




ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO

2020



setembro 2021

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

SÍNTESE.....	1
1 INTRODUÇÃO.....	7
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	11
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	19
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	23
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO.....	23
3.1.2 INDICADORES GERAIS	25
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	29
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS.....	30
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	30
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	30
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA.....	31
3.2.1 INDICADORES GERAIS	31
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS	36
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS.....	37
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO.....	38
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	38
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	41
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM.....	43
3.3.1 INDICADORES GERAIS	44
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS	47
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS.....	50
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO.....	50
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	51
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.....	73
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.....	80
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER	83

3.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA	85
3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	87
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	89
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO	91
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ	93
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	95
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	97
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	99
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	101
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	105
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN	107
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	107
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	108
4.1.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	110
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	111
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	111
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	112
4.2.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	121
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	123
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	123
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	123
4.3.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	125
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	127
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	127
4.4.1.1	SUBESTAÇÕES	127
4.4.1.2	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO	128
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	129
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	135
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	137

4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	139
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	141
	ANEXO	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT.....	25
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	26
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT.....	26
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT.....	27
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	27
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	28
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	28
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT.....	30
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	33
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	34
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA	34
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA	35
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	35
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2020.....	36
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2020	37
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA	39
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	39
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	40
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	40
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM	45
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	45
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM	46
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM	47
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	47
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2020.....	48
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2020	48
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2020	49
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2020	49
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM	51
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM.....	51
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	52
Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	52

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 2020.....	64
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2020	65
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2020	66
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2020.....	67
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2020.....	68
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2020.....	69
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2020	70
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2020	71
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2020	72
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2020.....	73
Figura 3-55 – Evolução dos incidentes de grande impacto registados entre 2009 e 2020	76
Figura 3-56 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2020	77
Figura 3-57 – Incentivo à continuidade de serviço.....	80
Figura 3-58 – Evolução do SAIDI BT.....	83
Figura 3-59 – Evolução do SAIFI BT	83
Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT.....	85
Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT	85
Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT.....	87
Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT	87
Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT.....	89
Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT	89
Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT.....	91

Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT	91
Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT.....	93
Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT	93
Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT.....	95
Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT	95
Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT.....	97
Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT	97
Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT.....	99
Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT	99
Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT.....	101
Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT	101
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	12
Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2020.....	13
Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2020	14
Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2020	15
Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2020	15
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço.....	21
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT	24
Quadro 3-3 – Interrupções previstas na RNT	24
Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT	29
Quadro 3-5 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	29
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2020.....	32
Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA.....	41
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2020.....	44
Quadro 3-9 – Eventos excepcionais na RAM	50
Quadro 3-10 – Compensações na RAM	53
Quadro 3-11 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	55
Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2020	57
Quadro 3-13 – Impacto da tempestade Glória nos indicadores de continuidade de serviço	74
Quadro 3-14 – Impacto do evento de 1 e 2 de março de 2020 nos indicadores de continuidade de serviço	75
Quadro 3-15 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2020	78
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2020	109
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2020	109
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2020.....	113
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2020	113
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2020	114
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2020	114
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2020	115
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2020	115
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2020	116

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2020	116
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2020.....	117
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2020	117
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2020	118
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2020	118
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2020.....	119
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2020.....	119
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2020.....	120
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2020	120
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2020	121
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2020.....	121
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2020	124
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2020.....	124
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2020	125
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2020.....	125
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES).....	129
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)	130

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 percecionada 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 2020 ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) duas interrupções de fornecimento longas e duas interrupções de fornecimento breves. 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 2020 apresentou valores inferiores ao registado nos últimos anos para todos os indicadores de continuidade de serviço da RNT.

E-REDES

Verifica-se que, em 2020, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes melhorou face a 2019. O impacto reduzido dos eventos excecionais contribuiu para que o desempenho dos indicadores gerais de continuidade de serviço da E-REDES melhorasse significativamente face ao desempenho verificado no ano anterior.

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 2020, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 1,1% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 3,3% comparativamente com o valor pago em 2019.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2020 uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da região. Num horizonte de cinco anos, regista-se o melhor comportamento global para todos os indicadores. 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.

Relativamente aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se cinco incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes, quer ao número, quer à duração das interrupções, correspondendo exclusivamente a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 43,83 euros.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2020 uma degradação dos valores indicadores de continuidade de serviço face aos valores registados no ano anterior. Esta degradação foi essencialmente motivada por uma maior prevalência da ocorrência de interrupções acidentais, que contabilizaram cerca de dois terços da totalidade das interrupções. Em 2020, foram cumpridos os padrões dos indicadores gerais.

No que respeita aos indicadores individuais, há a registar o pagamento de 2 226,09 euros de compensações a clientes, valor ligeiramente superior face ao verificado em 2019.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2020, os 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 2020, a REN – Rede Eléctrica Nacional efetuou medições de qualidade de energia elétrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT. Foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5ª e 7ª tensões harmónicas, tal como no ano anterior. 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 2020, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 24% relativamente ao ano anterior.

E-REDES

Na rede elétrica da E-Redes registaram-se, em 2020, 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, em linha com o ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na rede elétrica da EDA, foram identificados incumprimentos dos valores limite associados aos seguintes fenómenos contínuos: tremulação na ilha do Corvo e na ilha do Pico; valor eficaz de tensão na ilha de São Miguel; e distorção harmónica na ilha do Pico.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede elétrica da EEM, registaram-se 509 cavas de tensão, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 452 na ilha da Madeira e 57 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, em 2020, foram registadas sobretensões tanto na ilha da Madeira como na ilha de Porto Santo, em linha com o ano anterior.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2020, cinco operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia elétrica dos seus postos de transformação.

1. INTRODUÇÃO



1 INTRODUÇÃO

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

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

A vertente técnica da qualidade de serviço abarca questões como a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento, bem como a qualidade da energia elétrica. A qualidade de serviço técnica é influenciada pelos vários agentes da cadeia de valor do sistema elétrico de energia, nomeadamente os centros 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. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA



2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

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

Em Portugal continental, na sequência do processo de liberalização, procedeu-se à separação destas atividades. Na produção e na comercialização foi permitida a entrada de novos agentes, introduzindo concorrência no setor, com o objetivo de aumentar a eficiência das empresas e de gerar benefícios para os consumidores. As redes de transporte e distribuição são monopólios naturais, tendo sido concessionadas a empresas que se dedicam em exclusivo a estas atividades. A atividade de comercialização de energia elétrica foi juridicamente separada da atividade de distribuição (com exceção de empresas com menos de 100 mil clientes, onde ambas as atividades podem coexistir). 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 Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR	
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT	
	RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA	PR , ORT, ORD, CUR
	RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PR , ORT, ORD, CUR

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

PRODUÇÃO

A energia elétrica é produzida em centrais electroprodutoras, que podem ser térmicas (gás natural, carvão, gasóleo 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 receção de energia ligada às redes de distribuição.

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

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

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

O Quadro 2-2 apresenta uma caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2020.

Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2020

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 711
220	3 780
150	2 545
Total	9 036
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 470
MAT/AT	23 993
Total (MAT/MAT e MAT/AT)	38 463
Pontos de entrega	
85	

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 2020.

Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2020

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	194	9
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	79	MT/MT	84	6
	Pico	-	51	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	103	313	AT/MT	385	47
				MT/MT	216	
	Porto Santo	-	21	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 2020.

Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2020

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
E-REDES	AT	9 033	541	-	-
	MT	59 265	14 846	69 424	-
	BT	111 569	33 914	-	6 213 399
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 239
A Celer	BT	79	27	47	4 349
A Lord	BT	138	19	43	4 519
C. E. de Loureiro	BT	76	18	21	2 072
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	31	3 346
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 533
CEVE	BT	347	153	91	9 234
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 2020

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	68	22	68	-
	BT	136	20	-	3 696
São Miguel	MT	442	273	537	-
	BT	802	368	-	62 353
Terceira	MT	265	93	294	-
	BT	540	85	-	26 834
Graciosa	MT	57	11	52	-
	BT	90	7	-	3 144
São Jorge	MT	149	7	80	-
	BT	179	16	-	5 697
Pico	MT	158	33	141	-
	BT	299	28	-	9 520
Faial	MT	95	44	93	-
	BT	201	41	-	7 907
Flores	MT	64	13	32	-
	BT	58	12	-	2 385
Corvo	MT	-	3	2	-
	BT	-	4	-	276
Madeira	MT	593	903	1 671	-
	BT	2 494	688	-	139 719
Porto Santo	MT	16	65	94	-
	BT	45	83	-	4 688

3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO



3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

Para além dos padrões relativos à continuidade de serviço, que estabelecem um nível mínimo, o RQS prevê um incentivo para melhoria da continuidade de serviço. Uma vez que a qualidade de serviço sentida nas redes de 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 que os afetem, independentemente da origem das mesmas, desde que a responsabilidade pela interrupção não seja imputável ao próprio cliente. Todavia, é reconhecido que existem ocorrências para as quais não é razoável dimensionar as infraestruturas ou não é possível evitar, pelo menos na totalidade, as suas consequências. Assim, o RQS estabelece o conceito de evento excecional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

Um evento só pode ser considerado como excecional 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 percebida individualmente por cada ponto de entrega (cliente ou outra rede).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Entendendo-se que os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 euros 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 2020 ocorreram 2 interrupções de fornecimento longas (uma interrupção acidental e uma interrupção prevista) e duas interrupções de fornecimento breves, afetando quatro dos 85 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano, dos quais um com o acordo do cliente. Refira-se que no ano 2019 foram contabilizadas cinco interrupções de fornecimento longas.

O Quadro 3-2 e o Quadro 3-3 apresentam o número e a duração das interrupções acidentais e previstas, respetivamente, verificadas em 2020 por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF₁.

A ENF₁ corresponde à estimativa da energia não fornecida aos pontos de entrega desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte do operador da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a resolução de uma interrupção num ponto de entrega da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário considerar um tempo adicional para que a reposição do fornecimento da rede de distribuição aos seus clientes seja efetiva. Este tempo de reposição e a respetiva

energia não fornecida (ENF₂) são indiretamente imputáveis à rede e transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.

Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração 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 de Ourique	60	1		1	1,90		1,90	0,20		0,20
Subestação de Pocinho	60	1		1	1,70		1,70	0,10		0,10
Subestação de Évora	60		1	1		6,50	6,50		2,80	2,80
Total		2	1	3	3,60	6,50	10,10	0,30	2,80	3,10
Total (%)		66,7	33,3	100,0	35,6	64,4	100,0	9,7	90,3	100,0

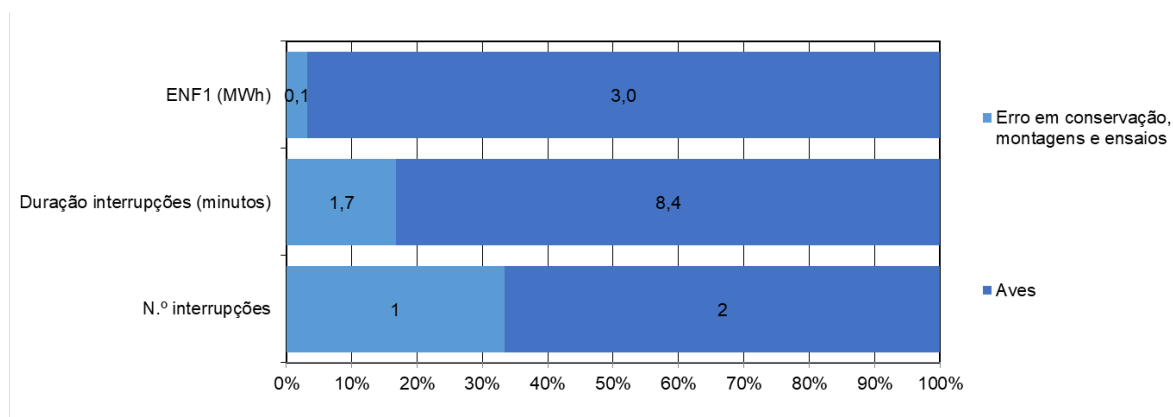
Quadro 3-3 – Interrupções previstas na RNT

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 de Fatela (IP)	220		1	1		2062,0	2062,0		0,00	0,00
Total		0	1	1	0,00	2062,00	2062,00	0,00	0,00	0,00
Total (%)		0,0	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções (longas ou breves) com origem nesta rede (ENF₁) foi de 3,1 MWh em 2020. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 90,3%.

Na Figura 3-1 apresentam-se as causas de todas as interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2020, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF₁.

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT



Em 2020, a interrupção com origem em aves corresponde à causa com maior impacto na ENF₁.

Para além das interrupções acidentais identificadas na Figura 3-1, a interrupção prevista, cuja causa foi “Acordo com cliente” contabiliza uma duração de 2062 minutos, tendo o maior impacto na duração.

3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, as figuras apresentadas desde a Figura 3-2 à Figura 3-7 apresentam a evolução entre os anos 2009 e 2020 dos indicadores gerais de continuidade de serviço¹ ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas. É apresentada também a evolução do indicador geral de continuidade de serviço MAIFI para as interrupções breves entre os anos 2014 e 2020.

¹ A partir de 2014, os casos fortuitos ou de força maior (cfft) que não sejam classificados como eventos excepcionais estão incluídos noutras causas de interrupções (próprias).

