrain nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 11 a 13 de dezembro de 2022 Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0
END (MWh)	427,51
TIEPI (min)	5,15
SAIFI MT (int./PdE)	0,08
SAIDI MT (min/PdE)	7,86
MAIFI MT (int./PdE)	0,21
SAIFI BT (int./cliente)	0,07
SAIDI BT (min/cliente)	5,81

3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

A Figura 3-56 apresenta os valores registados entre 2017 e 2022 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 excepcionais.

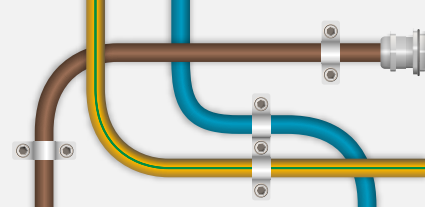
Figura 3-56

Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço, em 2022



Nota: os valores dos indicadores relativos a 2017 incluem o contributo dos dois pedidos de classificação como eventos excepcionais cujos procedimentos de decisão se encontram suspensos. A cor mais clara representa o contributo dos referidos eventos para o total do indicador.

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 3-12 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados, em 2022, e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2023.

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 3-12

Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2022

	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	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	MT	A	3	120,21	0,00
		B	15	769,36	0,00
		C	125	13 704,69	0,00
		Total	143	14 594,26	0,00
	BTE	A	0	0,00	0,00
		B	5	84,14	0,00
		C	28	619,05	0,00
		Total	33	703,19	0,00
BTN	A	4	10,81	0,00	
	B	519	2 080,10	0,00	
	C	3 251	12 129,49	0,08	
	Total	3 774	14 220,40	0,08	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	3	915,95	0,00
		Total	3	915,95	0,00
	MT	A	134	49 883,97	0,00
		B	96	25 948,06	0,00
		C	142	46 585,77	0,23
		Total	372	122 417,80	0,23
	BTE	A	223	24 956,43	0,00
		B	82	10 849,76	0,00
		C	47	5 553,71	0,00
		Total	352	41 359,90	0,00
BTN	A	31 727	231 440,74	634,06	
	B	11 973	125 659,31	166,18	
	C	15 643	214 001,72	137,92	
	Total	59 343	571 101,77	938,16	
Total			64 020	765 313,27	938,47

Em 2022, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 64 020, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 765 313 euros em compensações e devolvidos à tarifa cerca de 939 euros. No ano de 2021, foram registados 52 883 incumprimentos, tendo sido pagos aos clientes cerca de 596 190 euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

Em termos percentuais, verificou-se, em 2022, um aumento de 21% do número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço face ao ano anterior.

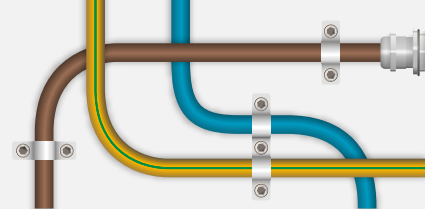
No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 28% superior ao montante pago no ano anterior.

O incremento verificado em 2022, ao nível do número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço e dos respetivos valores de compensação, ficam a dever-se, fundamentalmente, a dois fatores: 1) à atualização das zonas de qualidade de serviço; 2) à definição de novos padrões individuais de continuidade de serviço mais exigentes aplicados às zonas B e C para os níveis de média tensão e baixa tensão. Estas alterações resultaram da revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço realizada em 2021, no âmbito da [Consulta Pública n.º 94](#).

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.



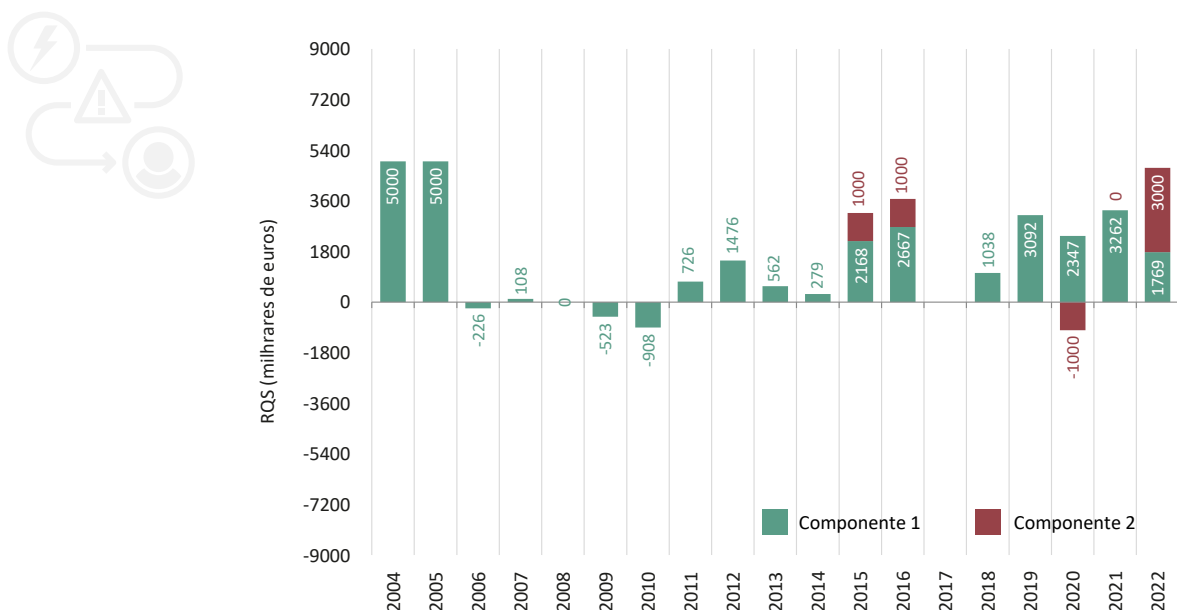
Para determinar o valor do indicador SAIDI MT para efeitos da Componente 2 são tidos em consideração os seguintes critérios:

- 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 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 excecional,
 - 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 mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 3-57.

Figura 3-57

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço



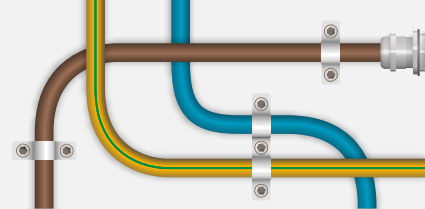
Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 39 913 GWh de energia distribuída e de 52,22 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,97 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) de cerca de 1,8 milhões de euros no ano de 2022. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 321,89 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 2022.

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

No que respeita ao apuramento total da componente 1 para o ano de 2018, que se encontrava com decisão suspensa, devido à questão da imputabilidade da origem e da propagação do incêndio à E-Redes que estava em apreciação em sede criminal, foi, entretanto, proferida a decisão final das instâncias judiciais o que permitiu classificar como evento excecional o incidente resultante do incêndio ocorrido em Monchique a 3 de agosto de 2018. As consequências desta decisão conduziram à correção do montante da componente 1 correspondente a um aumento no valor de 74 625,6 euros.

Tendo sido apurado o valor real do indicador SAIDI MT 5% para o ano de 2018, foi possível também calcular a componente 2 do incentivo relativo ao ano de 2020, visto que o seu cálculo resulta da média deslizante dos valores do SAIDI MT 5% registados em 2018, 2019 e 2020. Com base no valor de 539,56 minutos obtido para o SAIDI MT 5%, o valor do montante obtido foi de menos um milhões de euros no ano de 2020.

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 E RECOMENDAÇÕES

Em 2022, verificou-se uma ligeira melhoria no desempenho da rede de distribuição operada pela E-REDES, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, em comparação com o ano de 2021. Esta ligeira redução da generalidade dos indicadores gerais de continuidade de serviço deveu-se sobretudo ao impacto reduzido dos eventos excepcionais.

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 2022, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 21% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 28% comparativamente com o valor pago em 2021.



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 3-58 e na Figura 3-59 apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-58

Evolução do SAIDI BT

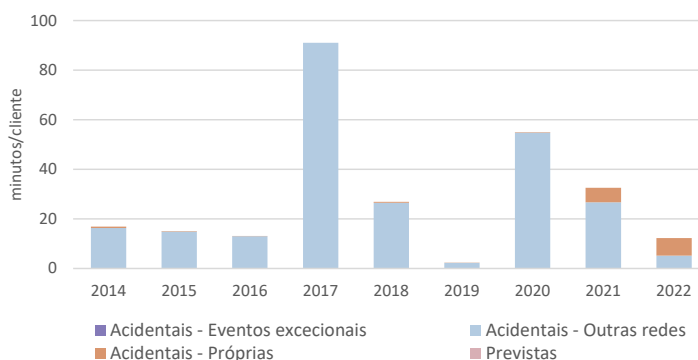
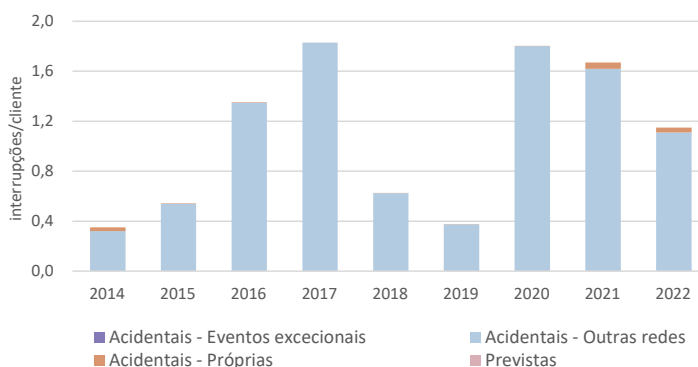


Figura 3-59

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2022, a A Celer foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes. As interrupções acidentais com origem em outras redes contribuíram com cerca de 42% e 96% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 12,33 minutos/cliente e 1,15 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 2022, a C.P. de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 12,59 minutos/cliente (Figura 3-60) e um valor de SAIFI BT de 2,13 interrupções/cliente (Figura 3-61).