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT

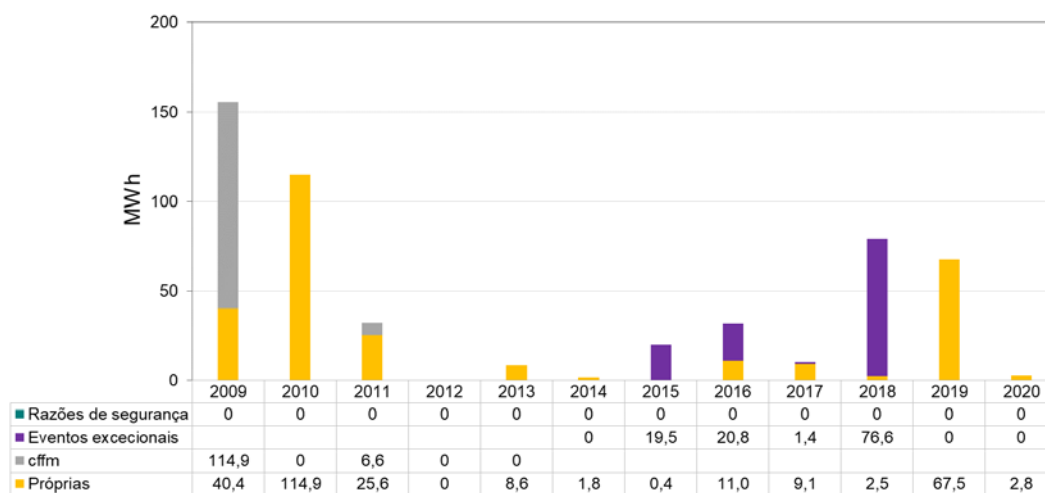


Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT

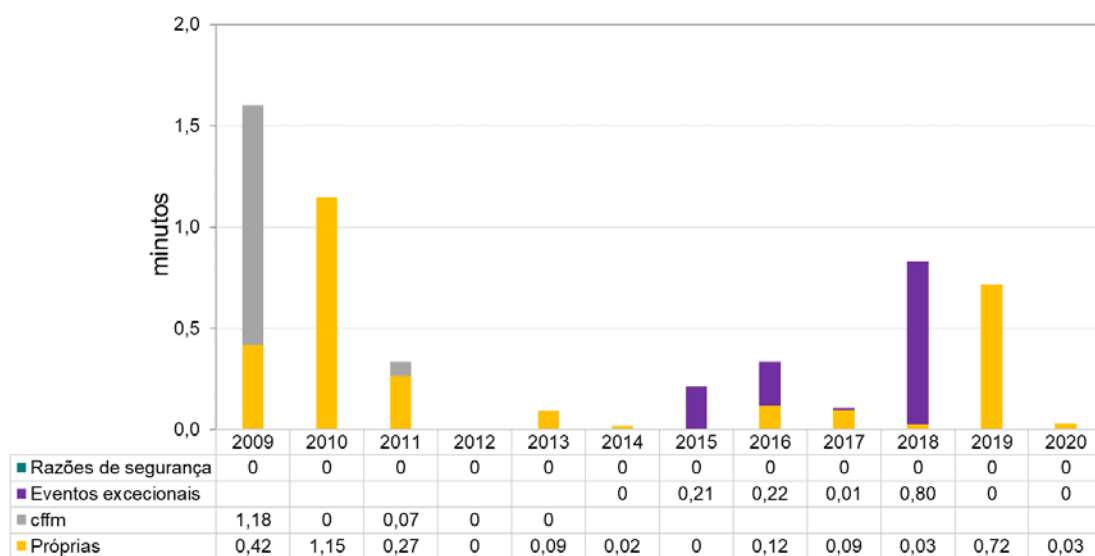


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

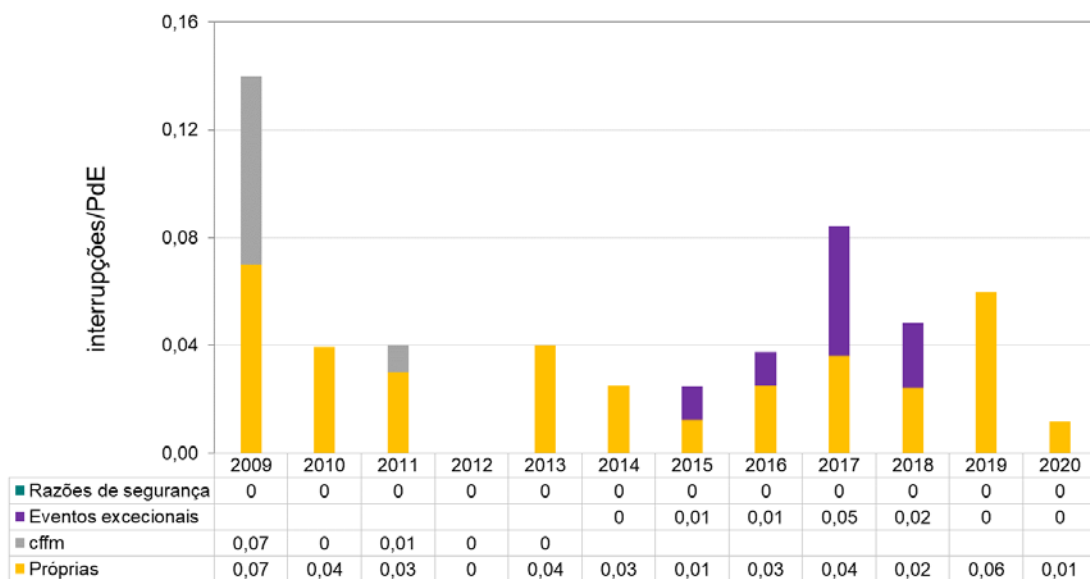


Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

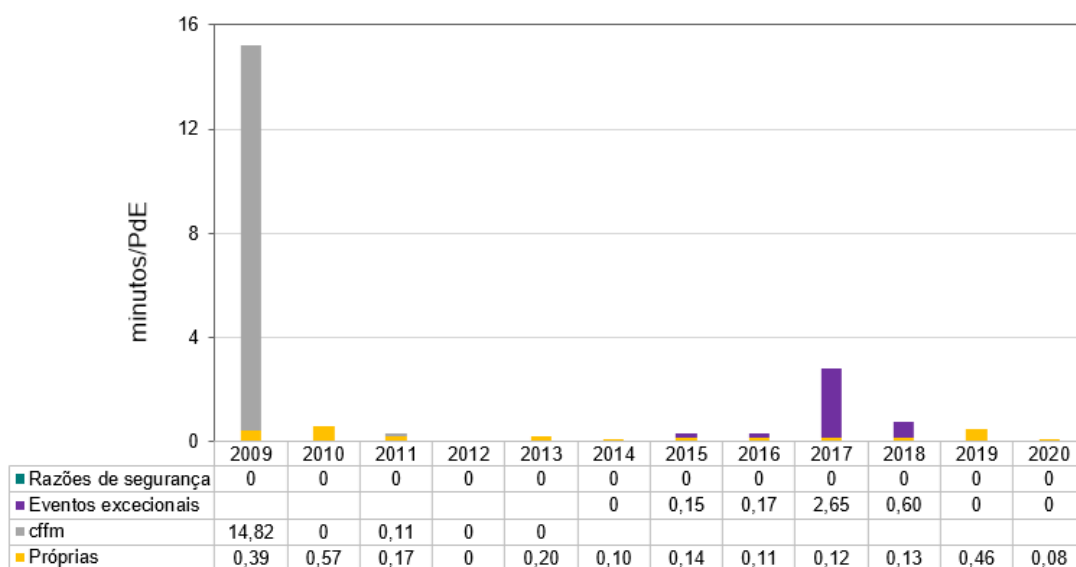


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

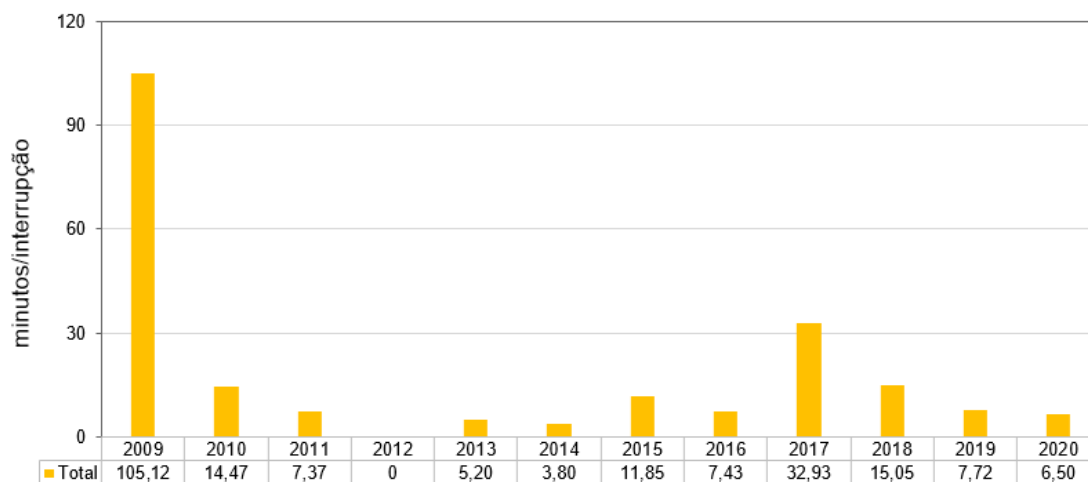
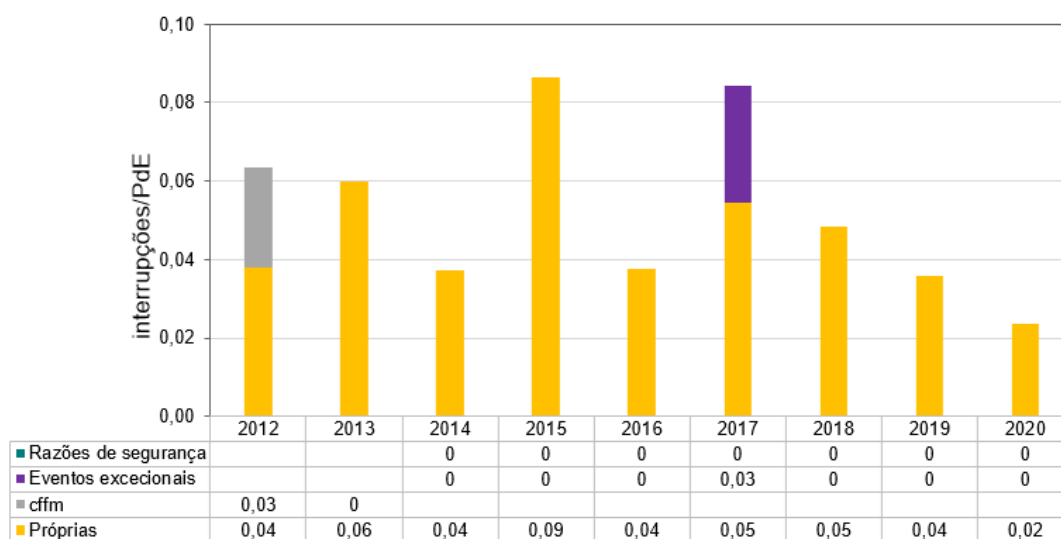


Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que 2020 apresentou valores inferiores quando comparado com o registado nos últimos anos para os todos os indicadores de continuidade de serviço 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.

No Quadro 3-4 apresentam-se os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2020, desagregados de acordo com o tipo de interrupção (previstas e acidentais).

Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT

Indicador geral	Previstas	Acidentais	
		Não excepcionais	Eventos Excepcionais
ENF₁ (MWh)	0	2,80	0
TIE (minutos)	0	0,03	0
SAIFI (interrupções/PdE)	0,01	0,01	0
SAIDI (minutos/PdE)	24,26	0,08	0
SARI (minutos/interrupção)	2062	6,50	0
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0,02	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. No Quadro 3-5 apresenta-se essa informação relativa ao ano de 2020 com desagregação por nível de tensão.

Quadro 3-5 – Defeitos por 100 km de linha na RNT

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	1,80	1,2
220 kV	0,60	
400 kV	1,50	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2020 está em linha com o verificado no ano anterior. No entanto, ocorreu uma redução nos 220 kV, devido ao menor impacto das descargas atmosféricas neste nível de tensão, e um aumento mais significativo nos 400 kV, em virtude do aumento de incidentes devido a cegonhas.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2020, 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 2020, a ERSE não recebeu do operador da RNT nenhum pedido de classificação de incidente como evento excepcional.

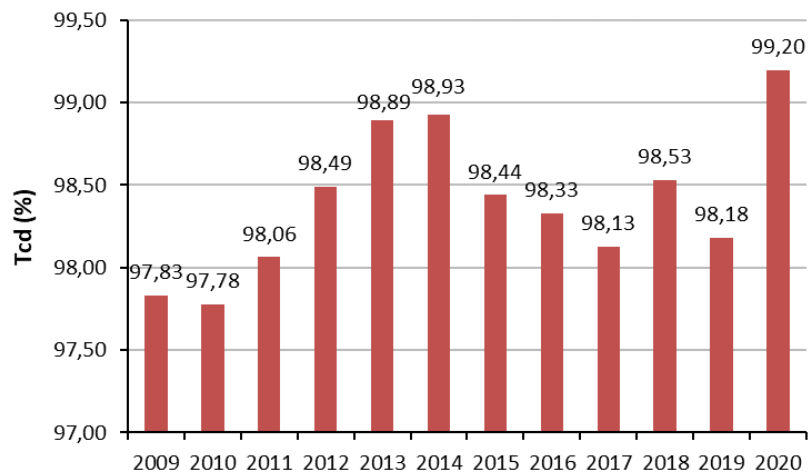
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

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 2020, tendo nesse ano atingido o valor de 99,20%. Contrariamente ao verificado no último ano, verifica-se um aumento da disponibilidade dos elementos da RNT.

Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT



3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2020 ocorreram na RNT duas interrupções de fornecimento longas (uma interrupção acidental e uma interrupção prevista) e duas interrupções de fornecimento breves.

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 2020 apresentou valores inferiores ao registado nos últimos anos para todos os indicadores de continuidade de serviço da RNT.

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 e Horta,
- zona B: Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000,
- zona C: Os restantes locais.

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 2020 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 percecionada pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores gerais, que se apresentam no Quadro 3-6, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

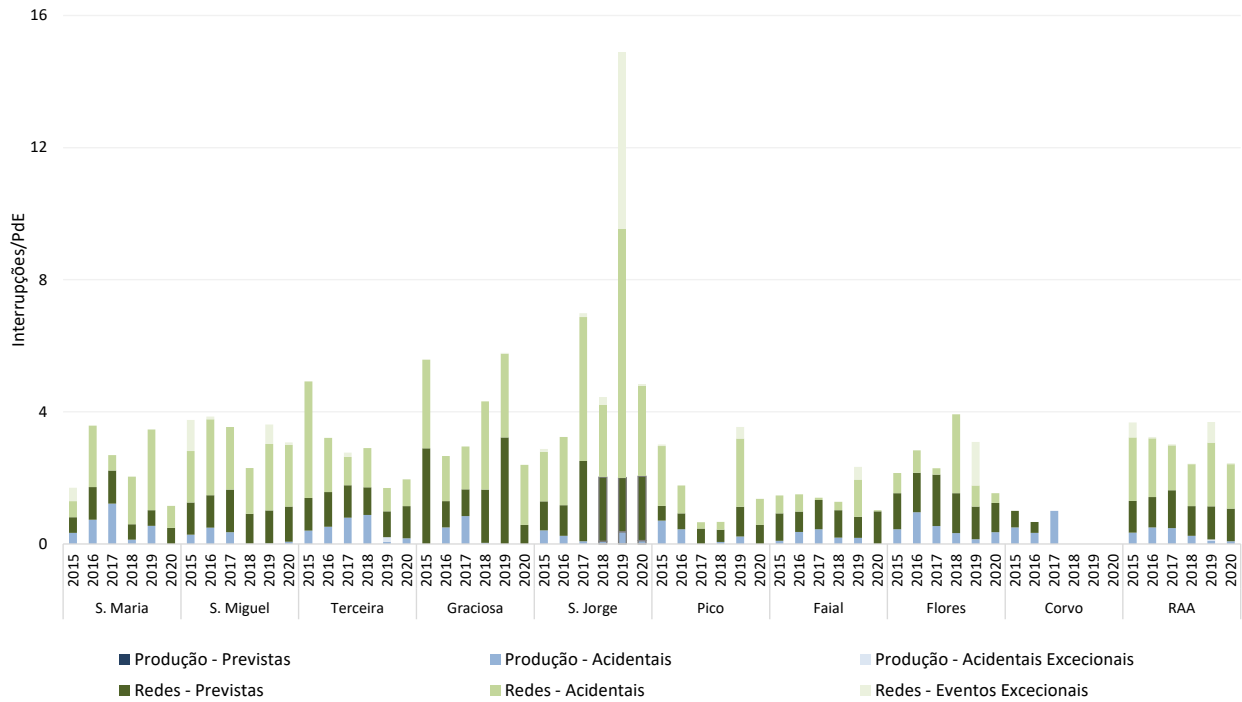
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2020

Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	33,55	75,15	8,11	116,81
TIEPI (min)	22,97	50,80	5,65	79,42
SAIFI MT (int./PdE)	0,66	3,87	0,15	4,68
SAIDI MT (min/PdE)	36,90	64,95	5,57	107,42
MAIFI MT (int./PdE)	0,99	1,42	0,04	2,45
SAIFI BT (int./cliente)	0,72	5,12	0,20	6,04
SAIDI BT (min/cliente)	30,83	85,12	8,40	124,35

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 43% 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 15% 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 2015-2020, 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 2020 verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 55% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 40% para as interrupções acidentais. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção da ilha Terceira, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de redução do número de interrupções com duração inferior a três minutos. Refira-se que a ilha Terceira apresentou uma degradação do indicador MAIFI MT devido especialmente à ocorrência de interrupções com origem nas redes.

Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA

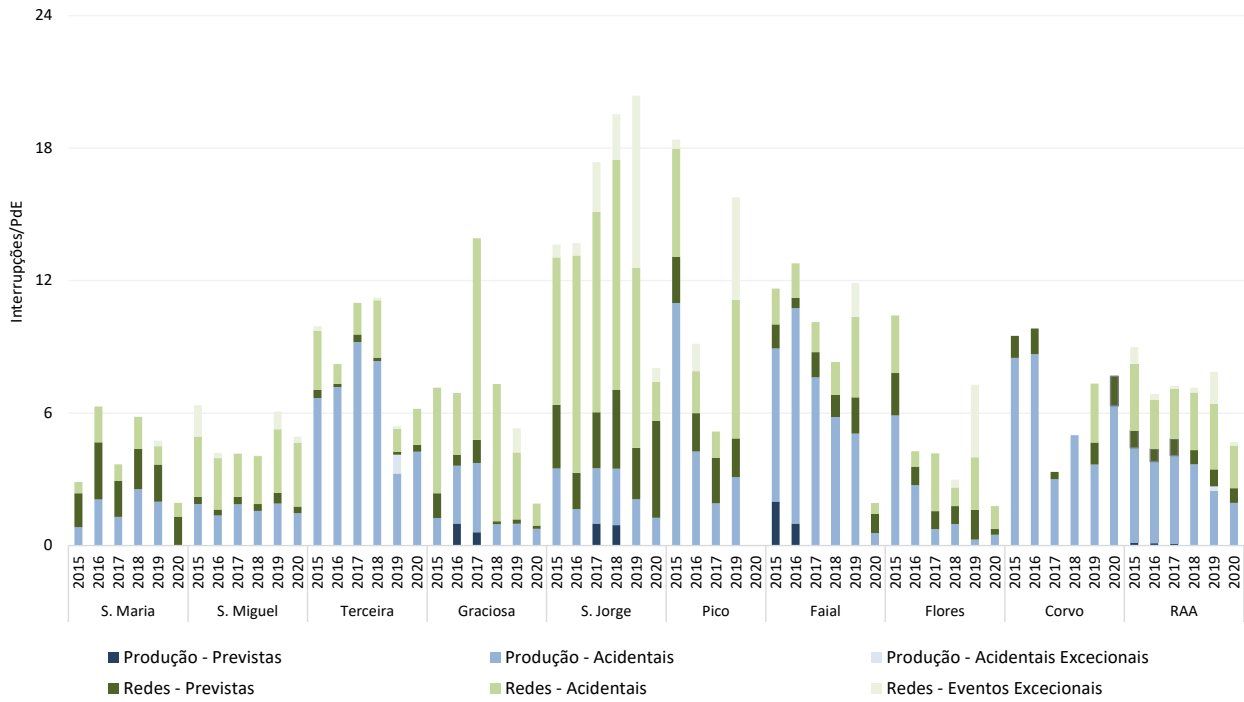
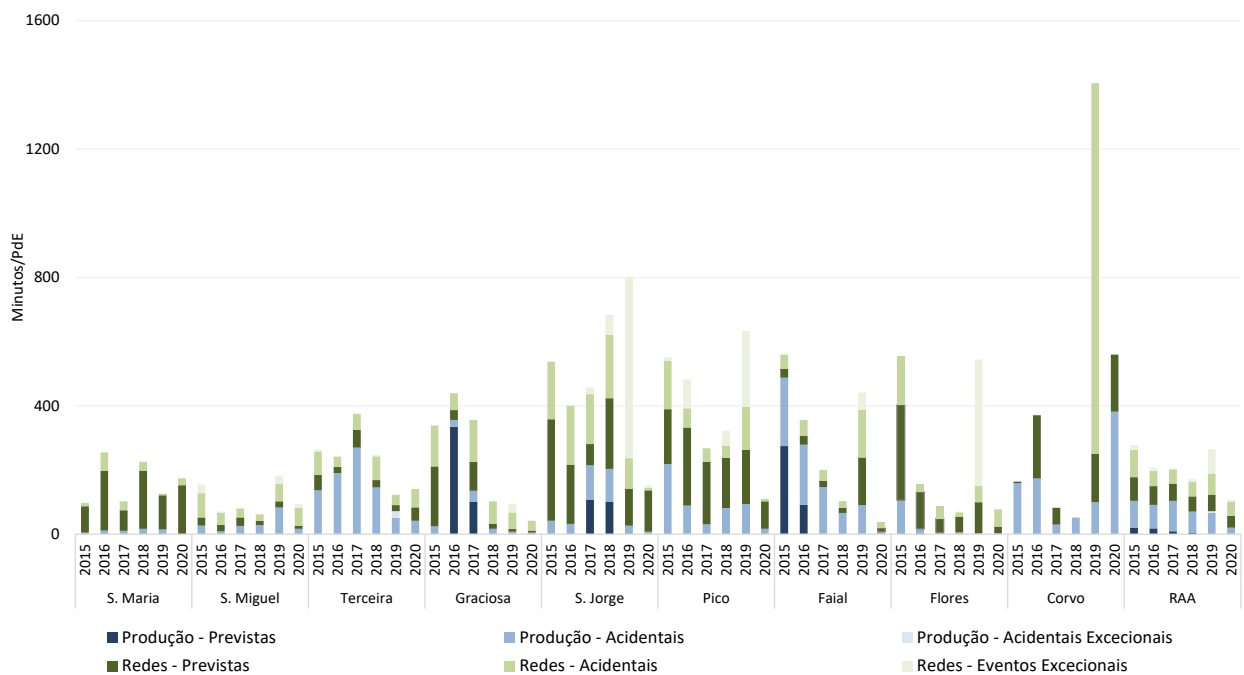


Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA



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 2019. Refira-se que a ilha Terceira apresentou uma degradação do indicador SAIDI MT devido especialmente à ocorrência de interrupções com origem nas redes.

Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA

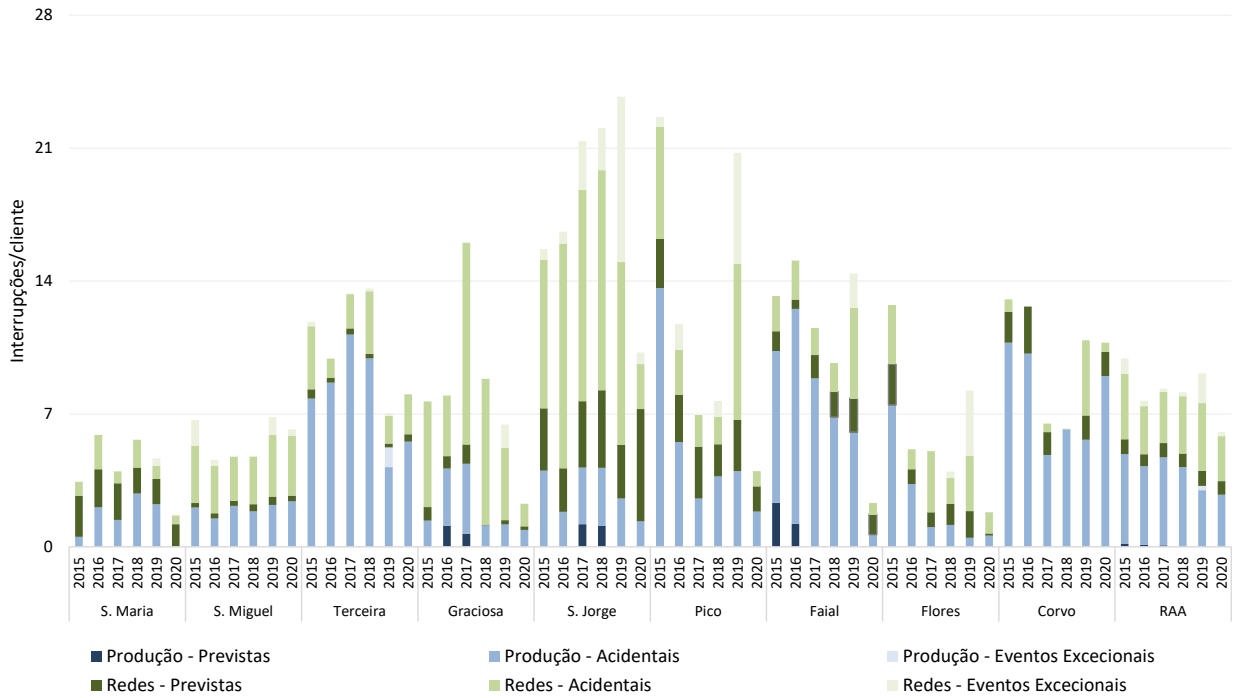
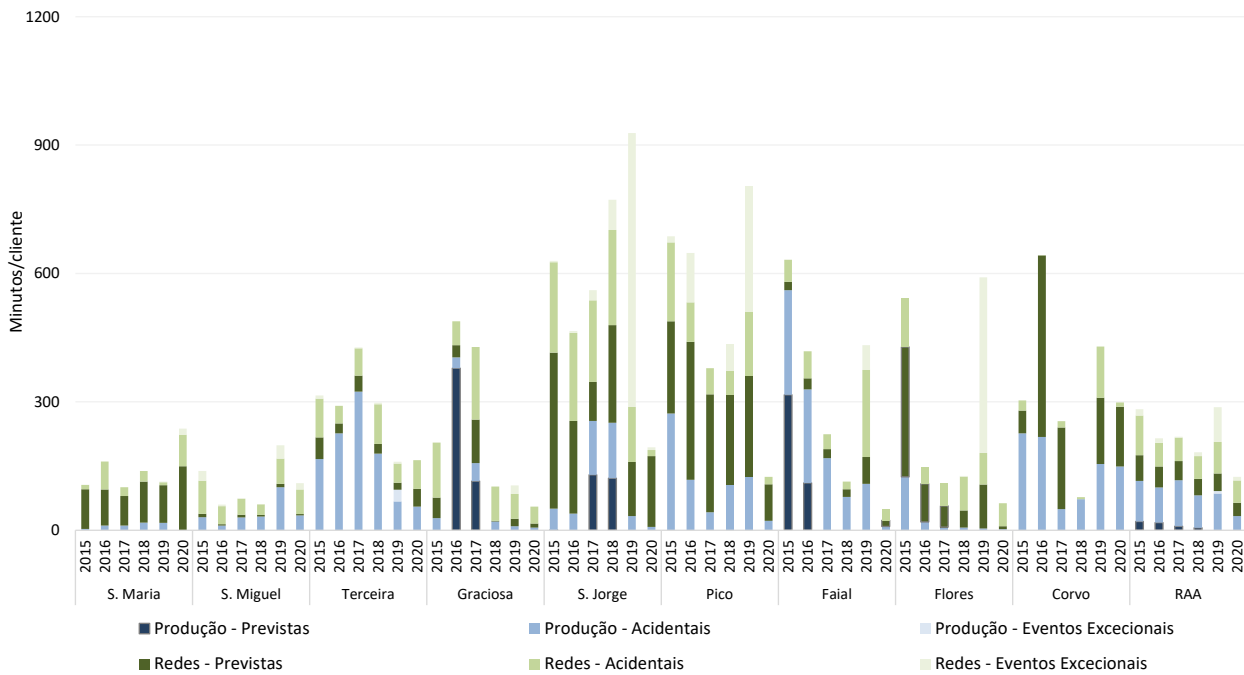


Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA



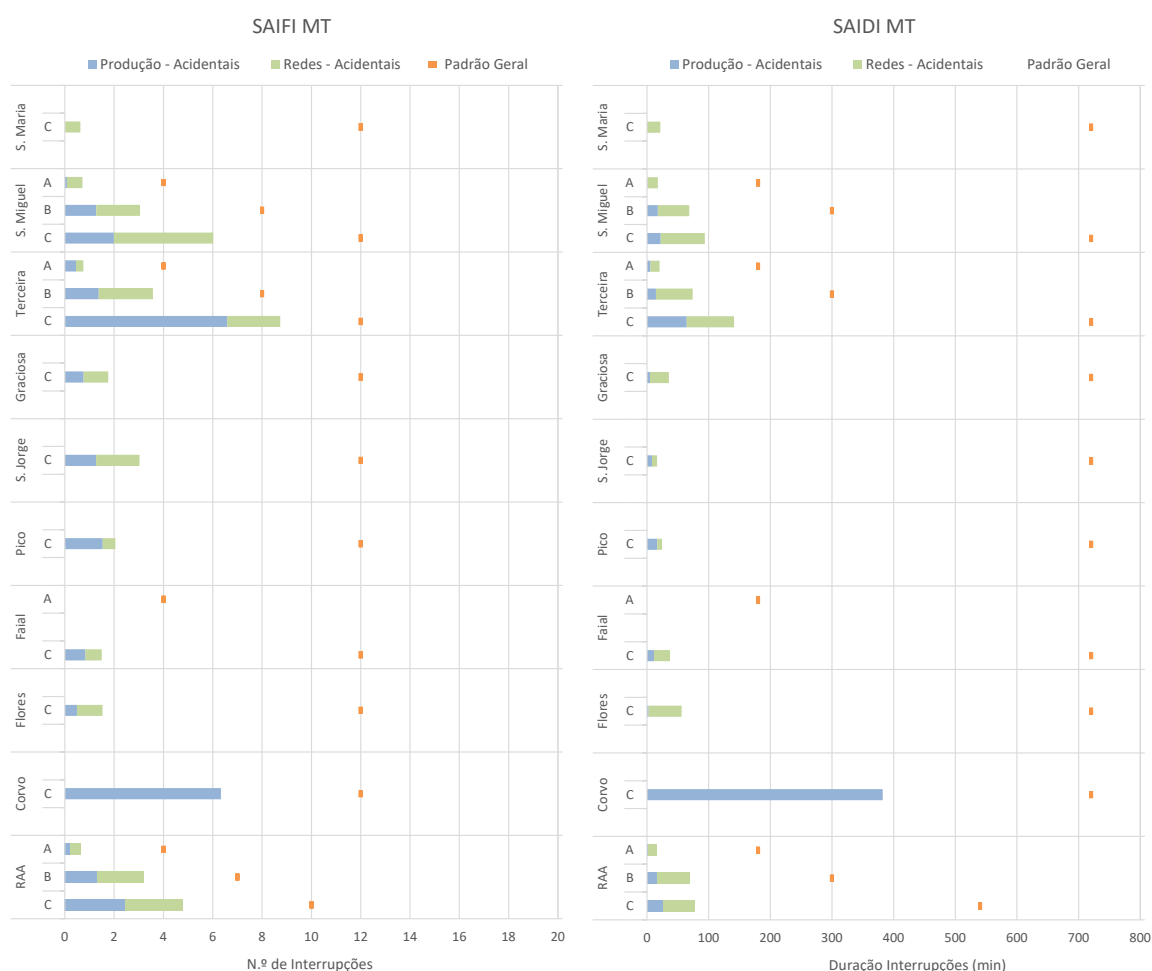
Em 2020, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são inferiores quando comparado com o ano anterior.

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.

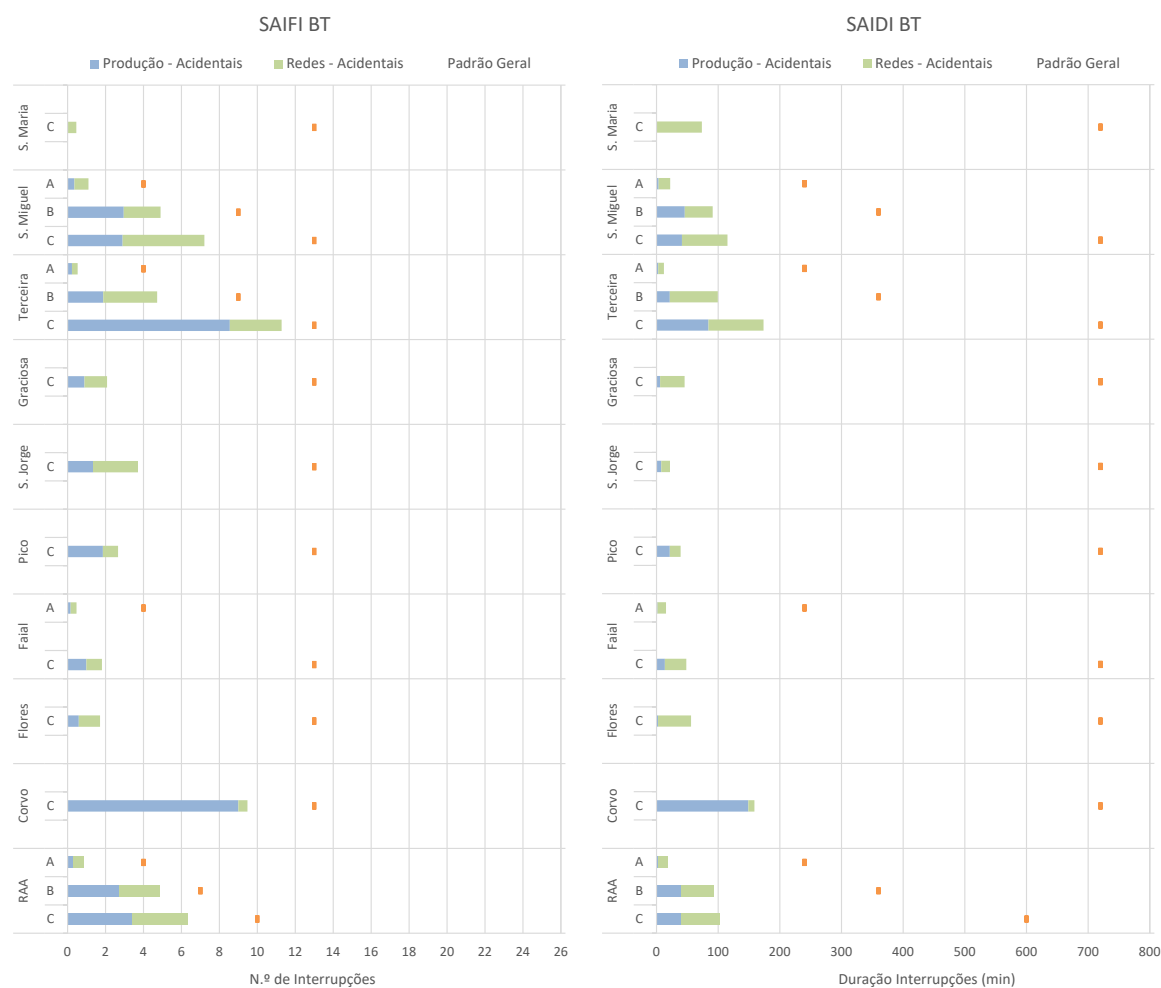
Na Figura 3-14 e na Figura 3-15 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2020



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 2020



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 2020, a ERSE aprovou a classificação de cinco eventos excepcionais ocorridos nas redes da EDA. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DREn da RAA, de acordo com as suas competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram vento de intensidade excepcional (1), intervenções à superfície ou no subsolo (1), descarga atmosférica direta (1), deslizamento de terras (1) e sabotagem (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.

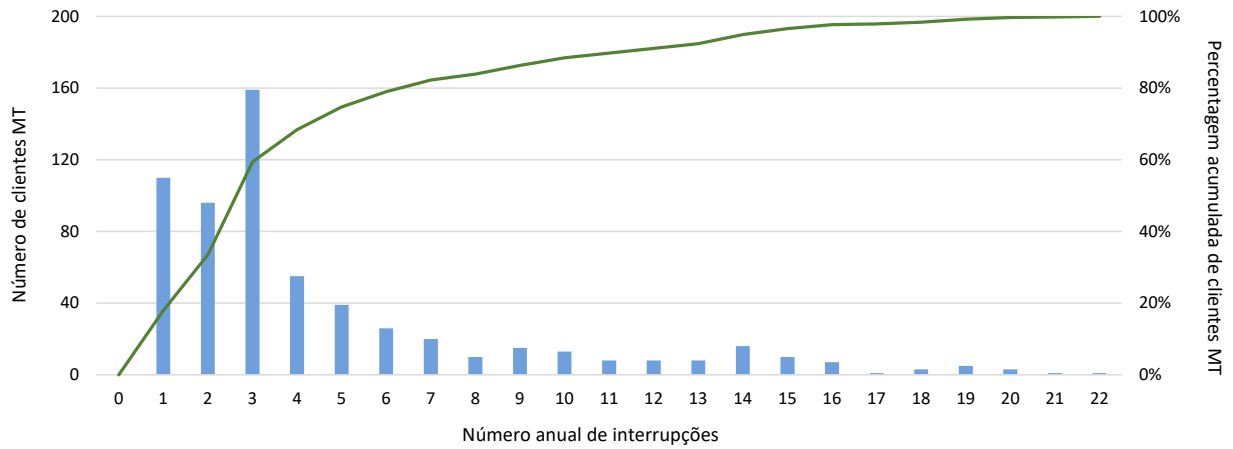
No decorrer de 2020 verificou-se a ocorrência de três incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA: um incidente na ilha de São Miguel e dois incidentes na ilha do Corvo.

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.

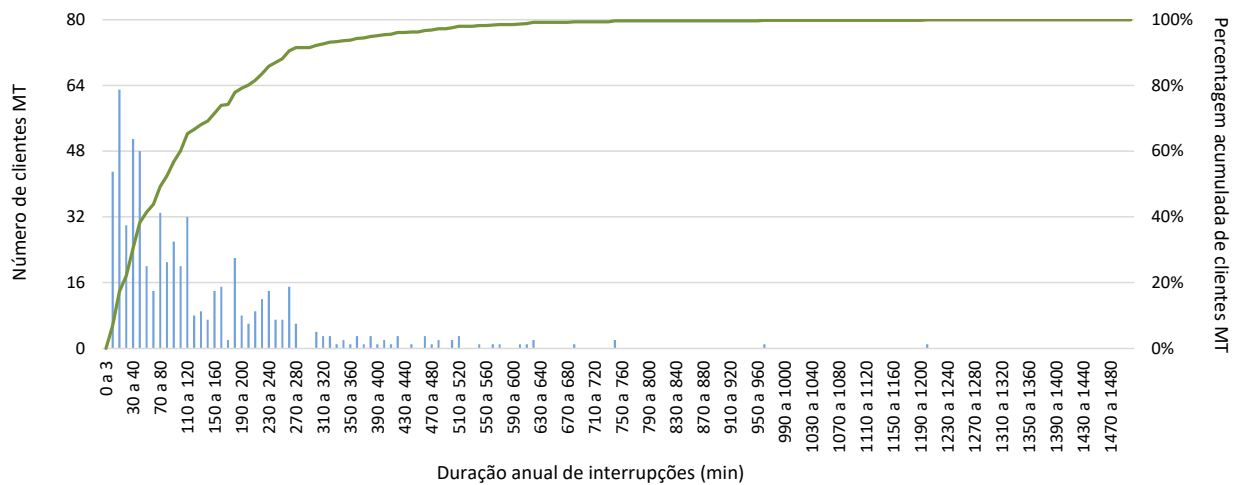
A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA



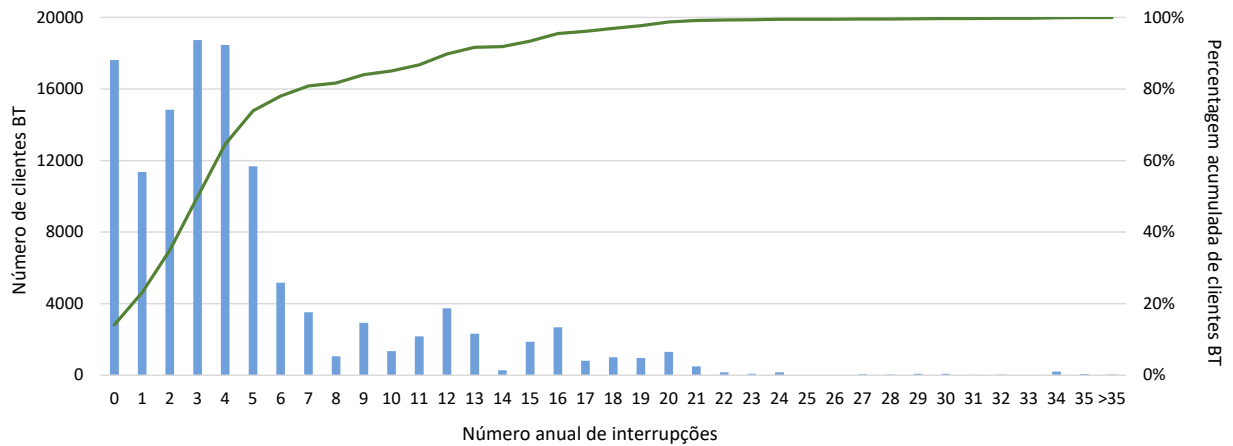
A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA



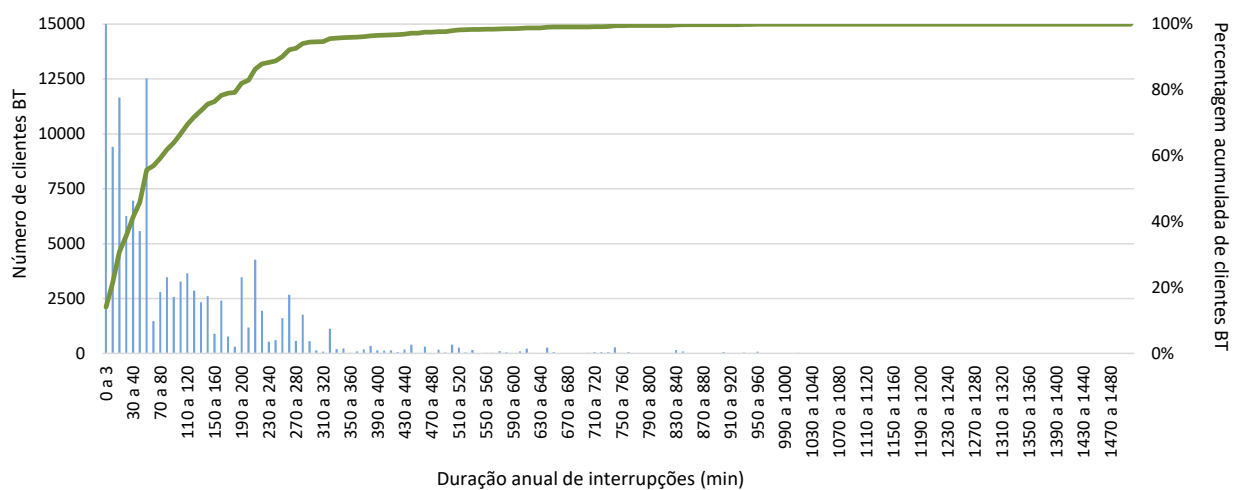
A Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA



A Figura 3-19 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2020, 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



A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram cinco 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 43,83 euros (em 2019 este valor foi de 3 832,82 euros).