Figura 3-60

Evolução do SAIDI BT

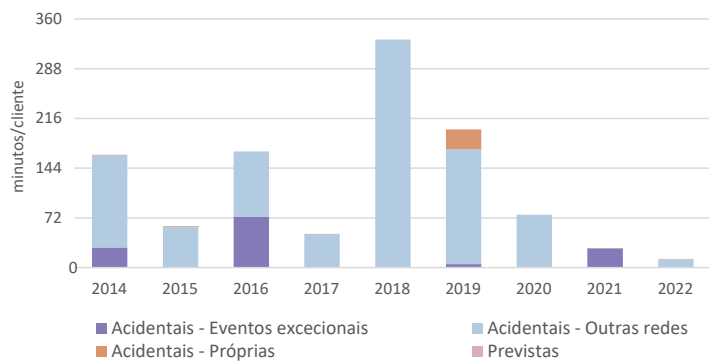
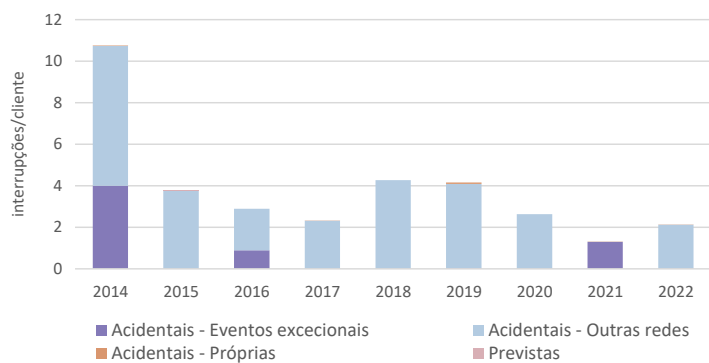


Figura 3-61

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 de esclarecer 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 2022 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções acidentais, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 110,35 minutos/cliente e 1,36 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-62 e na Figura 3-63.

Figura 3-62

Evolução do SAIDI BT

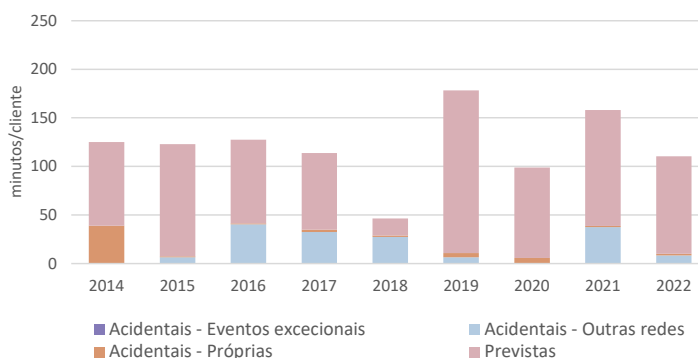
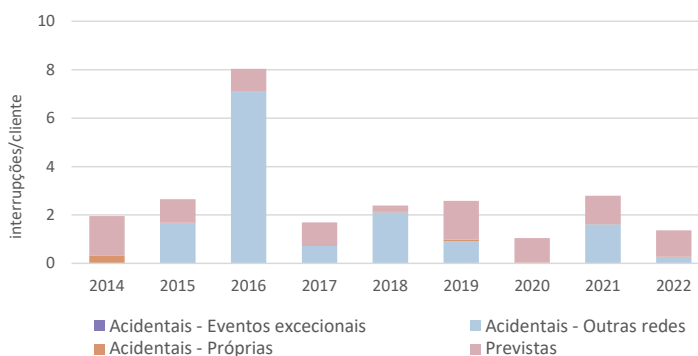
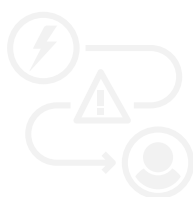


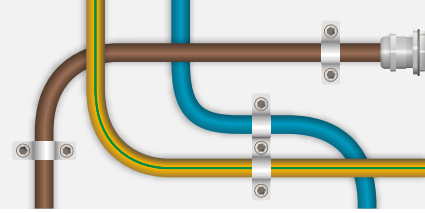
Figura 3-63

Evolução do SAIFI BT



Relativamente às interrupções previstas, que representaram 91% e 79% 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 2022, 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 2022, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 151,17 minutos/cliente, Figura 3-64, e de SAIFI BT de 3,86 interrupções/cliente, Figura 3-65, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

A CEVE informou ainda que em 2022 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-64

Evolução do SAIDI BT

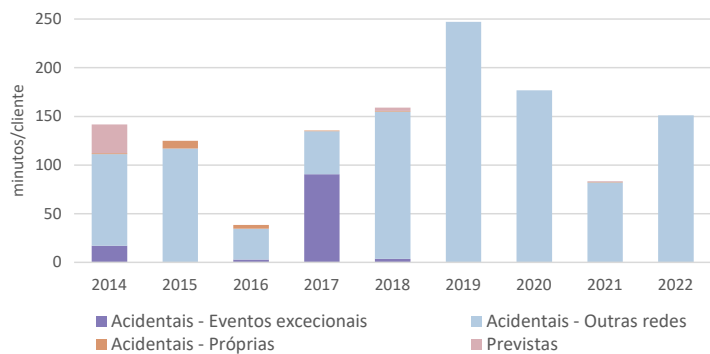
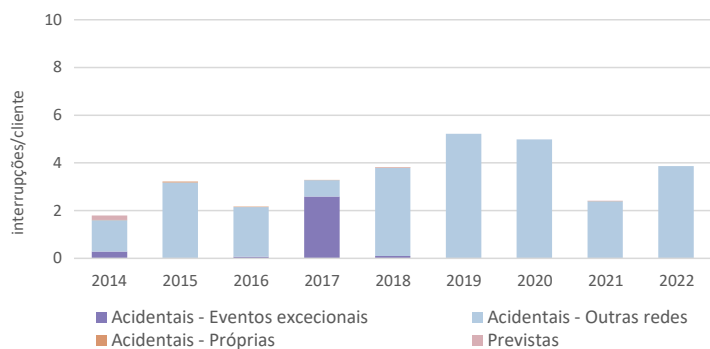


Figura 3-65

Evolução do SAIFI BT



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

Em 2022, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 25,18 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-66, e um valor SAIFI BT de 0,17 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-67.

Figura 3-66

Evolução do SAIDI BT

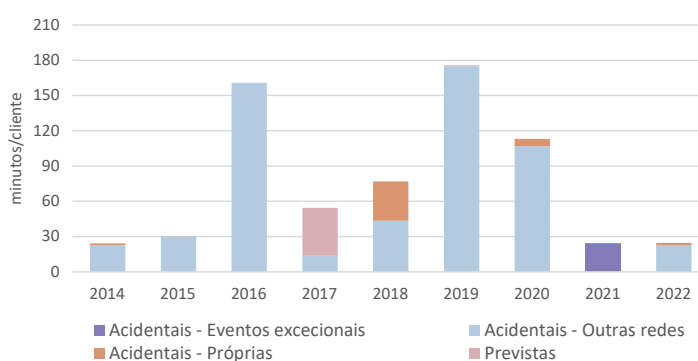
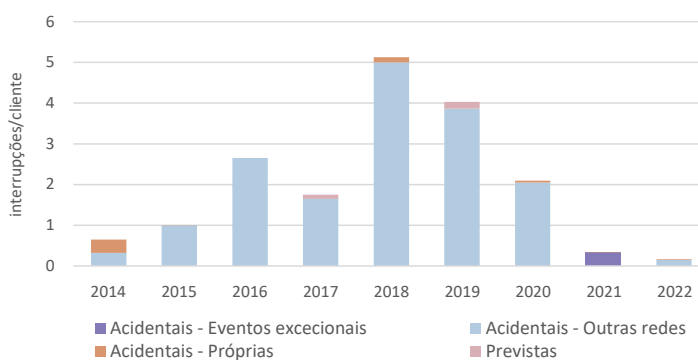
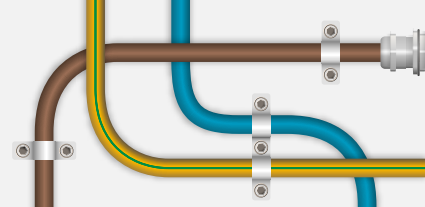