As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 60% do montante pago aos clientes. A ilha Terceira representa a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 60% do montante total, com incidência na zona A de qualidade de serviço.

O Quadro 3-7 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 2020.

Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA

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	São Miguel	A					1		1
	Terceira	A			2		1		3
	Pico	C					1		1
	Total		0	0	2		3		5
Montante (euros)	São Miguel	A					10,29		10,29
	Terceira	A			21,67		8,63		30,30
	Pico	C					3,24		3,24
	Total		0	0	21,67		22,16		43,83

3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2020, registou-se uma melhoria significativa dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA. Num horizonte de cinco anos, regista-se o melhor comportamento global para todos os indicadores.

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 cinco incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes, quer ao número, quer à duração das interrupções, correspondendo exclusivamente a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 43,83 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: Localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional,
- zona B: Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C,
- zona C: Os restantes locais.

A identificação das zonas de qualidade de serviço encontra-se publicada no Despacho n.º 18/2005/M, de 16 de fevereiro, publicado no Jornal Oficial da Região Autónoma da Madeira, II série, número 33.

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 2020, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

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

3.3.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam no Quadro 3-8, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

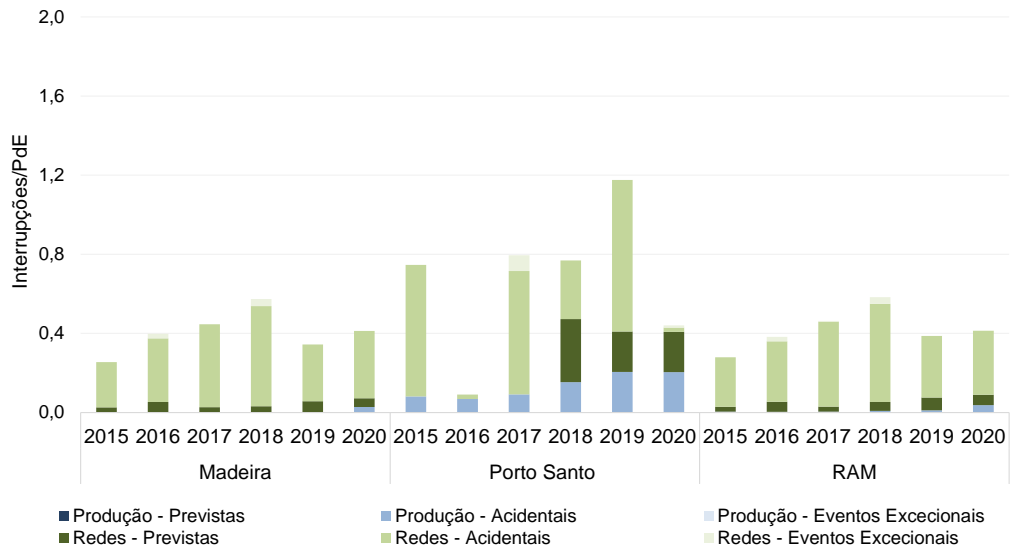
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2020

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	23,59	49,34	0,69	73,63
TIEPI (min)	14,60	30,74	0,52	45,86
SAIFI MT (int./PdE)	0,21	1,64	0,02	1,87
SAIDI MT (min/PdE)	15,88	36,84	1,70	54,43
MAIFI MT (int./PdE)	0,05	0,36	0	0,41
SAIFI BT (int./cliente)	0,21	1,36	0,01	1,59
SAIDI BT (min/cliente)	18,62	34,24	0,57	53,43

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, excluindo os eventos excepcionais, aumentou comparativamente aos resultados atingidos no ano anterior.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2015-2020 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

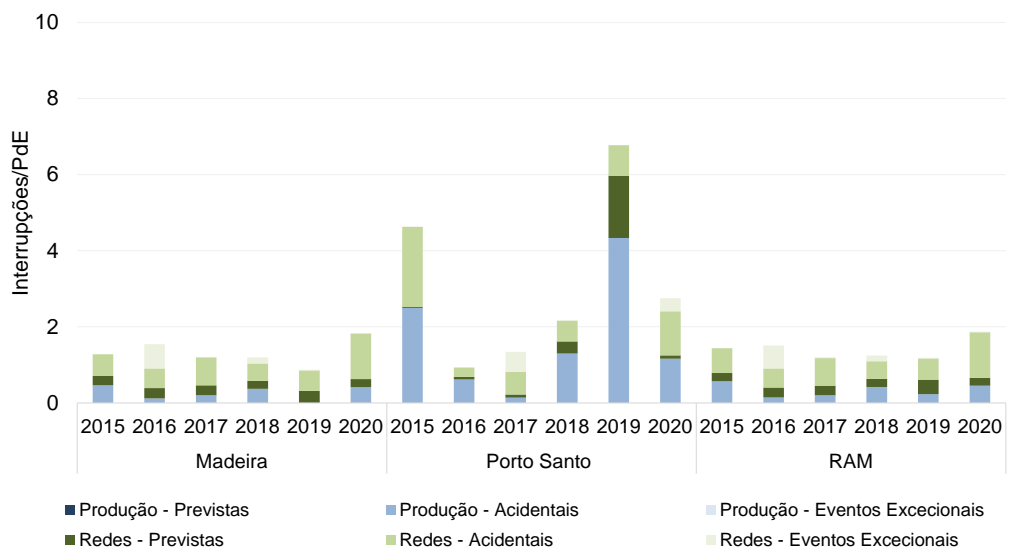
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM



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

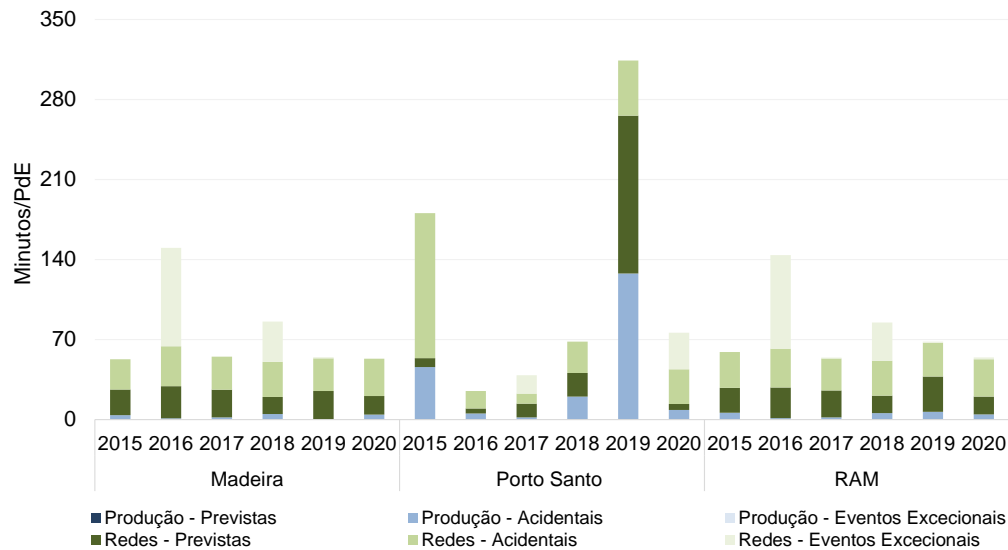
Seguidamente, na Figura 3-21 e na Figura 3-22 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2015-2020. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais.

Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a ilha da Madeira apresenta um valor inferior ao da ilha de Porto Santo. Verifica-se ainda que na RAM o valor do indicador em 2020 sofreu um agravamento do valor relativamente ao verificado no ano anterior, devido a uma maior prevalência das interrupções acidentais.

Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM



No que respeita ao indicador SAIDI MT da RAM, há uma melhoria do indicador motivada pela baixa ocorrência de interrupções previstas com origem nas redes e de interrupções acidentais com origem na produção.

No que respeita à ilha do Porto Santo, verificou-se uma melhoria dos indicadores de continuidade de serviço motivada pela redução das interrupções previstas e acidentais, face a 2019.

Relativamente ao indicador SAIDI MT da Madeira, verificou-se que o ano de 2020 apresentou valores em linha com o registado no último ano.

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 2015-2020.

Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM

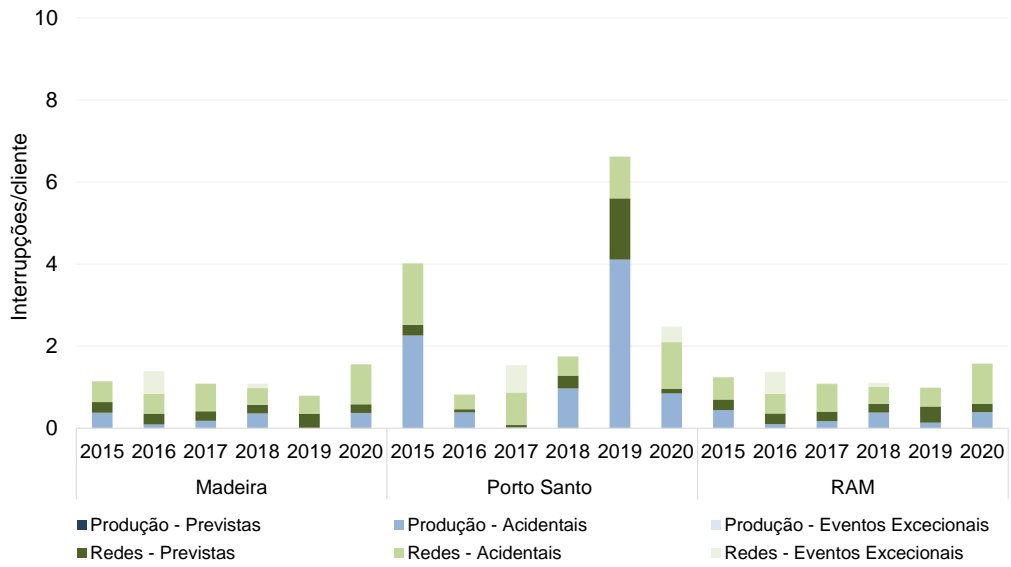
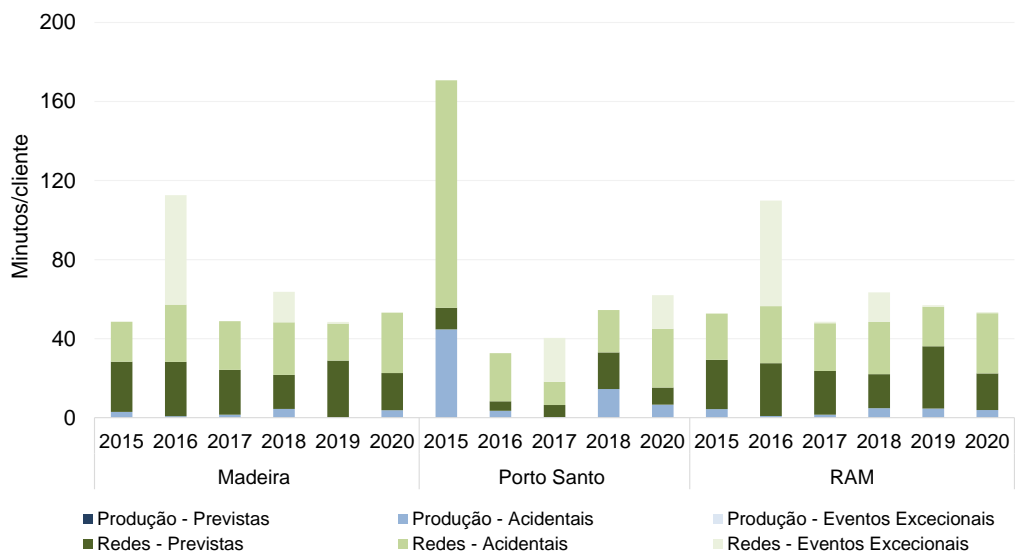


Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM



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 excecionais.

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 2020

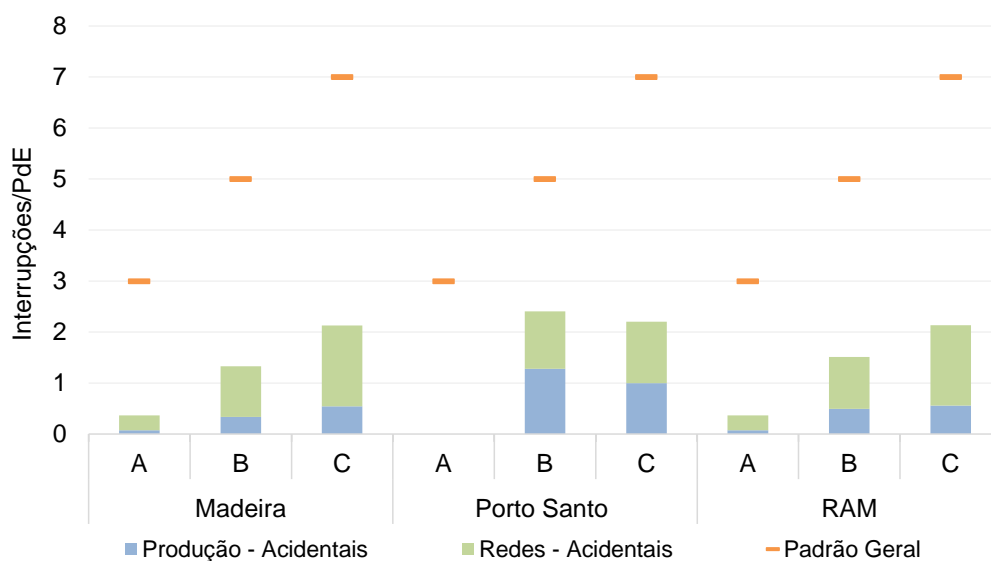
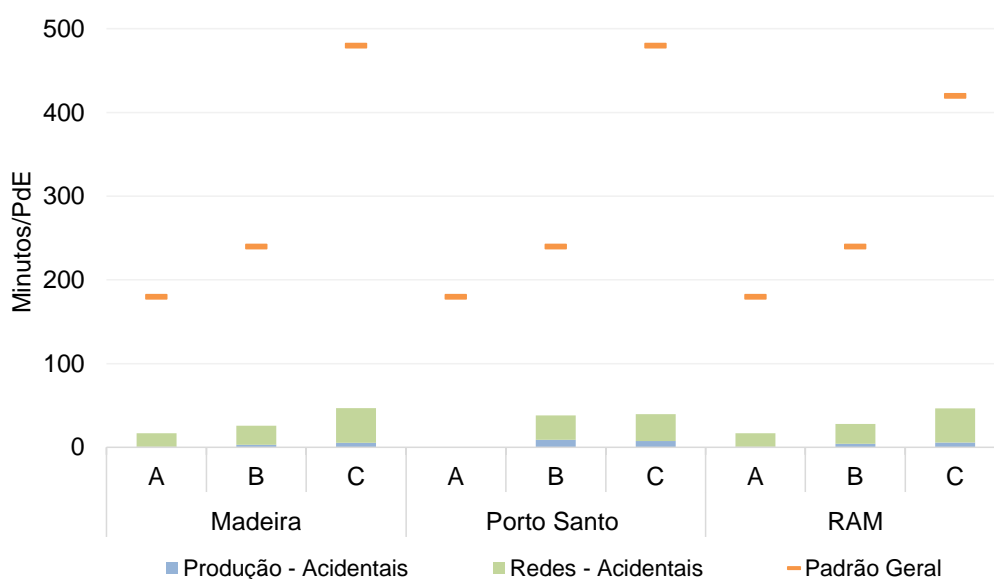


Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2020



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 2020

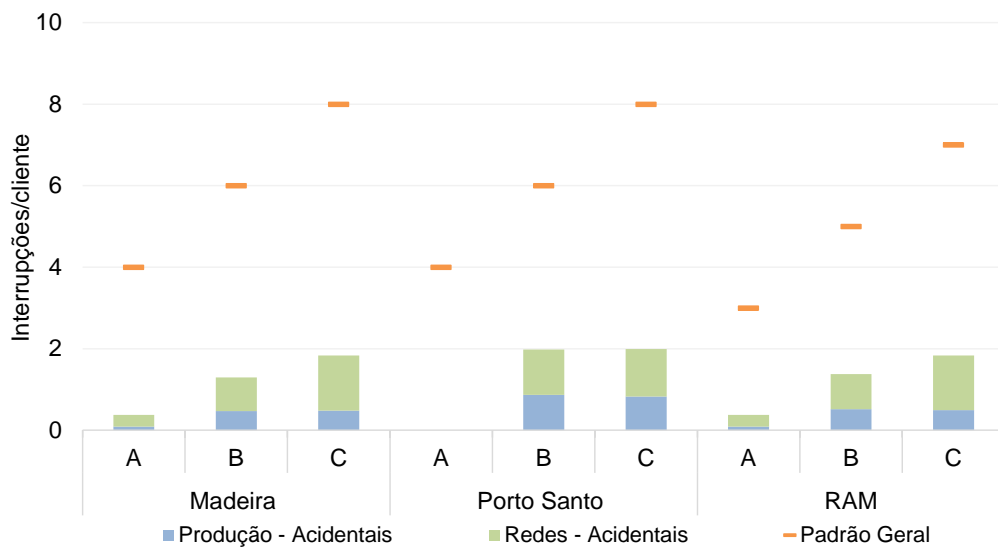


Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2020



3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2020 foram aprovados dois pedidos de classificação como eventos excepcionais ocorridos nas redes da EEM. Os eventos excecionados aprovados tiveram como causas escavações (1) e malfeitoria (vandalismo) (1).

O impacto dos eventos excepcionais para os valores totais dos indicadores gerais de continuidade de serviço é apresentado no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Eventos excepcionais na RAM

Indicador geral	Total Ano 2020
END (MWh)	0,69
TIEPI (min)	0,52
SAIFI MT (int./PdE)	0,02
SAIDI MT (min/PdE)	1,70
MAIFI MT (int./PdE)	0
SAIFI BT (int./cliente)	0,01
SAIDI BT (min/cliente)	0,57

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 2020 foi reportado à ERSE a ocorrência de um incidente de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.