Figura 3-67

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2022, 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 2022, a Cooperiz registou um valor total de SAIDI BT de 143,37 minutos/cliente (Figura 3-68) e de SAIFI BT de 2,97 interrupções/cliente (Figura 3-69), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-68

Evolução do SAIDI BT

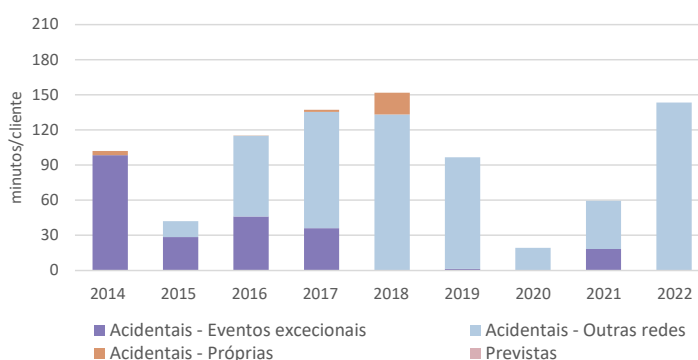
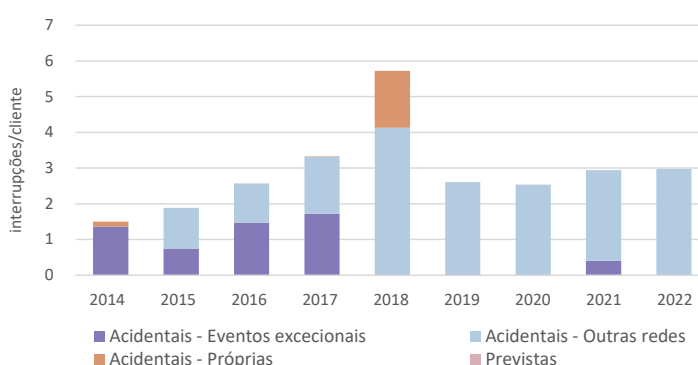


Figura 3-69

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooperiz, relativa a 2022, 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 2022, a Eléctrica de Moreira de Cónegos registou um valor total de SAIDI BT de 30,15 minutos/cliente (Figura 3-70) e de SAIFI BT de 1,54 interrupções/cliente (Figura 3-71), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-70

Evolução do SAIDI BT

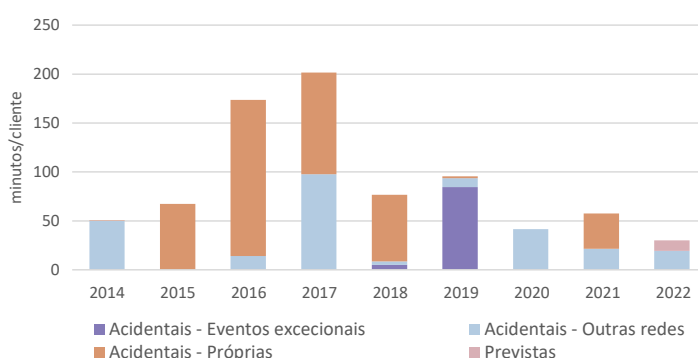
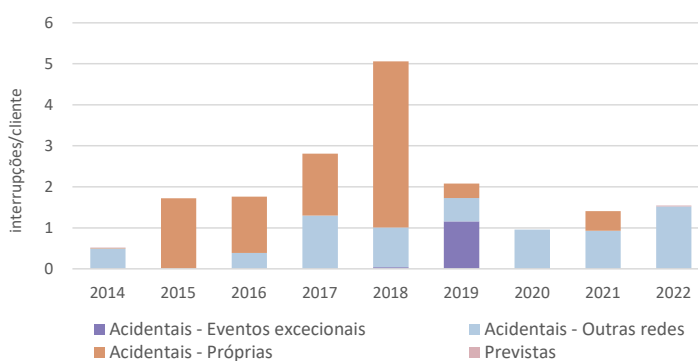
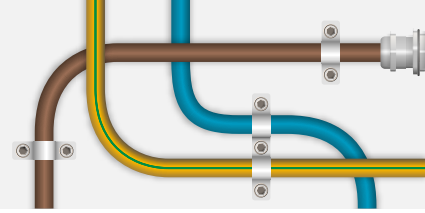


Figura 3-71

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2022, 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 2022, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 146,20 minutos/cliente (Figura 3-72) e de SAIFI BT de 1,44 interrupções/cliente (Figura 3-73), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-72

Evolução do SAIDI BT

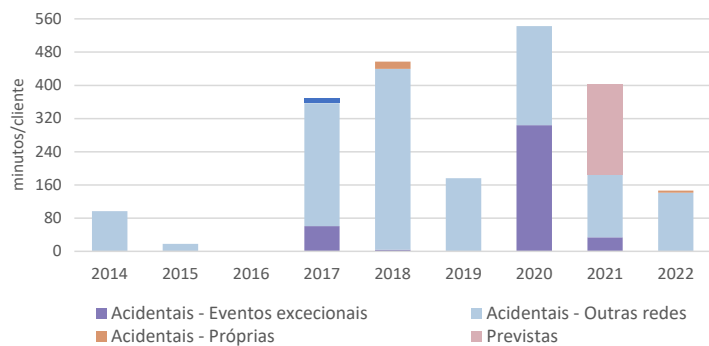
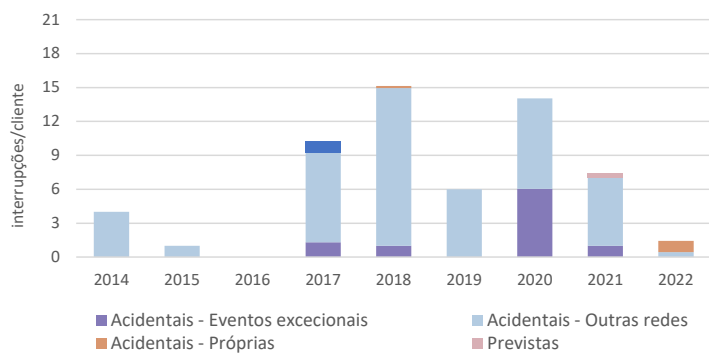


Figura 3-73

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa a 2022, 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 2022, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 48,08 minutos/cliente (Figura 3-74) e de SAIFI BT de 0,84 interrupções/cliente (Figura 3-75), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-74

Evolução do SAIDI BT

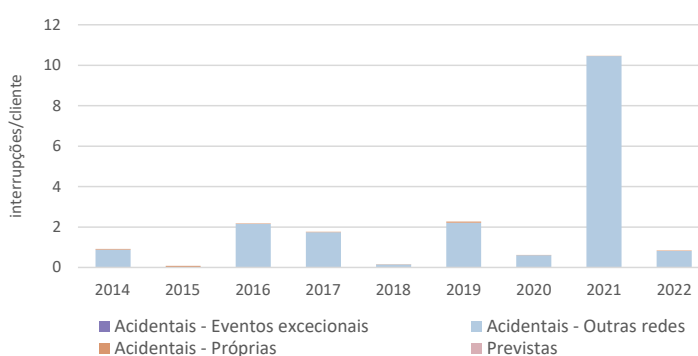
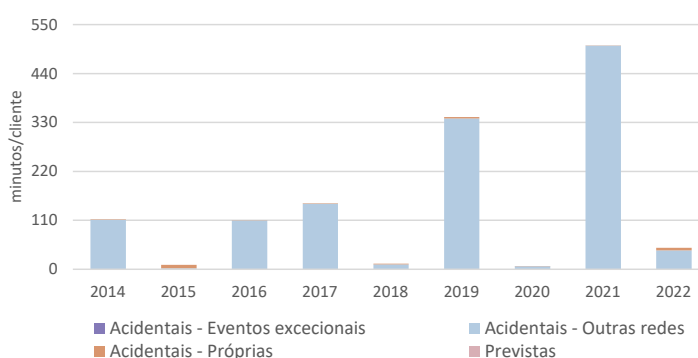
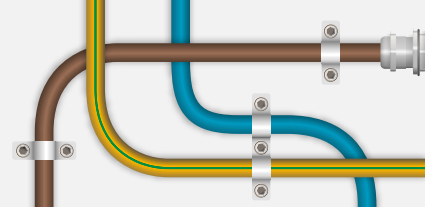


Figura 3-75

Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2022, 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 2022, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 15,35 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 0,80 interrupções/cliente, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-76

Evolução do SAIDI BT

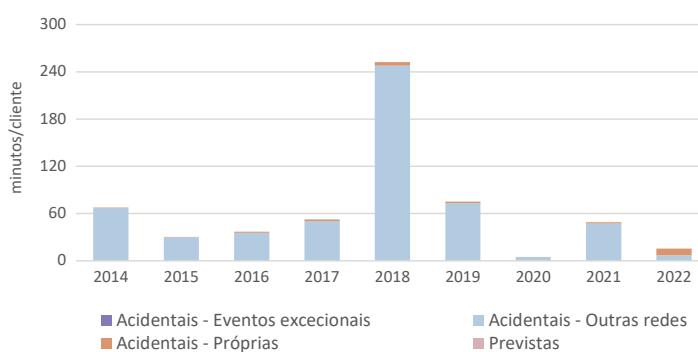
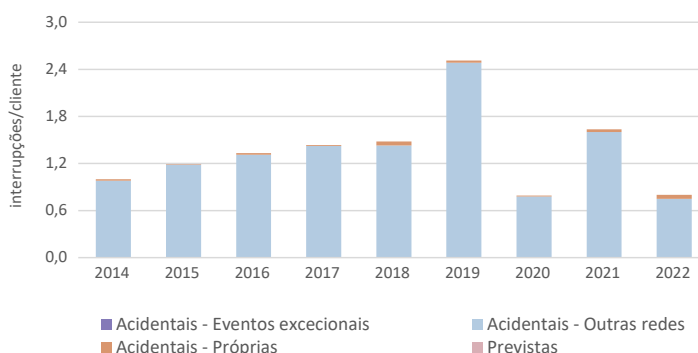


Figura 3-77

Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2022, 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

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 fenómenos 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.

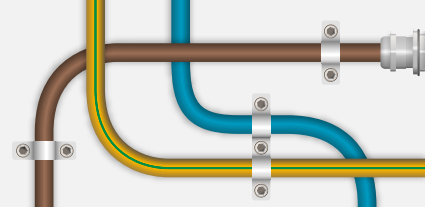
De acordo com a norma NP EN 50160, a caracterização da qualidade da onda de tensão é realizada com base na análise de fenómenos contínuos e de eventos de tensão. Os fenómenos contínuos analisados nas redes e para os quais estão estabelecidos valores limite no RQS são os seguintes:

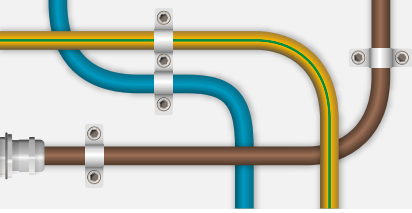
- frequência,
- valor eficaz da tensão,
- tremulação (*flicker*) da tensão,
- desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- distorção harmónica da tensão.

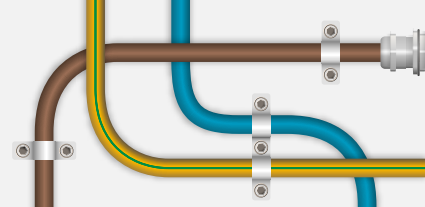
Os eventos de tensão correspondem a desvios súbitos e significativos da forma de onda de tensão normal ou desejada que ocorrem devido a manobras de rede ou a eventos imprevisíveis, como sejam defeitos com as mais variadas origens (atmosféricos, ações de terceiros, outros). Os eventos de tensão considerados 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 2022, contemplou medições em 86 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. Apenas os pontos de entrega Vila Chã, Gouveia e Estoi não apresentam valores medidos para todo o ano devido à 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 rede nacional de distribuição de eletricidade. Relativamente aos consumidores ligados em muito alta tensão, os valores eficazes mantiveram-se dentro dos limiares, previstos no RQS, face à tensão declarada, com exceção dos pontos de entrega AAPICO Maia (13 semanas), Siderurgia Nacional- Maia (21 semanas) e Irivo (21 semanas).

Tremulação (Flicker)

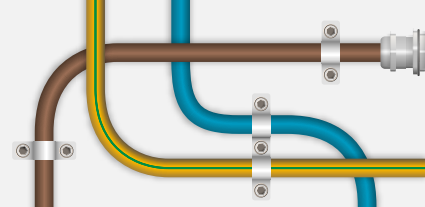
No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em três pontos de entrega, designadamente na Siderurgia Nacional- Maia (49 semanas) e Siderurgia Longos Seixal (13 semanas). Estas ocorrências decorrem das características das cargas ligadas aos 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 Pedralva na 7.ª harmónica; subestação da Fatela (IP) na 7.ª harmónica; subestação de Vermoim na 12.ª harmónica; subestação de Quinta Grande na 12.ª harmónica; subestação de Luzianes na 15.ª e 21.ª harmónicas. Registaram-se ainda algumas harmónicas de alta frequência de ordem superior à 21.ª nos pontos de entrega Ermidas do Sado, Luzianes, Fogueteiro, Monte Novo – Palma, Quinta do Anjo, Pegões e Rede Ferroviária Nacional.

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 três reclamações de natureza técnica, na maioria por cavas de tensão, e três pedidos de informação. Após a análise de todas as situações reportadas, não foi verificado qualquer incumprimento do RQS.



4.1.2 EVENTOS DE TENSÃO

Apresenta-se em seguida no Quadro 4-1 e no Quadro 4-2 informação referentes a cavas de tensão e a sobretensões, registadas nos 86 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 na rede de transporte em Portugal continental, em 2022

Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	N.º de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado				
		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	38,63	0,63	0,75	0,25	0
	150*	38,71	0,14	0	0	0
	60	34,92	1,22	0,59	0,11	0,02
$80 > u \geq 70$	220	7,38	0	0,13	0	0
	150*	10,50	0,07	0	0	0
	60	9,66	0,16	0,06	0,08	0,02
$70 > u \geq 40$	220	4,88	0	0	0	0
	150*	10,29	0	0	0	0
	60	8,83	0,13	0,02	0,03	0,02
$40 > u \geq 5$	220	0,88	0	0,13	0,13	0
	150*	2,93	0	0,07	0	0
	60	1,72	0,06	0,03	0,06	0
$5 > u$	220	0,13	0	0,13	0,13	0,13
	150*	0,21	0	0,21	0	0
	60	0,09	0	0	0	0

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV
Uc – Tensão declarada

Quadro 4-2**Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental, em 2022**

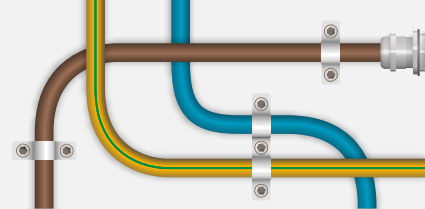
N.º de sobretensões registadas por ponto de entrega monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0,88	0	0
	150*	0,14	0	0
	60	0,91	0,03	0,02
120 > u > 110	220	2,75	0,75	0
	150*	0,86	0	0
	60	0,75	0,06	0,03

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV
Uc – Tensão declarada

Em 2022, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV e 64 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 58. Este valor compara com o valor de 71 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2021.

Do total das 5 017 cavas de tensão registadas na RNT em 2022, 96% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se dois eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 115 sobretensões registadas, em 2022, cerca de 91% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 43% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.



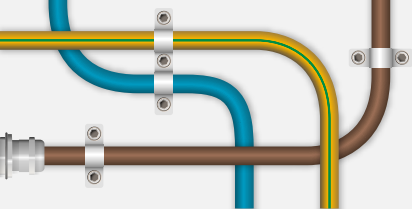
4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

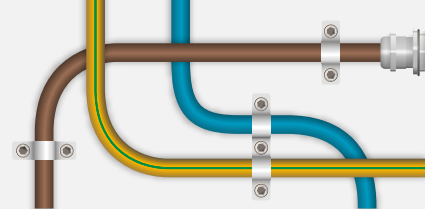
Em 2022, a REN contemplou medições em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

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, 7.ª e 15.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2022, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 18% 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, passem a 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 2022 teve uma taxa de realização de 88%. 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 2022, medições da qualidade da onda de tensão em 53 pontos de monitorização da sua rede: 29 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.

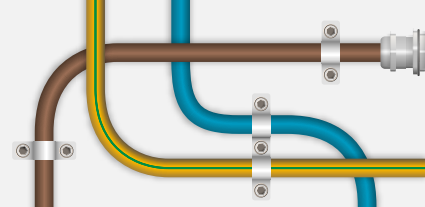
O resultado das ações de monitorização realizadas em 2022 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação nos postos de transformação 1PT0034 da ilha de Santa Maria, 5PT0004 da Ilha de São Jorge e no 9PT0002 da ilha do Corvo, bem como na SE CT Corvo. Os valores de tremulação não regulamentares advêm das características do sistema elétrico existente na ilha e às flutuações de tensão provocadas pelas cargas existentes na ilha.

Relativamente ao valor eficaz de tensão, 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.

4.2.2 EVENTOS DE TENSÃO

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

Em seguida, realiza-se a análise dos eventos de tensão ocorridos nas redes AT e MT da RAA. Uma vez que a produção de energia elétrica e as redes de transporte e distribuição de cada uma das nove ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas, considerou-se mais apropriada a realização de uma análise dos eventos de tensão para cada 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 2022, respetivamente.