Evento de 9 de julho de 2020

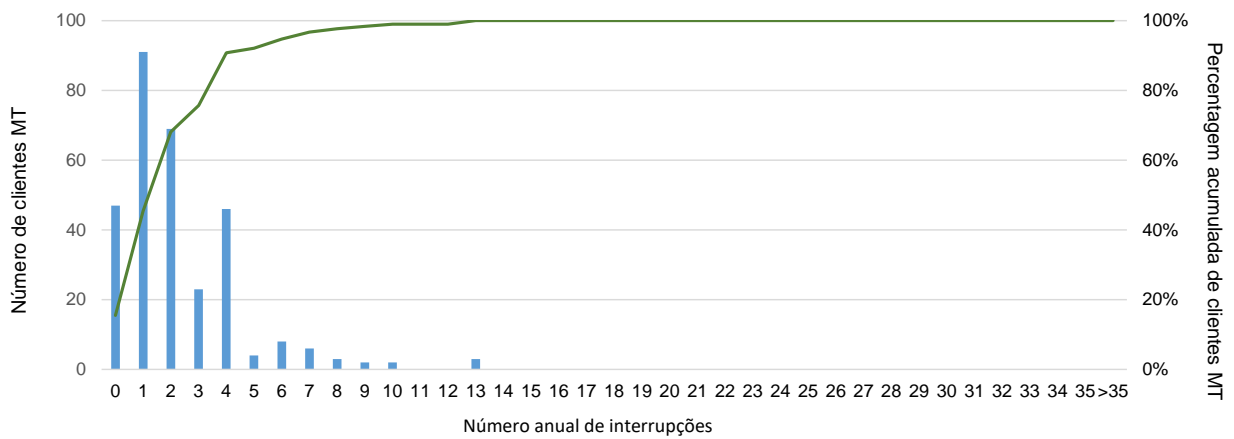
Em 9 de julho de 2020, na ilha do Porto Santo, ocorreu um evento de grande impacto devido a uma interrupção causada por disparo da Central de Baterias na sequência de ensaios de curto-circuito na rede, que funcionava em modo ilha, sem grupos térmicos da Central Térmica do Porto Santo na rede, provocando o corte geral na ilha. A interrupção afetou 4687 clientes, originado uma END de 1,30 MWh, um SAIDI MT de 18,52 minutos e um SAIFI MT de 1,0 interrupções.

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.

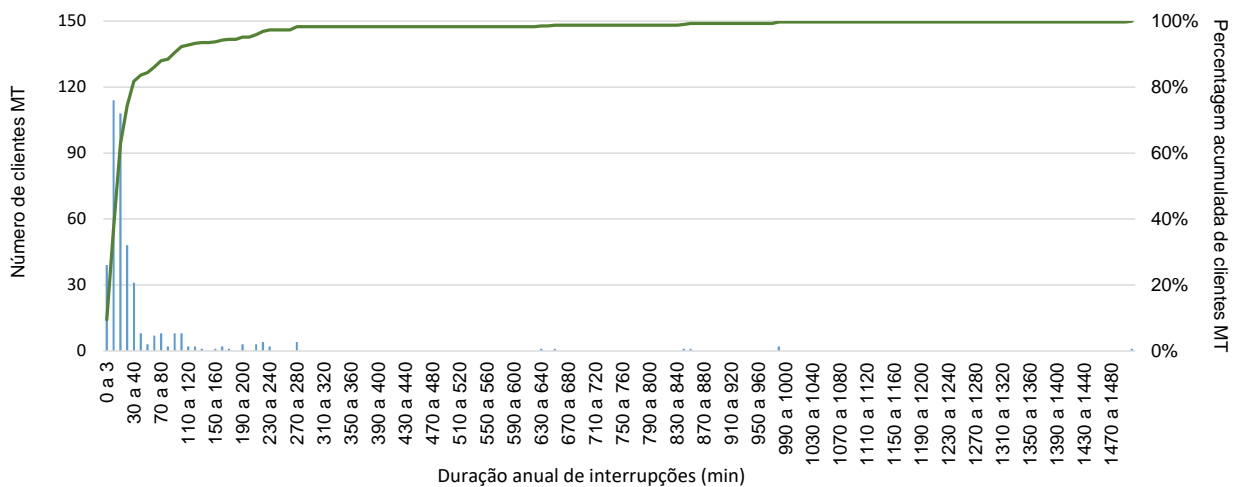
A Figura 3-29 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM



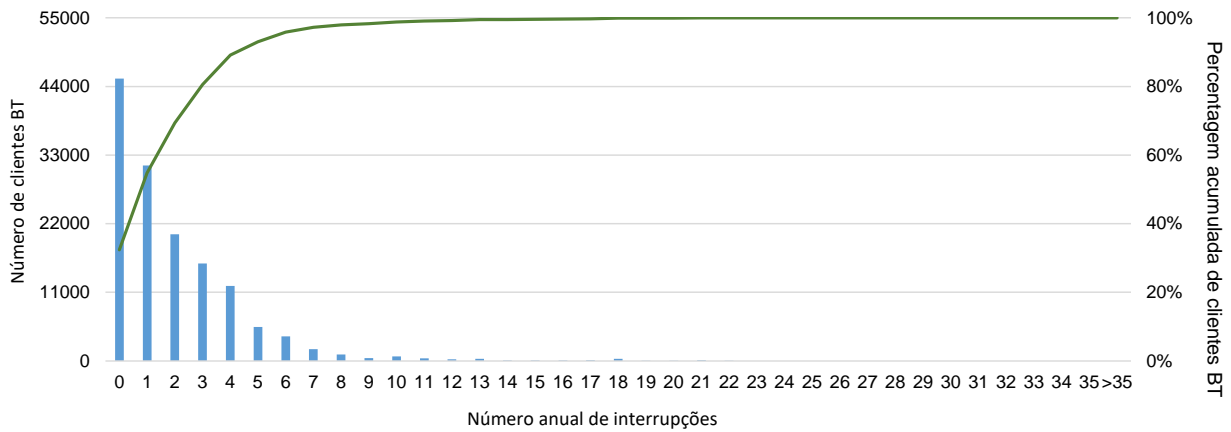
A Figura 3-30 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM



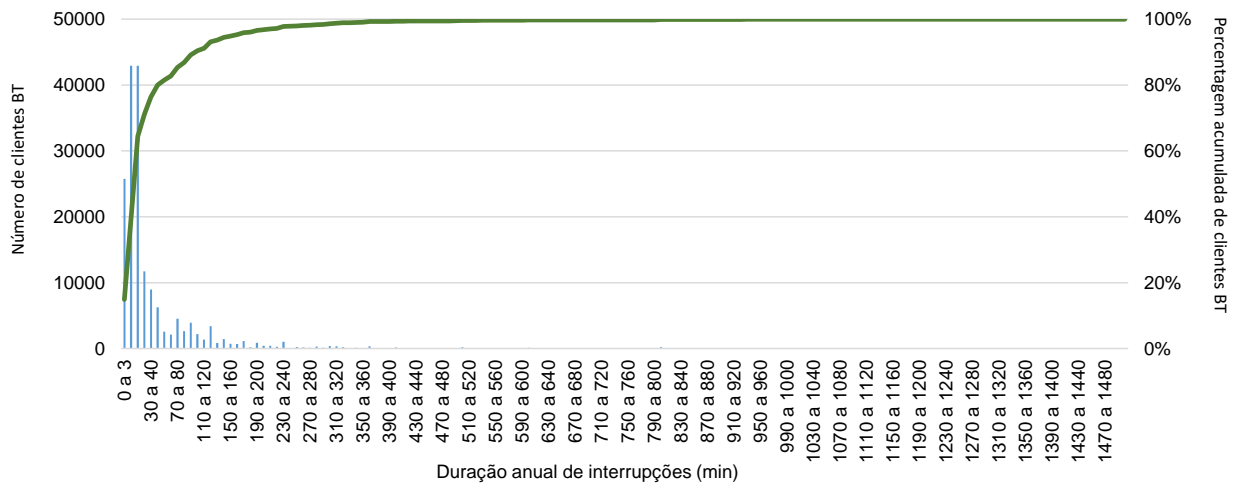
A Figura 3-31/Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2020, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM



A Figura 3-32/Figura 3-19 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2020, 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



O Quadro 3-10 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2020, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 3-10 – Compensações na RAM

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		2			17		19
		B					45		45
		C		1			59		60
	Porto Santo	B							
	Total		0	3	0	0	121	0	124
Montante (euros)	Madeira	A		786,02			141,84		927,86
		B					48,40		48,40
		C		392,61			857,22		1 249,83
	Porto Santo	B							
	Total		0	1 178,63	0	0	1 047,46	0	2 226,09

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 2 226,09 euros, valor superior ao ano anterior (em 2019 este valor foi de 2 009,65 euros). Adicionalmente, foi registado um incumprimento que, pelo facto de o montante ser inferior a 0,50 euros, foi devolvido à tarifa de acesso às redes sendo o montante total de 5,46 euros.

3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2020, registou-se uma degradação 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. As interrupções com origem na rede de distribuição voltam a ser as maiores responsáveis pela maioria dos valores obtidos em 2020. Verifica-se uma maior prevalência das interrupções acidentais, contabilizando as interrupções previstas cerca de um terço das interrupções totais. Na ilha do Porto Santo registou-se uma melhoria da continuidade de serviço, em todos os indicadores de continuidade de serviço, regressando aos valores habituais para aquela ilha. Verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.

À semelhança do ano 2019, apenas se verificaram incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 2 226,09 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 3-11.

Quadro 3-11 – 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 excecionais.

A caracterização da continuidade de serviço percebida 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 2020 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percebida pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.4.1 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 2020, que se apresentam no Quadro 3-12, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2020

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
SAIFI AT (int./PdE)	0,01	0,10	0	0,11
SAIDI AT (min/PdE)	0,78	6,64	0	7,42
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,38	0,01	0,39
END (MWh)	1,17	3541,14	605,00	4147,31
TIEPI (min)	0,02	51,10	8,45	59,57
SAIFI MT (int./PdE)	0,0	1,75	0,23	1,98
SAIDI MT (min/PdE)	0,04	72,64	18,16	90,84
MAIFI MT (int./PdE)	0,01	9,32	0,43	9,76
SAIFI BT (int./cliente)	0,0	1,56	0,16	1,72
SAIDI BT (min/cliente)	0,50	73,16	13,14	86,80

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 significativamente 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 2014².

Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção

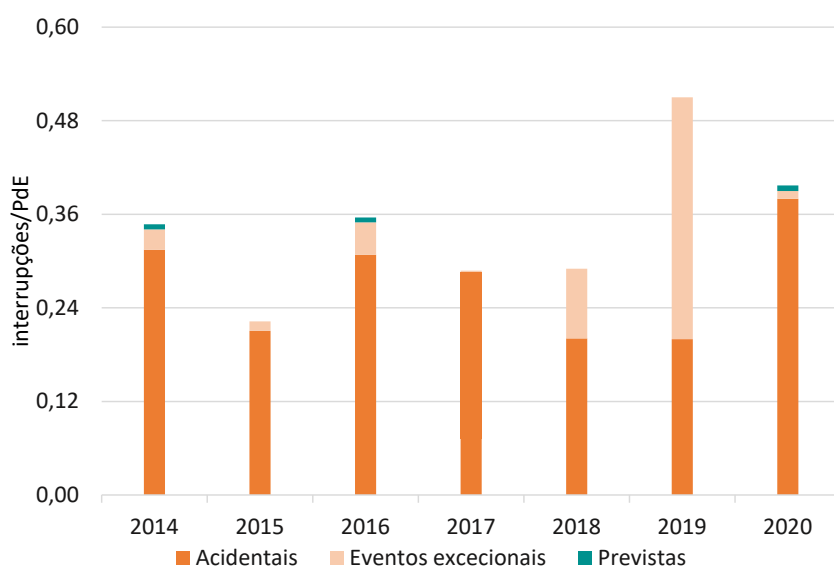
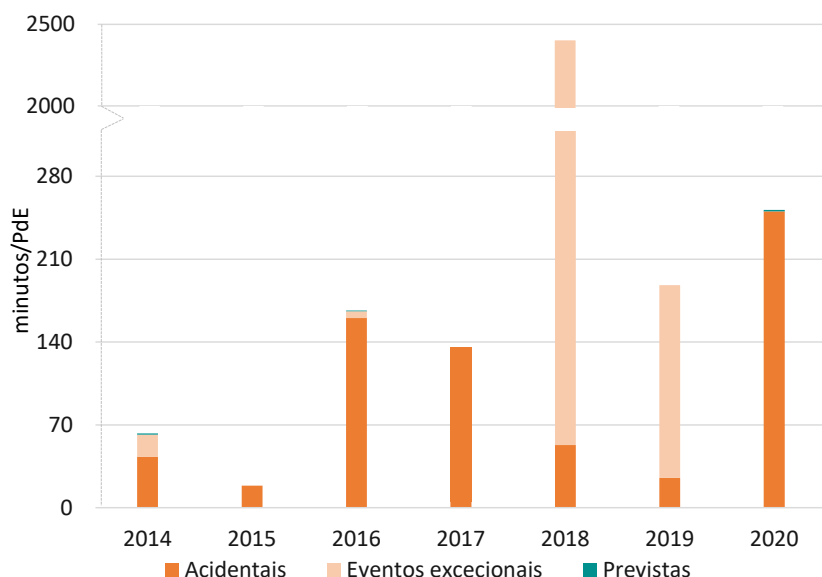


Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



² 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 3-36 – Evolução do SAIFI AT

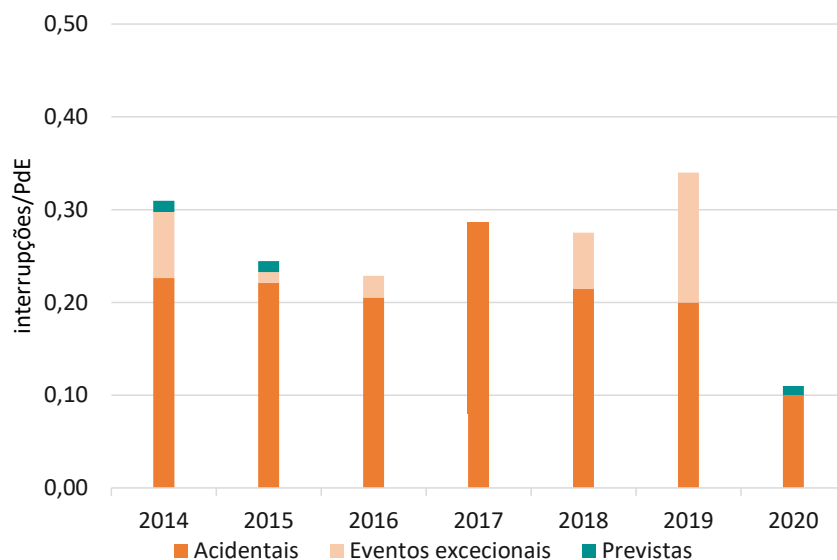


Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT

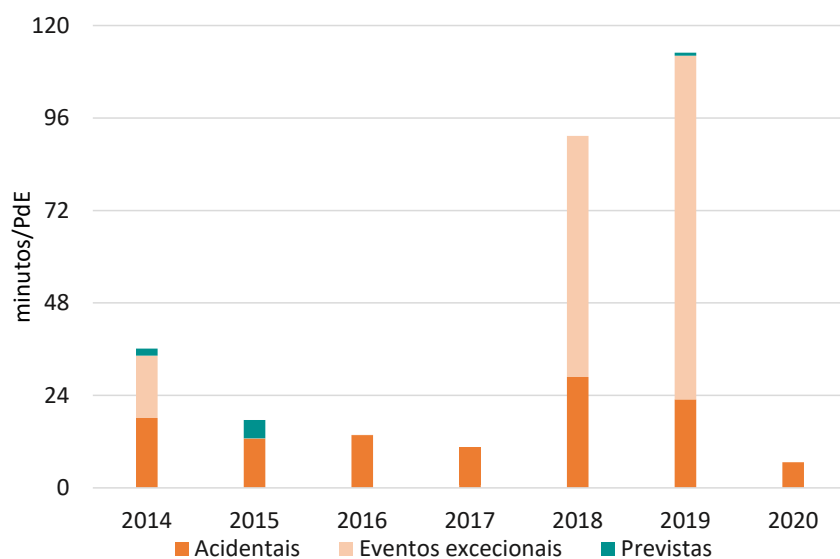
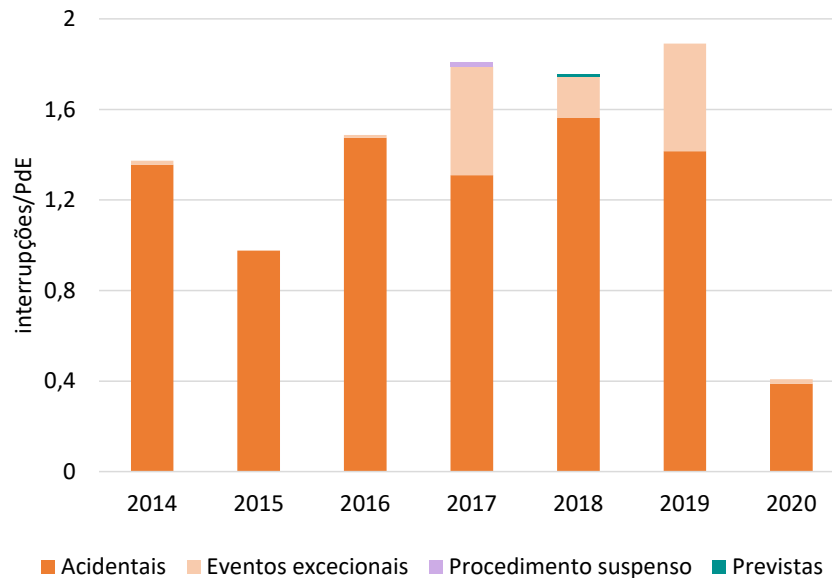


Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT



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 0,11 interrupções, SAIDI AT de 7,42 minutos e MAIFI AT de 0,38, considerando apenas o universo de instalações de consumo e excluindo o impacto de eventos excepcionais.

Em 2020, verificou-se uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede AT, com impacto no universo de instalações de consumo, devido à redução das interrupções acidentais, destacando-se o contributo marginal dos eventos excepcionais.