Quadro 4-3

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria, em 2022

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	10,00	2,00	0	0	0
	0,23	2,00	3,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	10	0	0	2,00	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	10	0	0	0	1,00	0
	0,23	0	0	0	1,00	0
$40 > u \geq 5$	10	0	0	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 2022

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	10	0	0	0
	0,23	0	0	1,00
$120 > u > 110$	10	0	2,00	0
	0,23	1,00	6,00	0

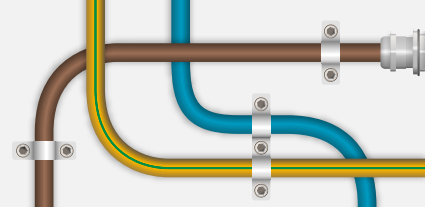
Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV e em um ponto de rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 12 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se quatro sobretensões por ponto de rede monitorizado.

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 2022, respetivamente.

Quadro 4-5

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel, em 2022

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	36,33	4,33	0	0	0
	30	34,20	3,90	0	0	0
	10	29,91	3,18	0	0	0
	0,23	28,13	4,13	0	0	0
$80 > u \geq 70$	60	16,33	14,00	0	0	0
	30	16,20	11,10	0	0	0
	10	20,73	10,09	0	0	0
	0,23	13,25	11,50	0,13	0	0
$70 > u \geq 40$	60	4,33	5,33	1,33	0	0
	30	6,90	5,60	1,10	0	0
	10	8,27	10,09	1,36	0	0
	0,23	4,13	5,00	0,75	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0,67	0	0	0	0
	30	6,00	3,00	0,20	0	0
	10	1,91	0,18	0	0	0
	0,23	2,88	0,50	0	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0,20	0,10	0,10	0	0
	10	0	0	0	0	0
	0,23	0,13	0	0	0	0

**Quadro 4-6****Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel, em 2022**

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado		
		Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	60	0	0	0
	30	0	0,10	0
	10	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	60	0,33	0	0
	30	0	0,10	0
	10	0,10	0	0
	0,23	0,50	6,00	0,63

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em três pontos da rede de 60 kV, dez pontos da rede de 30 kV, dez 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 82,94 e identificaram-se 1,91 1.93 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

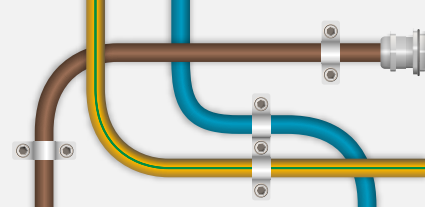


O Quadro 4-7 e o Quadro 4-8 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira, em 2022, respetivamente.

Quadro 4-7

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira, em 2022

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	29,00	2,00	0	0	0
	15	31,56	5,44	0,33	0,67	0
	6,9	33,00	1,00	0	0	0
	0,23	13,00	0,75	0,25	0	0
$80 > u \geq 70$	30	12,50	2,00	0	0	0
	15	12,67	2,22	0,22	0	0
	6,9	14,00	2,00	0	0	0
	0,23	7,25	1,25	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	3,00	8,00	0,50	0	0
	15	11,78	8,56	1,22	0,11	0
	6,9	11,50	6,50	1,00	0	0
	0,23	11,75	4,75	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	1,50	1,50	0	0	0
	15	1,56	3,00	0,44	0,22	0
	6,9	1,00	1,00	0	0	0
	0,23	1,25	1,50	0,50	0	0
$5 > u$	30	2,00	0,50	0	0	0
	15	0,33	4,22	0,11	0,22	0,44
	6,9	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0


Quadro 4-8
Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira, em 2022

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado		
		Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0,11	0,22	0
	6,9	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	30	0,50	0,50	0
	15	0	1,33	0
	6,9	2,00	0	0
	0,23	4,75	4,75	2,00

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu sobre quatro 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 69,95 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 3,63 sobretensões por ponto de rede monitorizado.



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 2022, respetivamente.

Quadro 4-9

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa, em 2022

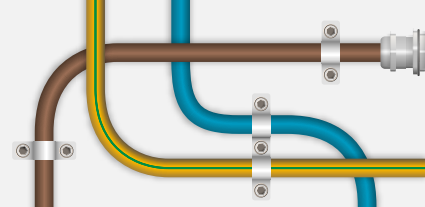
Ilha Graciosa						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	6,50	0	0	0	0
	0,23	6,00	0	0	0	0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

Quadro 4-10

Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa, em 2022

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	0	0	0
	0,23	5,00	0	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV e em 1 ponto da rede de baixa tensão, no qual se registaram 17 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 1,67 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 2022, respetivamente.

Quadro 4-11

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge, em 2022

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	17,00	0	0	0	0
	0,23	6,50	0,50	0,50	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	2,00	0	0	0
	0,23	1,00	1,50	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	4,00	37,00	0	0	0
	0,23	1,50	20,50	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	2,00	3,00	0	0
	0,23	0	4,00	3,00	0	0
$5 > u$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-12

Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge, em 2022

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	2,00	0	0
	0,23	4,00	21,00	0,50

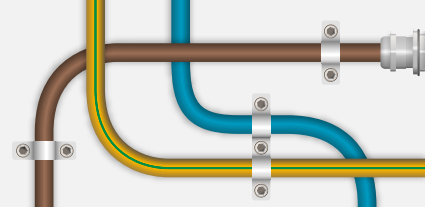
Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV e a dois pontos de rede de baixa tensão. Nesses pontos registaram-se 47,67 cavas de tensão e 17,67 sobretensões.

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 2022, respetivamente.

Quadro 4-13

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico, em 2022

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	43,00	1,00	0	0	0
	15	21,33	4,67	1,00	0,33	0
	0,23	11,00	0,67	0,33	0	0
$80 > u \geq 70$	30	8,00	2,00	1,00	1,00	0
	15	2,33	2,00	0,33	0	0
	0,23	0,67	0,33	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	12,00	10,00	4,00	0	0
	15	2,67	5,67	4,00	0,33	0
	0,23	5,67	1,67	1,67	0	0
$40 > u \geq 5$	30	1,00	0	2,00	1,00	0
	15	2,67	2,00	1,67	0,67	0
	0,23	0,67	1,33	2	0,67	0
$5 > u$	30	1,00	0	1,00	0	0
	15	0,67	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0



Quadro 4-14

Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico, em 2022

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado		
		Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0	0,33	0,33
	0,23	0	0,33	0
120 > u > 110	30	0	1,00	0
	15	3,33	1,33	0,67
	0,23	0,67	2,67	0

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 46,43, tendo-se identificado uma média de 4,29 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 2022, respetivamente.

Quadro 4-15

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial, em 2022

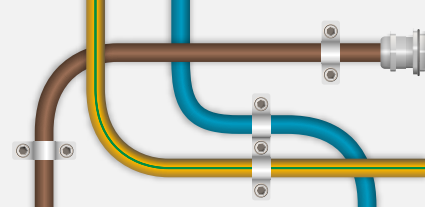
Ilha do Faial						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	9,00	0,67	1,00	0	0
	0,23	2,00	1,00	0	0,50	0
$80 > u \geq 70$	15	0	0	0	0,33	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	5,33	4,00	0	0	0
	0,23	3,00	4,00	1,00	0	0
$40 > u \geq 5$	15	1,00	8,33	0,33	0,33	0
	0,23	0	8,50	0,50	0,50	0
$5 > u$	15	0,33	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-16

Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial, em 2022

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	0,67	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	1,33	0	0
	0,23	1,00	2,50	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 27,20, tendo-se identificado uma média de 2,60 sobretensões por ponto 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 2022, respetivamente.

Quadro 4-17

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores, em 2022

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	12,80	12,00	1,40	0,20	0
	0,23	7,50	10,00	2,00	0,50	0
$80 > u \geq 70$	15	4,20	5,00	2,60	0,40	0
	0,23	4,50	0,50	1,50	0,50	0
$70 > u \geq 40$	15	1,40	12,20	0	1,00	0
	0,23	2,50	6,50	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	4,80	0,80	0	0
	0,23	0,50	4,00	1,00	0	0
$5 > u$	15	0,60	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-18

Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores, em 2022

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	0,20	0
	0,23	0	1,00	0
$120 > u > 110$	15	1,80	2,40	0
	0,23	5,00	9,00	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 54,29, tendo-se identificado uma média de 7,43 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 2022, respetivamente.

Quadro 4-19

Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo, em 2022

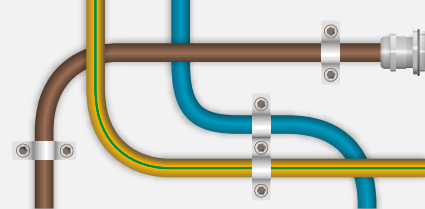
Ilha do Corvo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	1803,00	127,00	4,00	0	1,00
	0,23	7,00	2,00	3,00	1,00	0
$80 > u \geq 70$	15	6,00	3,00	2,00	5,00	1,00
	0,23	1,00	1,00	0	3,00	0
$70 > u \geq 40$	15	0	0	0	1,00	1,00
	0,23	0	0	0	1,00	1,00
$40 > u \geq 5$	15	0	0	0	1,00	0
	0,23	0	0	0	1,00	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 2022

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	1,00	0	0
$120 > u > 110$	15	1,00	1,00	0
	0,23	2,00	5,00	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 988, tendo-se identificado uma média de cinco sobretensões por ponto de rede monitorizado.

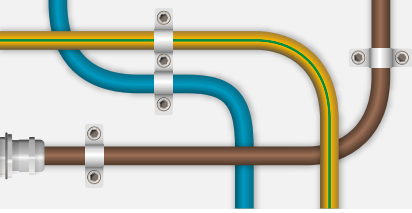


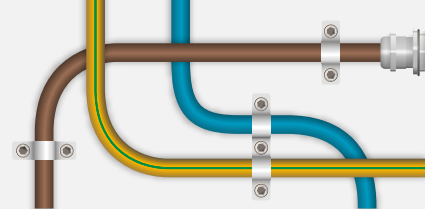
4.2.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para 2022 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 88%, com medições da qualidade da onda de tensão em 29 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 53 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 aos seguintes fenómenos contínuos: tremulação na ilha do Corvo, na ilha de São Jorge e na ilha de Santa Maria.

No que respeita ao valor eficaz de tensão, 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 2022 teve uma taxa de realização de 97% para a ilha da Madeira e de 93% 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 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 2022, na RAM contemplaram medições em 28 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.

Nas ações de monitorização da RAM verificou-se o cumprimento dos valores estabelecidos no RQS no que respeita aos fenómenos contínuos, nomeadamente, a tremulação (*flicker*), a frequência, o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. Em 2022, ao nível da distorção harmónica total (THD) não foram ultrapassados os limites. O THD apresentou valores de máximos de 6,4%.

No que respeita tremulação, a EEM refere que todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas abaixo dos limites regulamentares ($Plt=Pst=1$). Verificou-se ainda que o valor eficaz de tensão, a frequência e o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões estavam em conformidade com a norma NP EN 50160, para os diferentes níveis de tensão em todas as ilhas da RAM.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

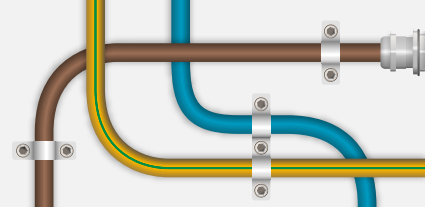
As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas, em 2022, na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, sete pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em três pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e outro na BT. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

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.

Quadro 4-21

Cavas de tensão na ilha da Madeira, em 2022

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	8,33	0,67	0	0	0
	30	11,86	0,57	0,14	0,14	0
	6,6	12,80	0	0,20	0	0
	0,23	5,00	0,10	0	0	0
$80 > u \geq 70$	60	3,33	0	0	0	0
	30	3,71	0,43	0	0,14	0
	6,6	3,20	0,60	0	0	0
	0,23	0,60	0,40	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	0	1,00	0	0	0
	30	2,86	0,71	0	0,14	0
	6,6	3,40	0,40	0	0	0
	0,23	0,50	0,40	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0	0	0	0
	30	0,14	0,14	0	0	0
	6,6	0,40	0,20	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0,30
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0,10	0

**Quadro 4-22****Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira, em 2022**

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado		
		Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	60	0	0	0
	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	60	0	0	0
	30	0,14	0	0
	6,6	0,20	0	0
	0,23	0	0	0

No ano de 2022, em 28 pontos de rede monitorizados, registaram-se 438 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 367 na ilha da Madeira e 71 na ilha do Porto Santo. Na ilha da Madeira, identificaram-se no total duas sobretensões.

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.

Quadro 4-23

Cavas de tensão na ilha do Porto Santo, em 2022

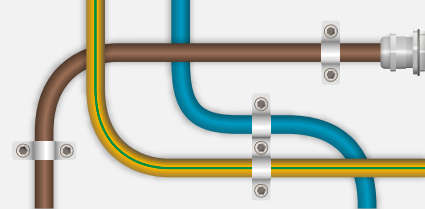
Ilha do Porto Santo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	9,00	4,00	0	0	0
	6,6	14,00	4,00	0	1,00	2,00
	0,23	16,00	2,00	0	0	2,00
$80 > u \geq 70$	30	1,00	0	0	0	0
	6,6	5,00	0	0	0	1,00
	0,23	6,00	0	0	0	1,00
$70 > u \geq 40$	30	0	0	0	0	0
	6,6	2,00	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	1,00
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-24

Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo, em 2022

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
	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

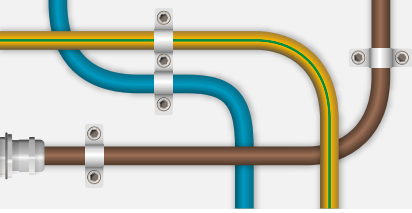
Em 2022 não se registaram sobretensões na ilha do Porto Santo.

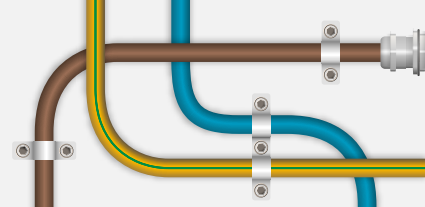


4.3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas, em 2022, na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, sete 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 outro 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 2022, em 28 pontos de rede monitorizados, registaram-se 438 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 367 na ilha da Madeira e 71 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões foram registadas sobretensões apenas 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 2022-2023 prevê a monitorização de 126 subestações AT/MT, em 2022, 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 2022, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-Redes monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (48 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 96 subestações AT/MT (154 barramentos MT) de forma permanente,
- 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

4.4.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

4.4.1.1 SUBESTAÇÕES

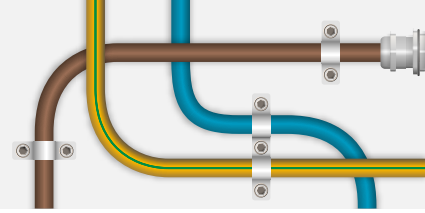
Em relação às ações de monitorização, nos 202 barramentos MT das 126 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.

Tremulação

Em 2022, os 202 barramentos MT das 126 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,02% na tremulação. No que diz respeito à tremulação, tratam-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte da E-REDES.

Distorção harmónica de tensão

Em 2022, os 202 barramentos MT das 126 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,64% na distorção harmónica de tensão. Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas às 5.^a, 6.^a, 8.^a e 12.^a harmónicas de tensão e THD de tensão, que motivaram estudos complementares e uma maior vigilância por parte da E-REDES.



4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD dos concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registadas algumas situações pontuais de não conformidades, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para as características da onda de tensão.

Valor eficaz de tensão

Relativamente às não conformidades no valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, todas as situações detetadas foram objeto de estudo e desencadearam medidas corretivas adequadas por parte da E-REDES.

Tremulação

Relativamente à tremulação, a generalidade das não conformidades verificadas correspondem a situações relacionadas com 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

Relativamente à distorção harmónica, a E-REDES refere que as não conformidades identificadas se trataram de situações associadas às 5.^a, 6.^a, 8.^a harmónicas de tensão e THD de tensão, que motivou maior vigilância.

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



4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

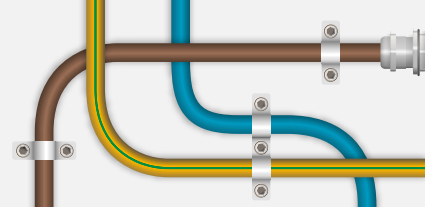
O Quadro 4-25 apresenta, para 2022, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 202 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 126 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 202 barramentos MT, 30 barramentos são de 10 kV, 119 barramentos são de 15 kV e 53 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)

Tensão residual u (%)	N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado					
	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	30	52,79	6,68	3,70	0,13	0,04
	15	37,98	3,48	3,42	0,26	0
	10	20,73	1,53	0,53	0,13	0
80 > u ≥ 70	30	15,60	2,72	2,28	0,09	0,04
	15	8,98	1,33	1,78	0,12	0
	10	12,07	0,50	0,10	0	0
70 > u ≥ 40	30	13,49	5,43	2,15	0,06	0
	15	10,39	2,03	0,95	0,09	0,02
	10	8,50	0,27	0,03	0	0
40 > u ≥ 5	30	6,53	3,43	1,00	0,02	0
	15	1,97	0,65	0,14	0,03	0
	10	0,57	0	0	0	0
5 > u	30	0,19	0,02	0	0	0
	15	0,05	0,01	0,03	0	0,01
	10	0,03	0	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 81 por barramento. Do número total de cavas registadas, 80% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos e 58% 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 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 (%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	30	0	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,13	0	0
	15	0,03	0	0,03
	10	0	0	0

Uc – Tensão declarada

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

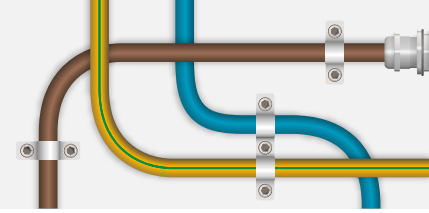
Atendendo a que os eventos de tensão, cavas de tensão e sobretensões, se encontram fortemente relacionados com a sazonalidade das condições atmosféricas, não é apresentada no presente relatório informação das monitorizações de duração trimestral sobre as cavas de tensão e sobretensões porque se considera 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.