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

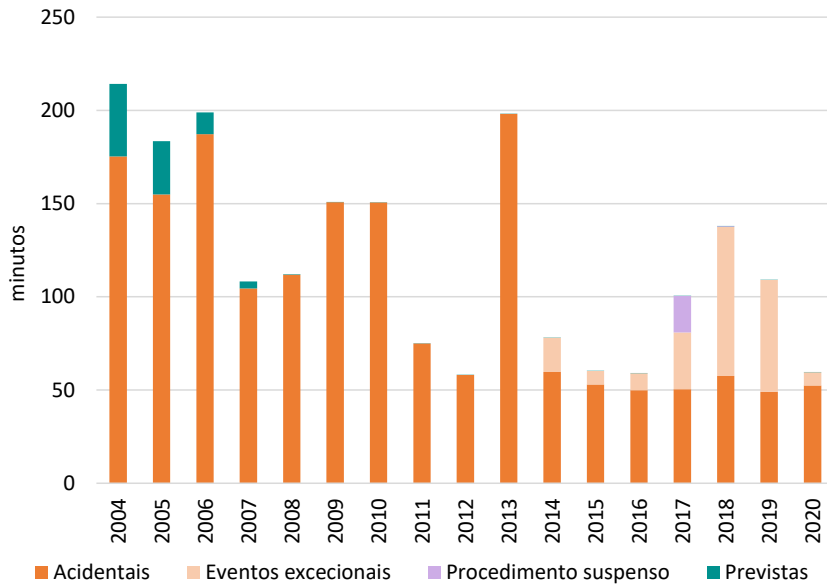


Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT

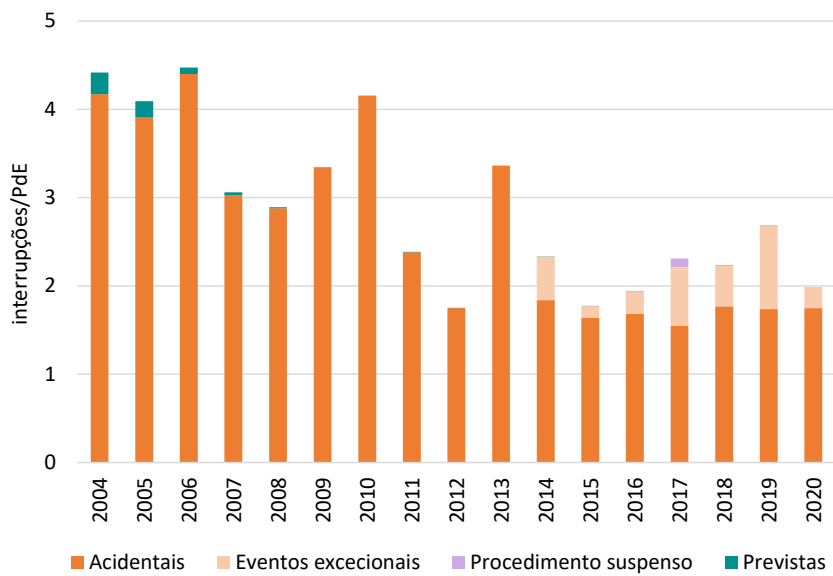


Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT

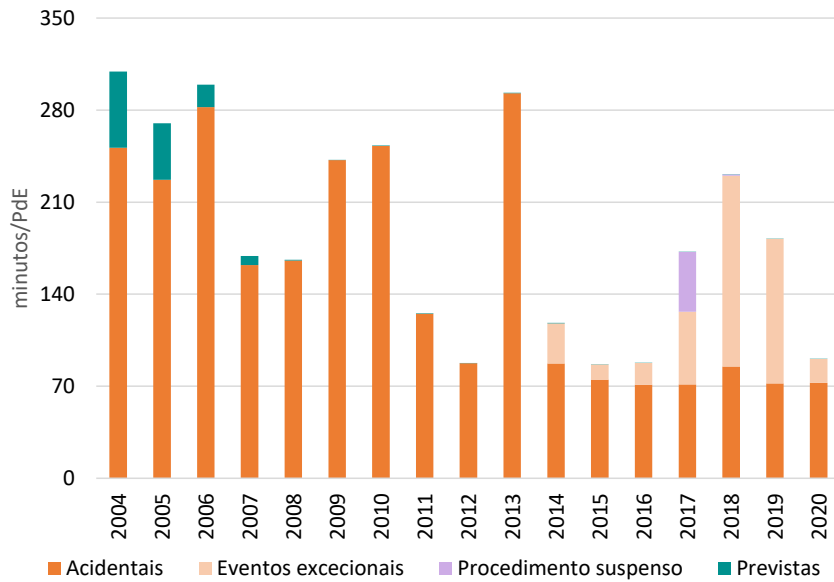


Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT

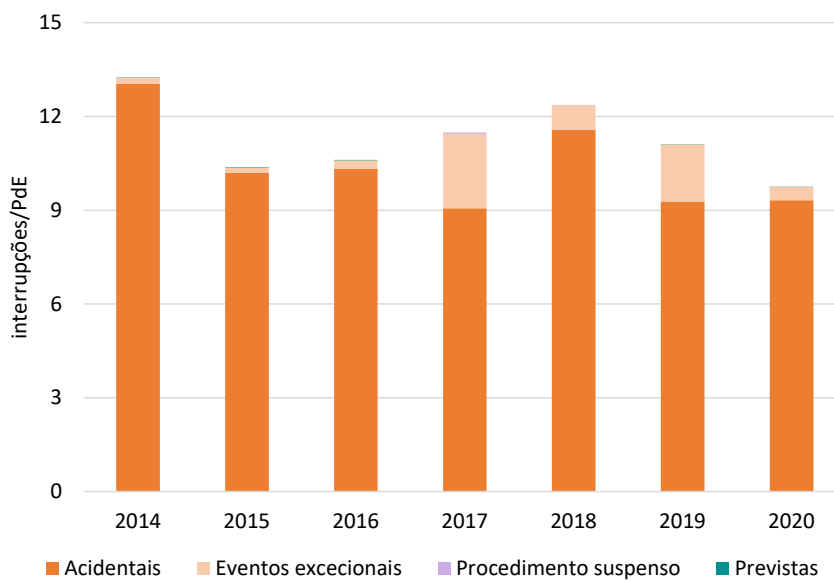


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT

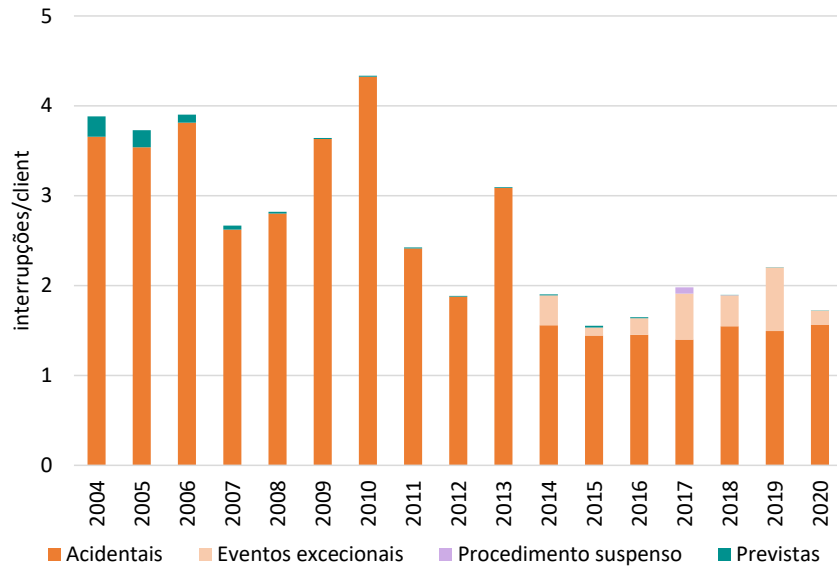
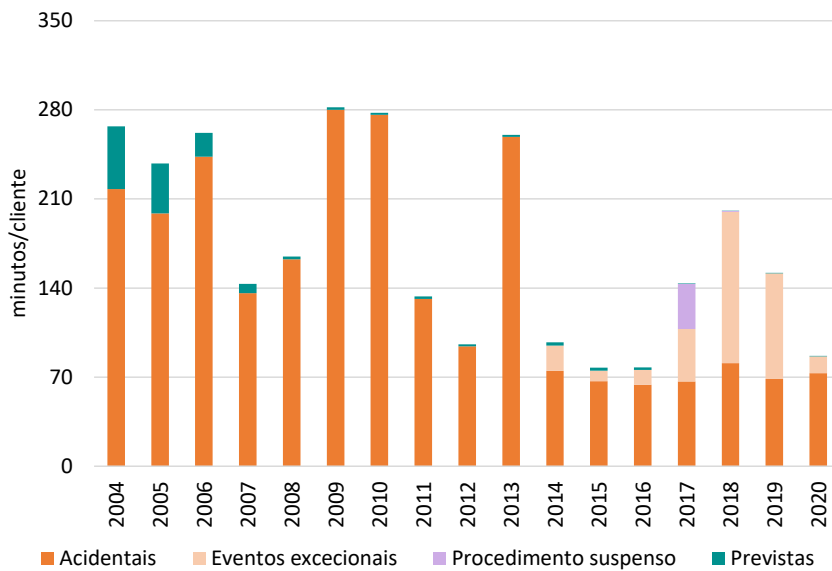


Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT



Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2020 registaram uma melhoria comparativamente aos valores verificados em 2019. Refira-se que esta redução é essencialmente devida a um impacto menos acentuado dos eventos excepcionais nos indicadores de continuidade de serviço, comparativamente aos eventos ocorridos em 2019.

Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2020, 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 2020

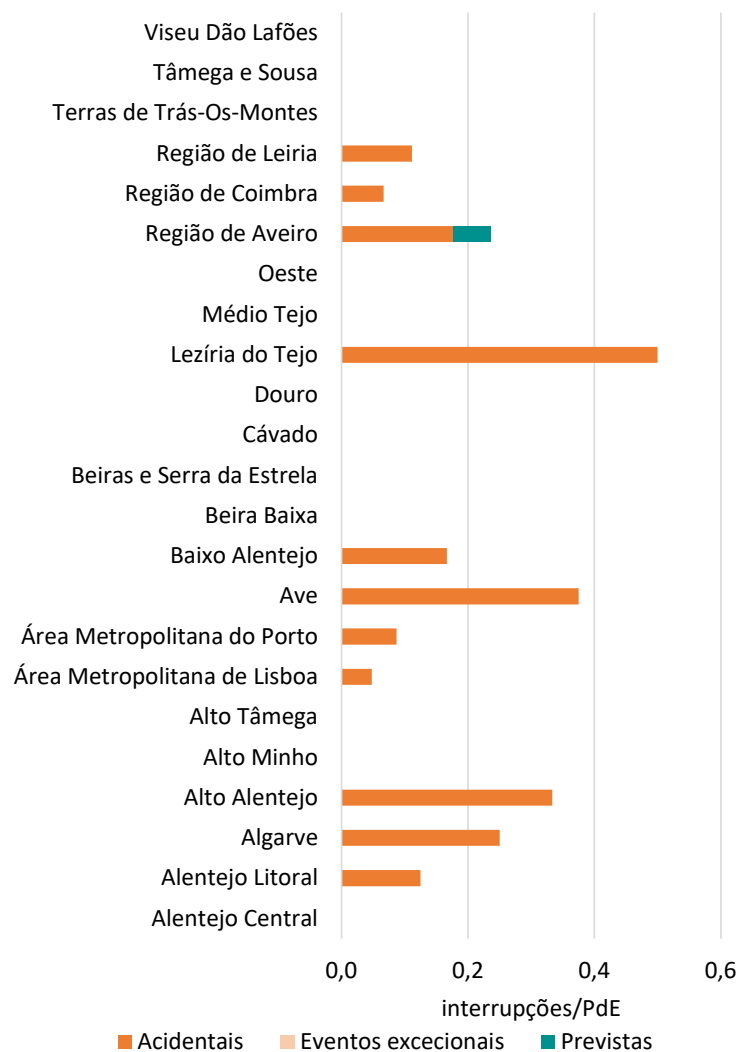


Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2020

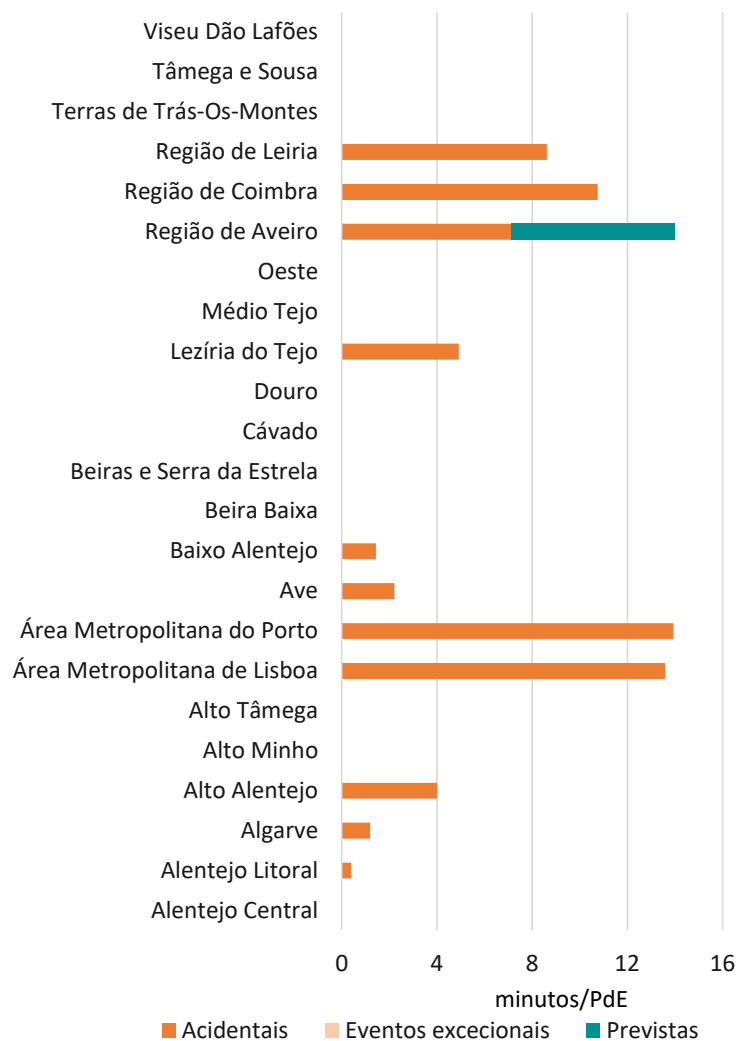
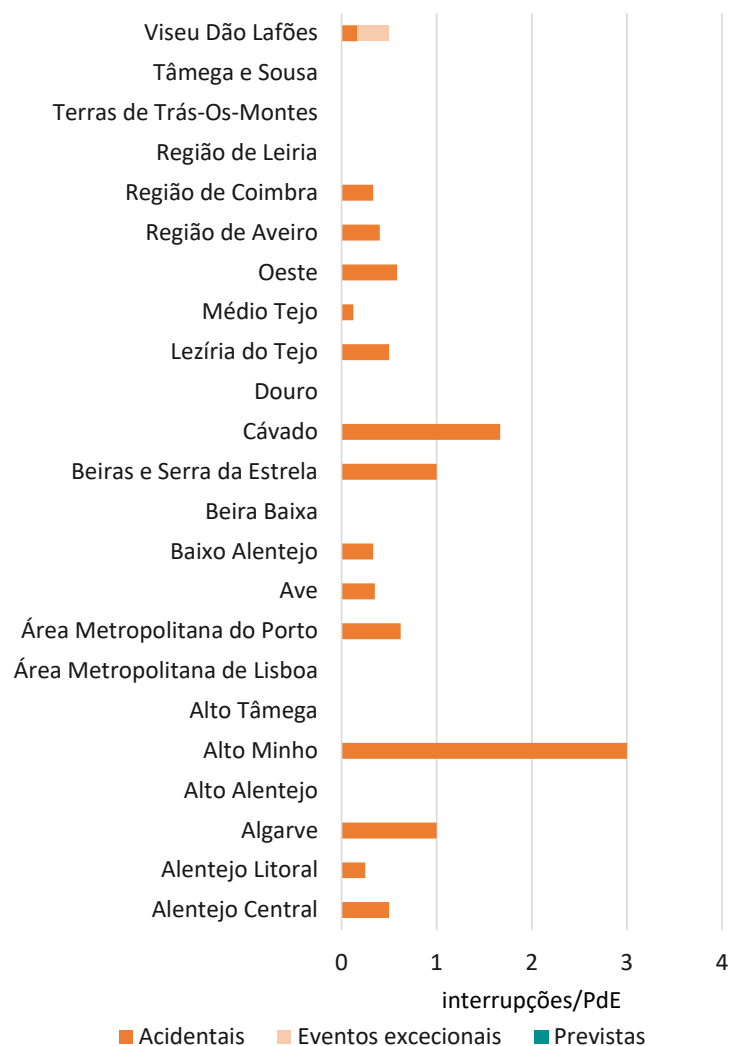


Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2020



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 2020, 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 2020