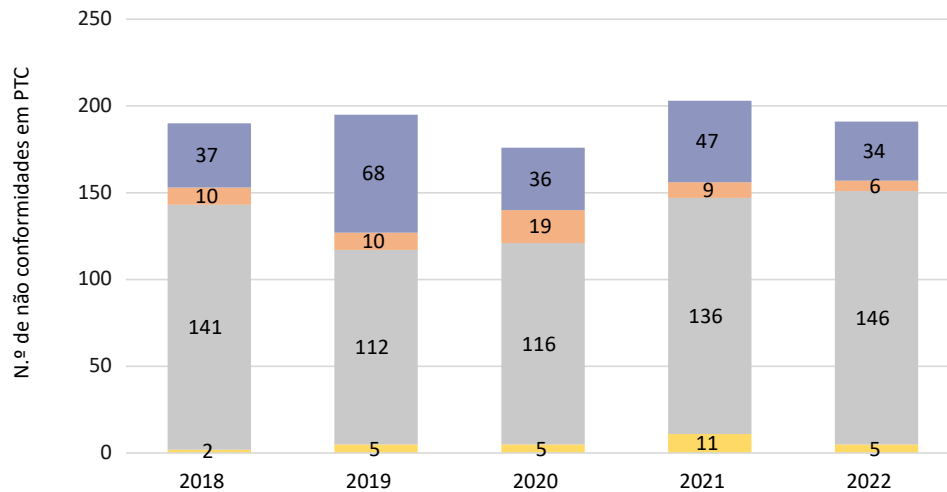
No âmbito da campanha "[A Qualidade de Serviço Cabe a Todos](#)", criada no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, dinamizado pela ERSE, foi desenvolvida a iniciativa "*Sensibilização para a necessidade de manutenção de postos de transformação de cliente*". Esta iniciativa alerta para que a qualidade 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 4-1 apresenta uma caracterização das não conformidades identificadas por ano em PTC na rede da E-REDES.

Figura 4-1

Caracterização de não conformidades por ano de identificação



	Características	Procedimento
V1	<ul style="list-style-type: none"> • Implica a intervenção na instalação • Não oferece perigo imediato a pessoas e bens • Não causa perturbação na RND 	<ul style="list-style-type: none"> • Envio de carta em correio normal • Regularização no mais curto espaço de tempo possível • Dado conhecimento à área de manutenção
V2	<ul style="list-style-type: none"> • Sem acesso ou com acesso bastante dificultado à instalação 	<ul style="list-style-type: none"> • Envio de carta em correio registado + aviso de receção • Regularização em 30 dias a partir da receção • Dado conhecimento à área de manutenção
V3.1	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação está tecnicamente deficiente • Não oferece perigo imediato a pessoas e bens • Causa perturbações na RND 	<ul style="list-style-type: none"> • Envio de carta em correio registado + aviso de receção • Envio de cópia da carta de cliente à ERSE, DGEG e Comercializador • Regularização em 30 dias a partir da receção • Dado conhecimento à área de manutenção e gestor de cliente
V3.2	<ul style="list-style-type: none"> • Se após passado o prazo da V3.1 as anomalias não tiverem sido resolvidas pelo cliente 	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitada interrupção do fornecimento de energia em articulação com a área de manutenção, gestor de cliente e comercializador • Avança com procedimento da V4
V4	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação está tecnicamente deficiente • Oferece perigo imediato a pessoas e bens • Causa perturbações na RND 	<ul style="list-style-type: none"> • Envio de carta em correio registado + aviso de receção • Envio de cópia da carta de cliente à ERSE, DGEG e Comercializador • Informação da interrupção de fornecimento de energia • Dado conhecimento à área de manutenção e gestor de cliente

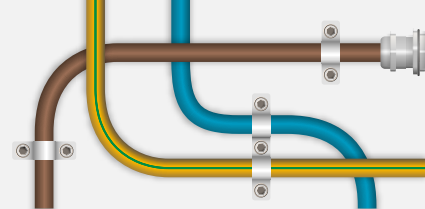
De acordo com a E-REDES, em 2022, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 191. Tal como em 2021, a característica predominante relativa a não conformidades de PTC deve-se a instalações elétricas de clientes que se encontram tecnicamente deficientes e que causam perturbações na rede de distribuição.

4.4.4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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 e das tensões harmónicas 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 2022, a 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 A 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 A Celer, nas ações de monitorização efetuadas em 2022, 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 A Celer](#).



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

Em 2022, 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:

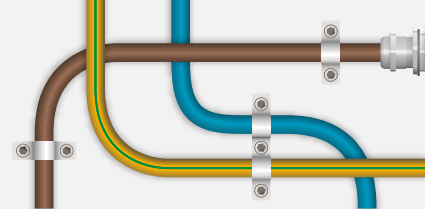
- frequência da tensão,
- valor eficaz da tensão,
- tremulação (*flicker*) da tensão,
- desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- distorção harmónica da tensão.

Para os eventos de tensão foram analisados os seguintes parâmetros:

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

Em 2022, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Graciosa” e “Moura” 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 2022, a CEVE realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

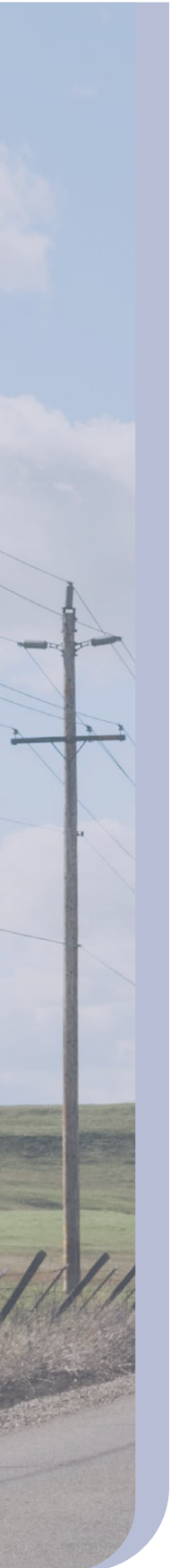
As ações de monitorização foram realizadas em um posto de transformação, tendo uma duração mínima de três meses, e consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- 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 61000430.

Na ação de monitorização efetuada em 2022, 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 2022, 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.

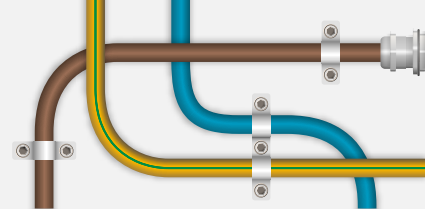
Estes sistemas de monitorização permitiram monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

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.

De acordo com a informação da A LORD, nas ações de monitorização efetuadas em 2022, não foram 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 2022, 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 2022, quer através do analisador de redes instalado nos seus dois 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.

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





5. A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

5.1 ENQUADRAMENTO

O Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER- Council of European Energy Regulators) foi criado no ano de 2000 com o objetivo de aprofundar a cooperação entre as entidades reguladoras do setor energético a nível europeu, no sentido de criar um mercado único de energia, competitivo, eficiente e sustentável. O CEER funciona como plataforma de partilha de informação entre os diferentes reguladores europeus, fazendo a interface com a União Europeia (UE) e outras instituições de âmbito internacional. São membros efetivos do CEER e observadores, as entidades reguladoras do setor energético dos 39 países da Europa. Desde a fundação do CEER, o tema da Qualidade de Serviço tem sido encarado como uma das suas atividades prioritárias. Informação adicional sobre o CEER pode ser consultada em: www.ceer.eu/

5.2 REPORTE

Durante o ano de 2022, a ERSE esteve envolvida nas atividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço dos setores elétrico e do gás do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER EQS TF). Uma das atividades desenvolvidas, em 2022, no âmbito do CEER EQS TF correspondeu à realização do relatório [7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply](#).





6. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS

6.1 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.

6.2 CARACTERIZAÇÃO

As entidades remeteram à ERSE, dentro do prazo, os relatórios da qualidade de serviço relativos ao ano de 2022, com exceção de seis operadores de rede exclusivamente em BT, conforme indicado no Quadro 6-1. 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.