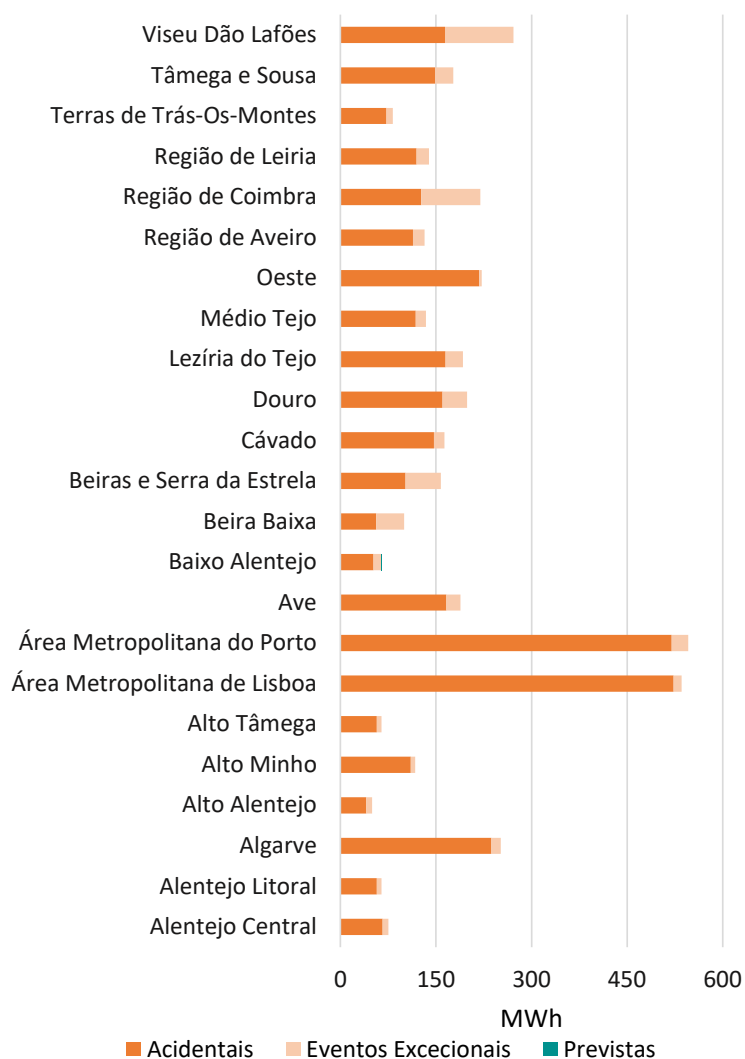


Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2020

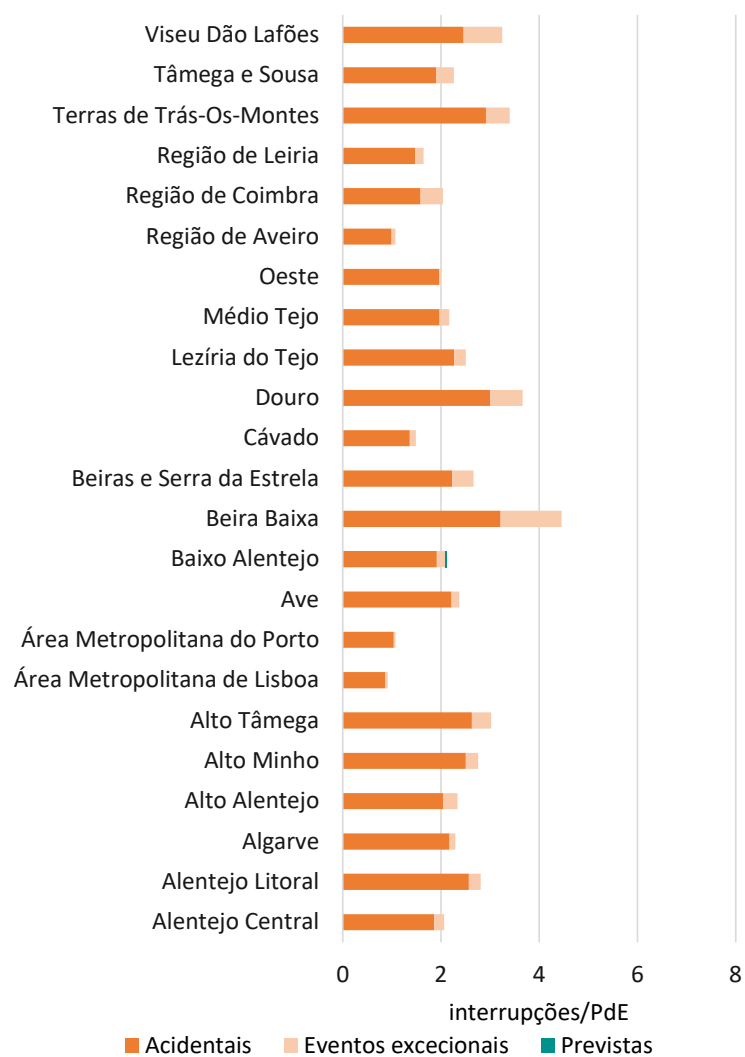


Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2020

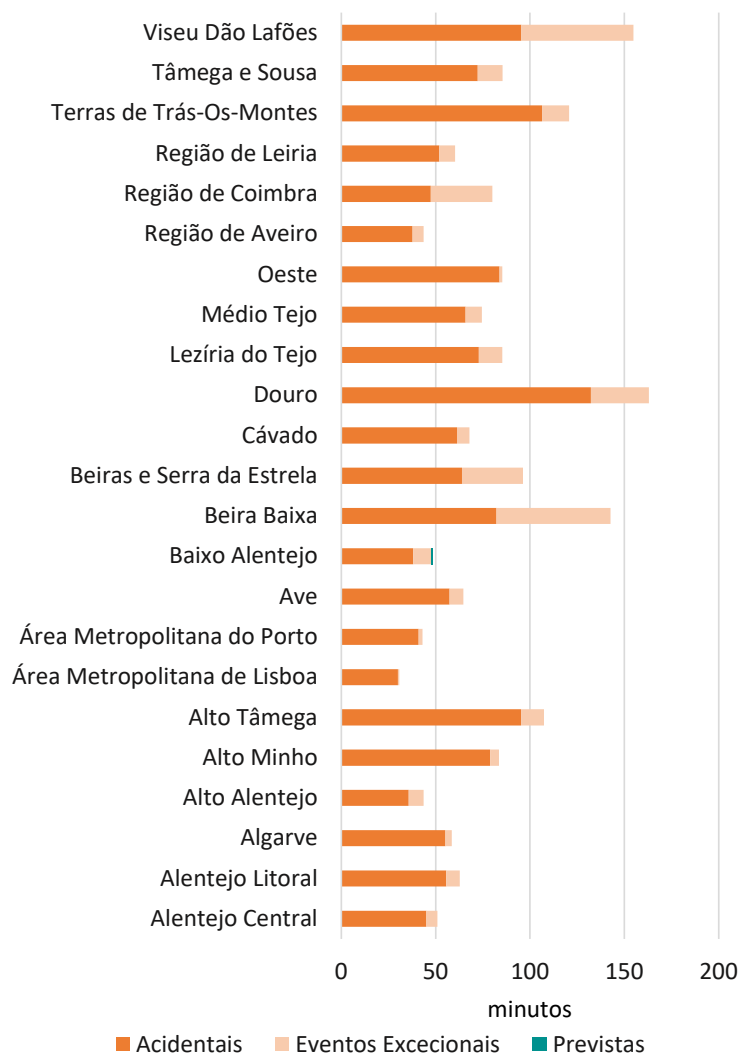


Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2020

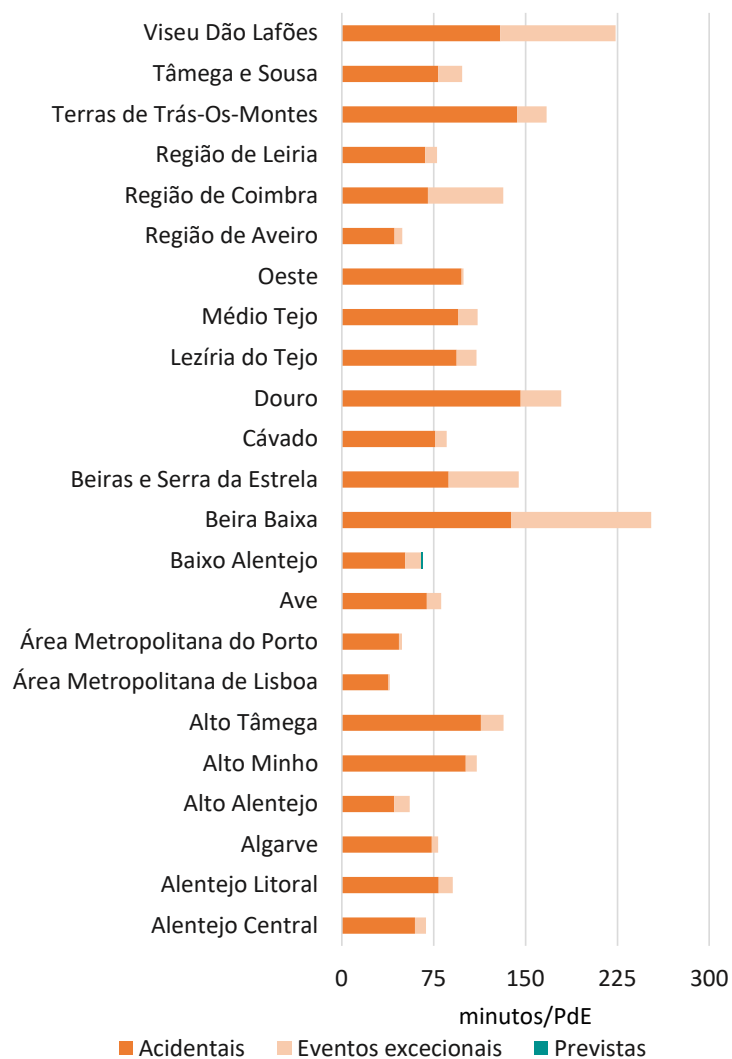


Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2020

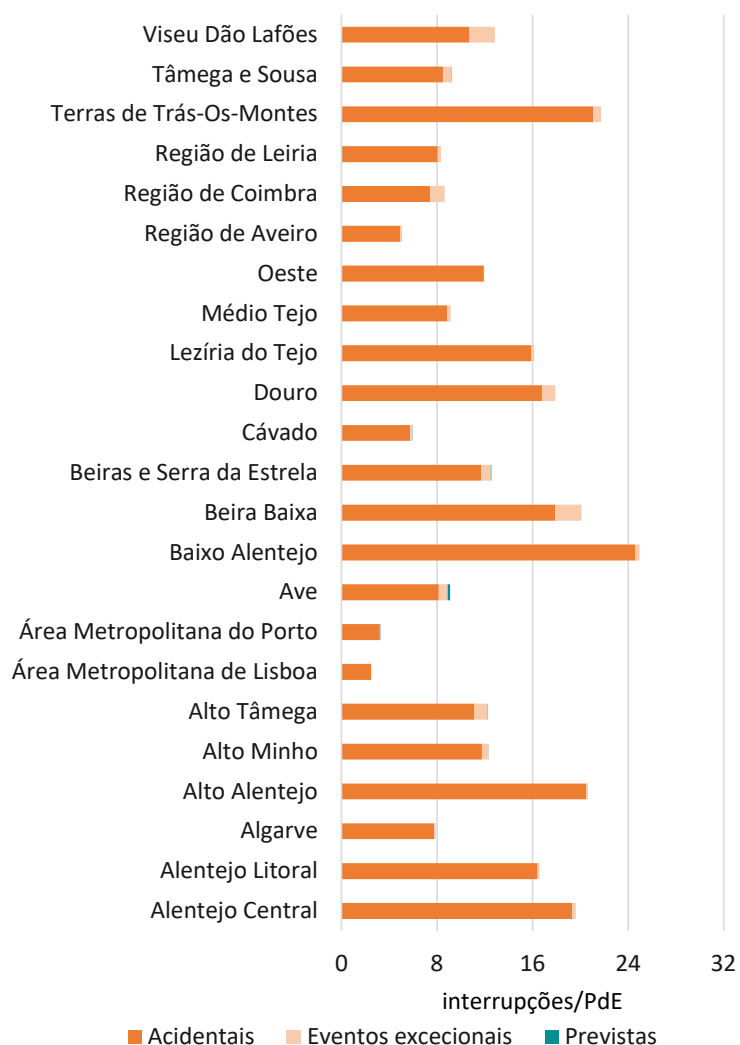


Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2020

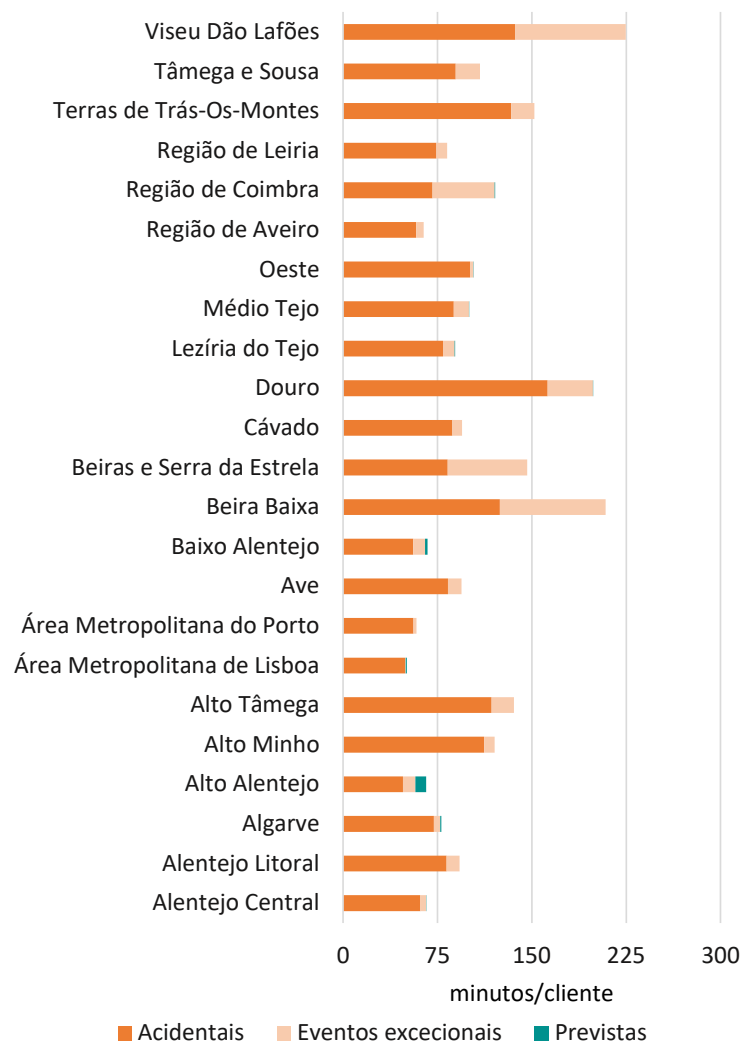
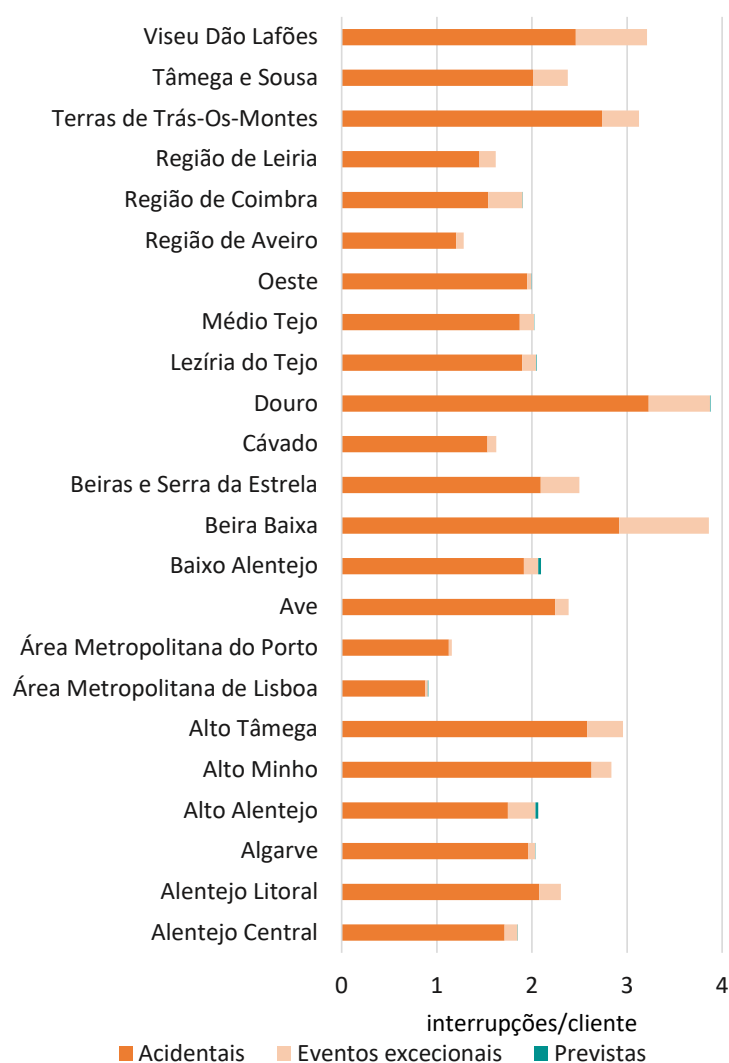


Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2020



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2020, a ERSE aprovou a classificação de 311 ocorrências como eventos excepcionais, 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.

Tempestade Glória de 19 e 20 de janeiro de 2020

O evento excecional de grande impacto ocorrido nos dias 19 e 20 de janeiro de 2020 resultou de fenómenos meteorológicos extremos, nomeadamente as condições meteorológicas adversas de vento que se fizeram sentir em Portugal continental, na sequência da influência da depressão Glória. Segundo o relatório do Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), Portugal continental manteve-se sob a influência de uma corrente do quadrante leste, muito forte, na circulação de um anticiclone intenso localizado sobre as ilhas Britânicas e de uma região depressionária sobre o norte de África. Deste quadro resultou um efeito de intensificação do vento que afetou de forma significativa a região centro de Portugal continental. Os valores de rajadas máximas de vento foram verificados no concelho de Seia, com 186 km/h, e em Amarante, com 151 km/h.

O referido incidente afetou 181 984 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

Quadro 3-13 – Impacto da tempestade Glória nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 19 e 20 de janeiro de 2020
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	249,94
TIEPI (min)	3,43
SAIFI MT (int./PdE)	0,06
SAIDI MT (min/PdE)	8,55
MAIFI MT (int./PdE)	0,13
SAIFI BT (int./cliente)	0,04
SAIDI BT (min/cliente)	6,42

Evento de 1 e 2 de março de 2020

O incidente de grande impacto ocorrido entre os dias 1 e 2 de março de 2020 resultou de fenómenos meteorológicos extremos, nomeadamente as condições meteorológicas adversas de vento que se fizeram sentir em Portugal continental, na sequência da influência da depressão de 1 e 2 de março de 2020. De

acordo com a informação do IPMA, diversos distritos do Norte e Centro de Portugal continental estiveram sob alerta laranja, com base na previsão de ocorrência de vento, por vezes com forte intensidade, e precipitação, forte e persistente acompanhada por rajadas fortes. Segundo a análise do IPMA à depressão de 1 e 2 de março de 2020, os valores de rajadas máximas de vento foram verificados no concelho de Amarante, com 211 km/h, e em Arganil, com registos de 180 km/h e 174 km/h.

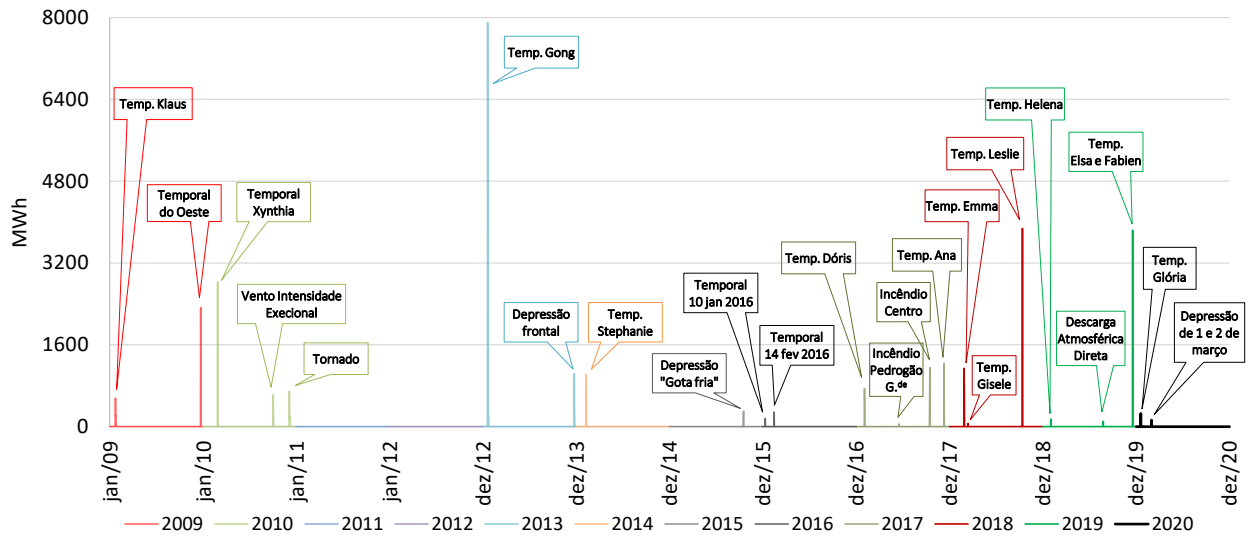
O referido incidente afetou 266 104 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

Quadro 3-14 – Impacto do evento de 1 e 2 de março de 2020 nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 1 e 2 de março de 2020
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0
END (MWh)	130,00
TIEPI (min)	1,78
SAIFI MT (int./PdE)	0,06
SAIDI MT (min/PdE)	3,65
MAIFI MT (int./PdE)	0,19
SAIFI BT (int./cliente)	0,05
SAIDI BT (min/cliente)	3,03

A Figura 3-55 apresenta a evolução dos incidentes de grande impacto avaliados em termos do indicador de continuidade de serviço END, bem como a identificação dos principais incidentes que afetaram as redes elétricas da E-REDES desde 2009 até dezembro de 2020.