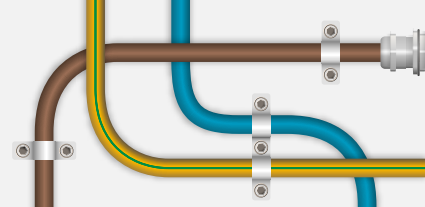


Quadro 6-1

Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2022

Operador 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
A Celer	Sim (29/05/2023)	Sim	
A E. Moreira de Cónegos	Não	Não	n.d
C. P. de Valongo do Vouga	Não	Não	n.d
C. E. S. Simão de Novais	Sim (13/04/2023)	Sim	
CEVE	Não	Não	
A Lord	Sim (11/04/2023)	Sim	
C. E. de Loureiro	Sim (29/05/2023)	Sim	
C. E. de Vilarinho	Não	Não	n.d
Coopriz	Não	Não	n.d
EDA	Sim (31/05/2023)	Sim	
EEM	Sim (31/05/2023)	Sim	
E-REDES	Sim (31/05/2023)	Sim	
J. F. de Cortes do Meio	Não	Não	n.d
REN - Rede Eléctrica Nacional	Sim (31/05/2023)	Sim	

n.d.- não disponível



6.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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 recomenda aos seis operadores de rede exclusivamente em BT (A. E. Moreira de Cónegos, C. P. de Valongo do Vouga, CEVE, C. E. de Vilarinho, Cooproriz e J. F. de Cortes do Meio) que passem a enviar à ERSE e a publicar atempadamente os respetivos relatório da qualidade de serviço, de forma a dar cumprimento à regulamentação.



ANEXOS

ANEXO A Lista de Siglas e Acrónimos

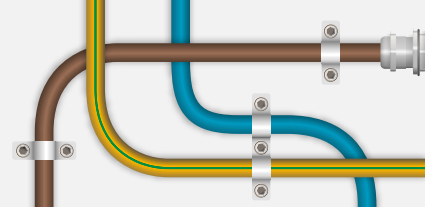
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CEER	Council of European Energy Regulators
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-geral de Energia e Geologia
DREn	Direção regional de Energia
DRETT	Direção Regional de Economia e Transportes Terrestres
END	Energia Não Distribuída
ENF	Energia Não Fornecida
ERSE	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
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
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
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	Alcácer do Sal
Alentejo Litoral	Grândola
Alentejo Litoral	Odemira
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	Silves
Algarve	São Brás de Alportel

NUTS III	Concelho
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
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre
Alto Alentejo	Sousel
Alto Minho	Arcos de Valdevez
Alto Minho	Caminha
Alto Minho	Melgaço
Alto Minho	Monção
Alto Minho	Paredes de Coura
Alto Minho	Ponte da Barca
Alto Minho	Ponte de Lima
Alto Minho	Valença
Alto Minho	Viana do Castelo
Alto Minho	Vila Nova de Cerveira
Alto Tâmega	Boticas
Alto Tâmega	Chaves
Alto Tâmega	Montalegre
Alto Tâmega	Ribeira de Pena

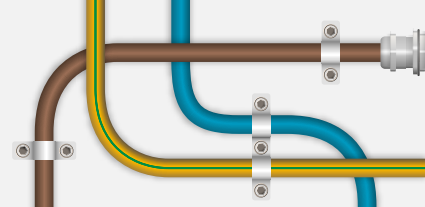


NUTS III	Concelho
Alto Tâmega	Valpaços
Alto Tâmega	Vila Pouca de Aguiar
Área Metropolitana de Lisboa	Alcochete
Área Metropolitana de Lisboa	Almada
Área Metropolitana de Lisboa	Amadora
Área Metropolitana de Lisboa	Barreiro
Área Metropolitana de Lisboa	Cascais
Área Metropolitana de Lisboa	Lisboa
Área Metropolitana de Lisboa	Loures
Área Metropolitana de Lisboa	Mafra
Área Metropolitana de Lisboa	Moita
Área Metropolitana de Lisboa	Montijo
Área Metropolitana de Lisboa	Odivelas
Área Metropolitana de Lisboa	Oeiras
Área Metropolitana de Lisboa	Palmela
Área Metropolitana de Lisboa	Seixal
Área Metropolitana de Lisboa	Sesimbra
Área Metropolitana de Lisboa	Setúbal
Área Metropolitana de Lisboa	Sintra
Área Metropolitana de Lisboa	Vila Franca de Xira
Área Metropolitana do Porto	Arouca
Área Metropolitana do Porto	Espinho
Área Metropolitana do Porto	Gondomar
Área Metropolitana do Porto	Maia
Área Metropolitana do Porto	Matosinhos
Área Metropolitana do Porto	Oliveira de Azeméis
Área Metropolitana do Porto	Paredes
Área Metropolitana do Porto	Porto
Área Metropolitana do Porto	Póvoa de Varzim
Área Metropolitana do Porto	Santa Maria da Feira
Área Metropolitana do Porto	Santo Tirso
Área Metropolitana do Porto	São João da Madeira
Área Metropolitana do Porto	Trofa
Área Metropolitana do Porto	Vale de Cambra
Área Metropolitana do Porto	Valongo
Área Metropolitana do Porto	Vila do Conde

NUTS III	Concelho
Área Metropolitana do Porto	Vila Nova de Gaia
Ave	Cabeceiras de Basto
Ave	Fafe
Ave	Guimarães
Ave	Mondim de Basto
Ave	Póvoa de Lanhoso
Ave	Vieira do Minho
Ave	Vila nova de Famalicão
Ave	Vizela
Baixo Alentejo	Aljustrel
Baixo Alentejo	Almodôvar
Baixo Alentejo	Alvito
Baixo Alentejo	Barrancos
Baixo Alentejo	Beja
Baixo Alentejo	Castro Verde
Baixo Alentejo	Cuba
Baixo Alentejo	Ferreira do Alentejo
Baixo Alentejo	Mértola
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	Vila Velha de Rodão
Beiras e Serra da Estrela	Almeida
Beiras e Serra da Estrela	Belmonte
Beiras e Serra da Estrela	Celorico da Beira
Beiras e Serra da Estrela	Covilhã
Beiras e Serra da Estrela	Figueira de Castelo Rodrigo
Beiras e Serra da Estrela	Fornos de Algodres
Beiras e Serra da Estrela	Fundão
Beiras e Serra da Estrela	Gouveia

NUTS III	Concelho
Beiras e Serra da Estrela	Guarda
Beiras e Serra da Estrela	Manteigas
Beiras e Serra da Estrela	Meda
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	Alijó
Douro	Armamar
Douro	Carraceda de Ansiães
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Lamego
Douro	Mesão Frio
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Murça
Douro	Penedono
Douro	Peso da Régua
Douro	Sabrosa
Douro	Santa Marta de Penaguião
Douro	Sernancelhe
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Douro	Torre de Moncorvo
Douro	Vila Nova de Foz Côa
Douro	Vila Real
Lezíria do Tejo	Almeirim
Lezíria do Tejo	Alpiarça
Lezíria do Tejo	Azambuja
Lezíria do Tejo	Benavente

NUTS III	Concelho
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	Ourém
Médio Tejo	Sardoal
Médio Tejo	Sertã
Médio Tejo	Tomar
Médio Tejo	Torres novas
Médio Tejo	Vila de Rei
Médio Tejo	Vila Nova da Barquinha
Oeste	Alcobaça
Oeste	Alenquer
Oeste	Arruda dos Vinhos
Oeste	Bombarral
Oeste	Cadaval
Oeste	Caldas da Rainha
Oeste	Lourinhã
Oeste	Nazaré
Oeste	Óbidos
Oeste	Peniche
Oeste	Sobral de Monte Agraço
Oeste	Torres Vedras
Região de Aveiro	Estarreja
Região de Aveiro	Ílhavo
Região de Aveiro	Murtosa
Região de Aveiro	Oliveira do Bairro



NUTS III	Concelho
Região de Aveiro	Ovar
Região de Aveiro	Sever do Vouga
Região de Aveiro	Vagos
Região de Aveiro	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro
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	Mealhada
Região de Coimbra	Mira
Região de Coimbra	Miranda do Corvo
Região de Coimbra	Montemor-o-Velho
Região de Coimbra	Mortágua
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 Leiria	Alvaiázere
Região de Leiria	Ansião
Região de Leiria	Batalha
Região de Leiria	Castanheira de Pera
Região de Leiria	Figueiró dos vinhos
Região de Leiria	Leiria
Região de Leiria	Marinha Grande
Região de Leiria	Pedrogão Grande
Região de Leiria	Pombal
Região de Leiria	Porto de Mós

NUTS III	Concelho
Tâmega e Sousa	Amarante
Tâmega e Sousa	Baião
Tâmega e Sousa	Castelo de Paiva
Tâmega e Sousa	Celorico de Basto
Tâmega e Sousa	Cinfães
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	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	Satão
Viseu Dão Lafões	São Pedro do Sul
Viseu Dão Lafões	Tondela
Viseu Dão Lafões	Vila Nova de Paiva
Viseu Dão Lafões	Viseu
Viseu Dão Lafões	Vouzela



Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º

1400- 113 Lisboa

Telefone: 213 033 200

erse@erse.pt

www.erse.pt