Figura 3-55 – Evolução dos incidentes de grande impacto registados entre 2009 e 2020

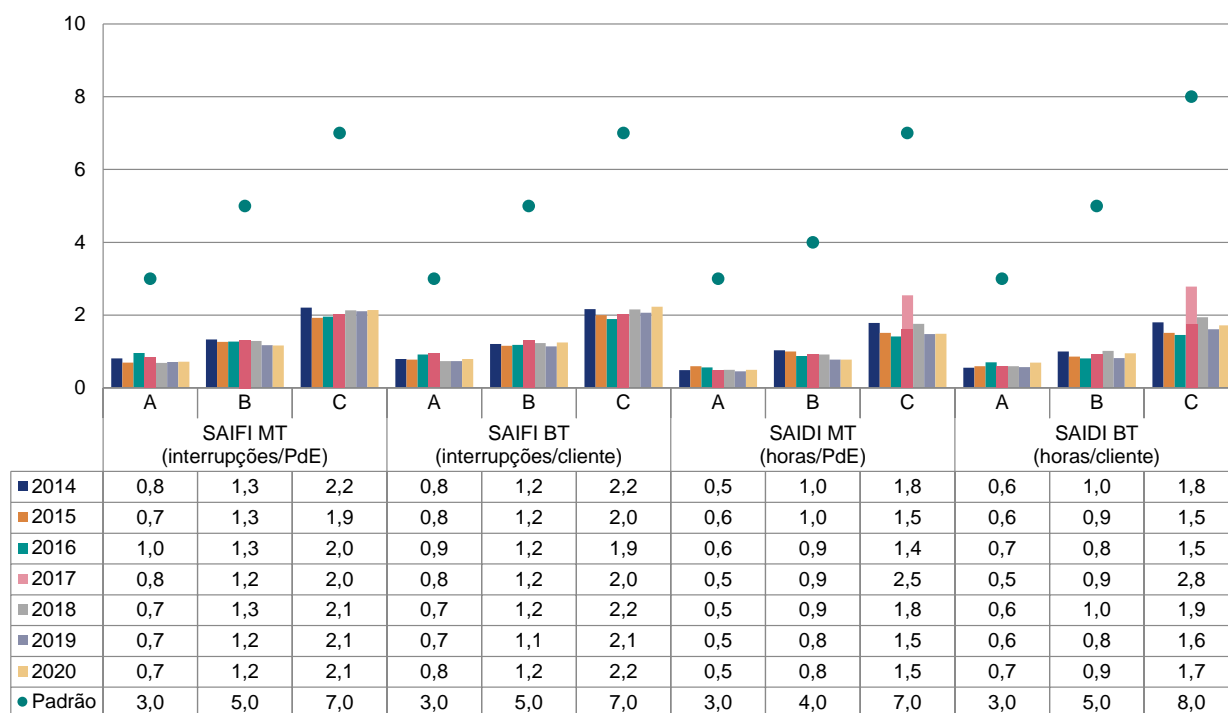


3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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 2014 e 2020 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 2020



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 3-15 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2020 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2021.

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 excepcionais.

Quadro 3-15 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2020

	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	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	BTE	A	3	36,69	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	1	6,11	0,00
		Total	4	42,80	0,00
	BTN	A	643	1 534,84	29,39
B		800	3 805,78	64,79	
C		2	2,44	0,00	
Total		1 445	5 343,06	94,18	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	2	7 035,91	0,00
		B	1	3 162,94	0,00
		C	2	12 174,39	0,00
		Total	5	22 373,24	0,00
	MT	A	64	16 634,08	332,60
		B	44	18 947,71	0,47
		C	81	17 404,96	0,34
		Total	189	52 986,75	333,41
	BTE	A	78	6 462,18	292,47
		B	22	1 491,31	0,00
		C	6	330,56	0,00
		Total	106	8 284,05	292,47
	BTN	A	11 028	90 925,29	3 968,27
B		6 954	59 873,81	2 555,63	
C		3 476	22 233,24	1 058,82	
Total		21 458	173 032,34	7 582,72	
Total			23 207	262 062,24	8 302,78

Em 2020, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou um aumento de 1,1% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 3,3% superior ao montante pago no ano anterior.

3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

- O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da Componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001

tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003. A Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende do valor da energia não distribuída, sendo considerada a totalidade das interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem em razões de segurança, com origem na RNT e as classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

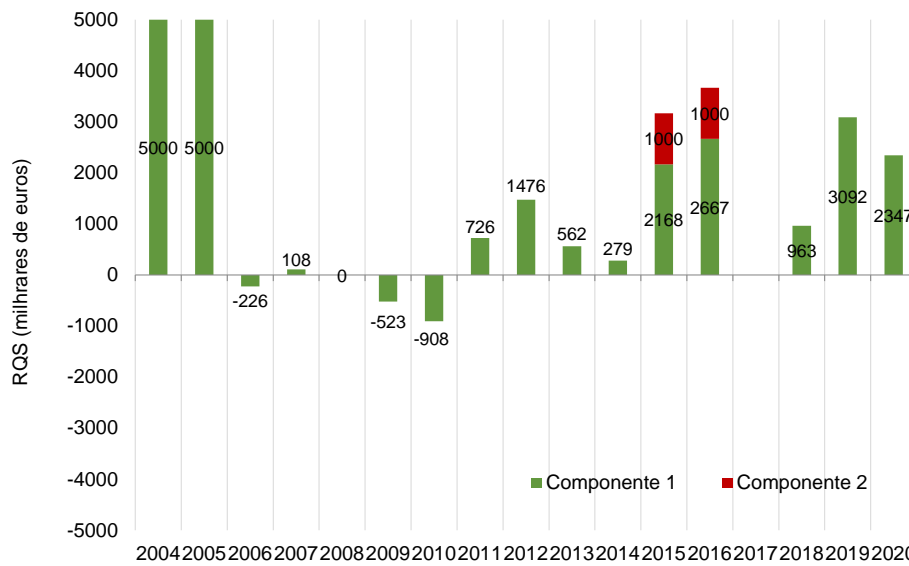
- O segundo objetivo do mecanismo é melhorar a continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Assim, a Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT.

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

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, 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 excepcional,
 - Interrupções causadas por razões de segurança,
 - Interrupções com origem na rede nacional de transporte.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês,
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 3-57.

Figura 3-57 – Incentivo à continuidade de serviço



Relativamente ao ano 2017, o procedimento de decisão sobre a classificação como evento excecional de dois eventos com impacto significativo, nos indicadores de continuidade de serviço, foi suspenso. Assim, o incentivo à continuidade de serviço foi suspenso em ambas as componentes.

No que respeita ao ano 2018, a decisão sobre a classificação como evento excecional de um evento ocorrido em 2018 foi revogada e o procedimento de classificação como evento excecional foi suspenso até haver uma decisão judicial definitiva. Em consequência da revogação, foi atualizado o valor da END relativo ao ano 2018, pelo que a componente 1 é reduzida do montante de 74 625,60 euros.

Para os anos de 2019 e de 2020, 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 2018 não foi ainda determinado, pelo facto de existir um pedido de classificação como evento excecional com decisão suspensa, a componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente aos anos de 2019 e de 2020. Após a decisão final sobre a classificação dos eventos em causa haverá lugar ao cálculo da componente 2 do incentivo relativo ao ano de 2019 e de 2020.

3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A continuidade de serviço percecionada pelos clientes melhorou em 2020 face a 2019. O impacto reduzido dos eventos excecionais contribuiu para que o desempenho dos indicadores gerais de continuidade de serviço da E-REDES melhorasse significativamente face ao desempenho verificado no ano anterior.

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 2020, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 1,1% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 3,3% comparativamente com o valor pago em 2019.

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

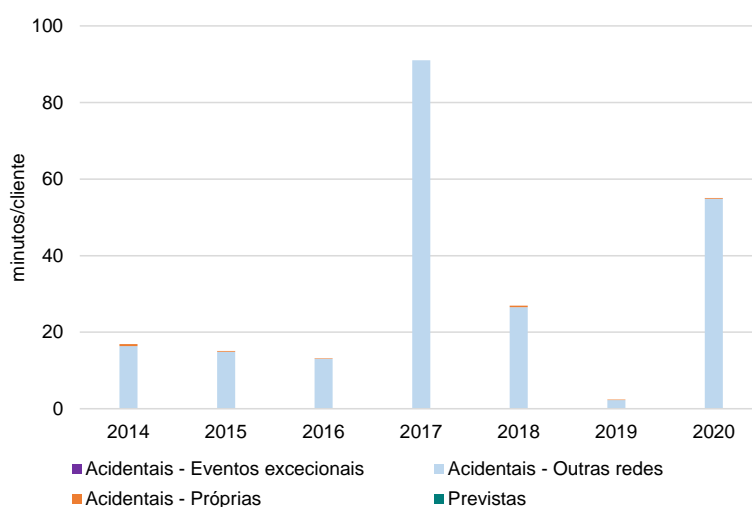
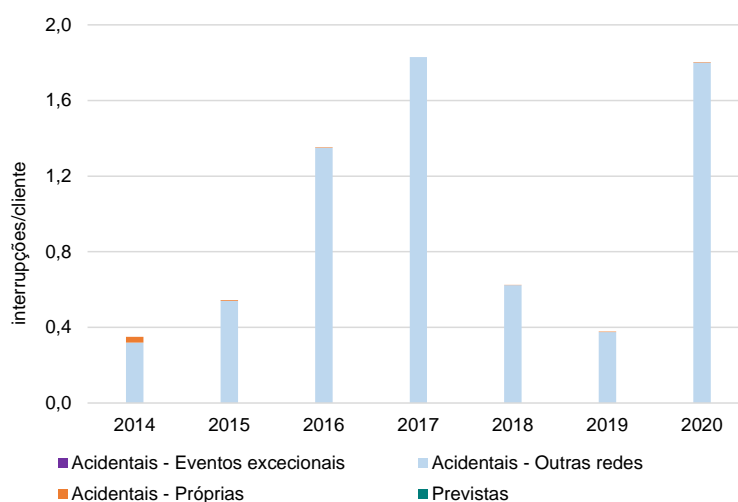


Figura 3-59 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2020, 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 99% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 55,01 minutos/cliente e 1,80 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 2020, a C.P. de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 76,58 minutos/cliente (Figura 3-60) e um valor de SAIFI BT de 2,64 interrupções/cliente (Figura 3-61). A rede a montante da C.P. de Valongo do Vouga contribuiu para a totalidade dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT.

Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT

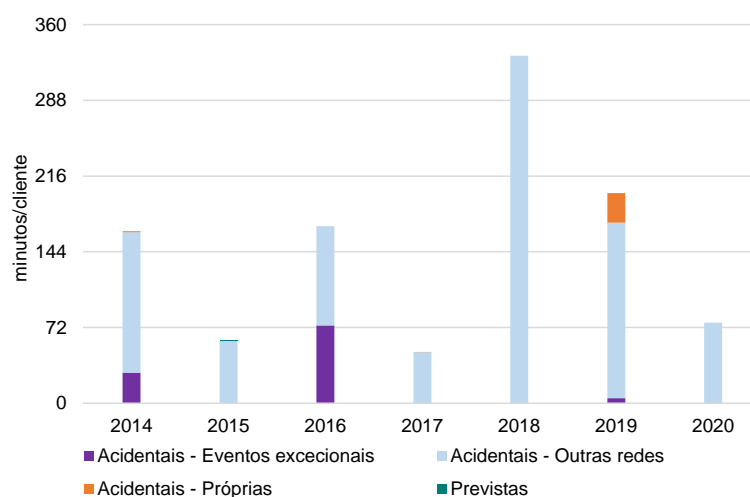
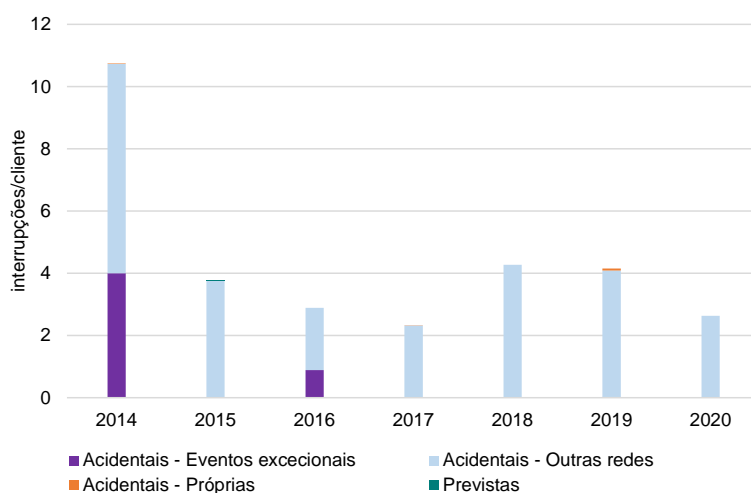


Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT



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 2020 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções devidas a causas próprias, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 98,93 minutos/cliente e 1,05 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-62 e na Figura 3-63.

Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT

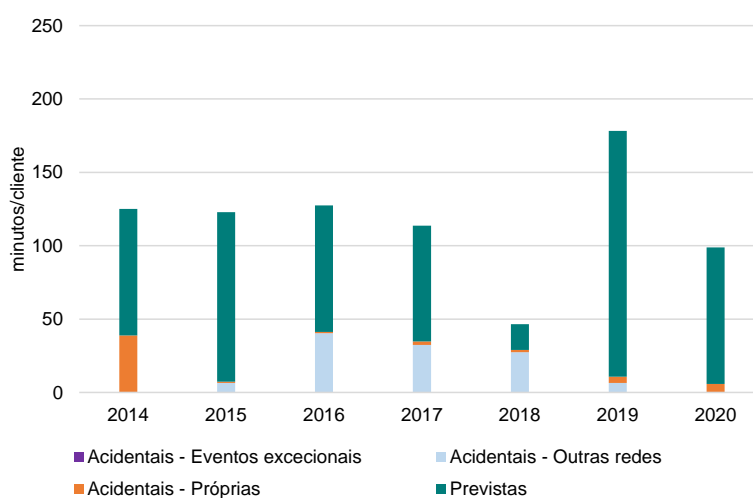
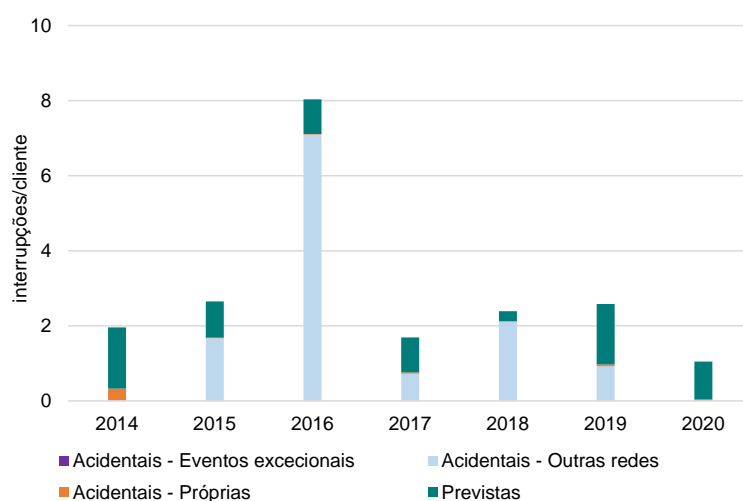


Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT



Relativamente às interrupções previstas, que representaram 94% e 96% 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 2020, 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 2020, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 176,87 minutos/cliente, Figura 3-64, e de SAIFI BT de 4,98 interrupções/cliente, Figura 3-65, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Apenas se registaram interrupções com origem noutras redes em 2020.

A CEVE informou ainda que em 2020 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

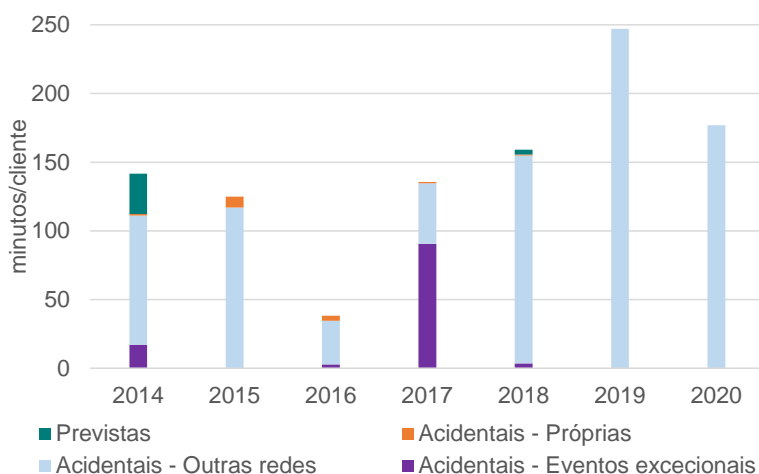
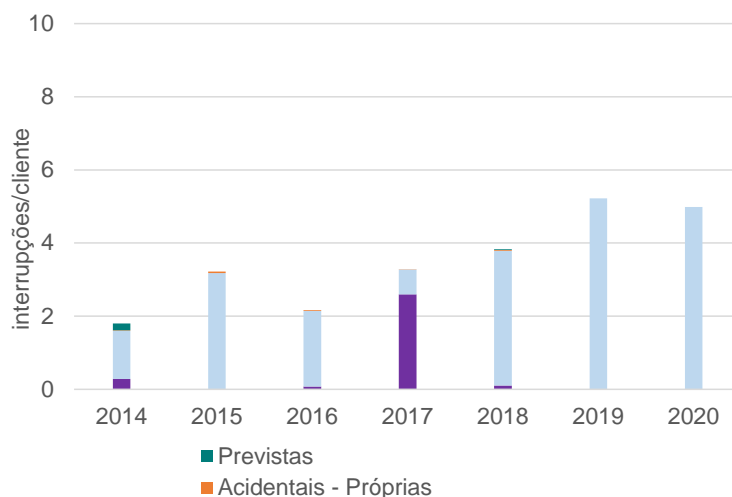


Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT



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

Em 2020, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 113 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-66, e um valor SAIFI BT de 2,09 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-67. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em aproximadamente 95% e 98% dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT

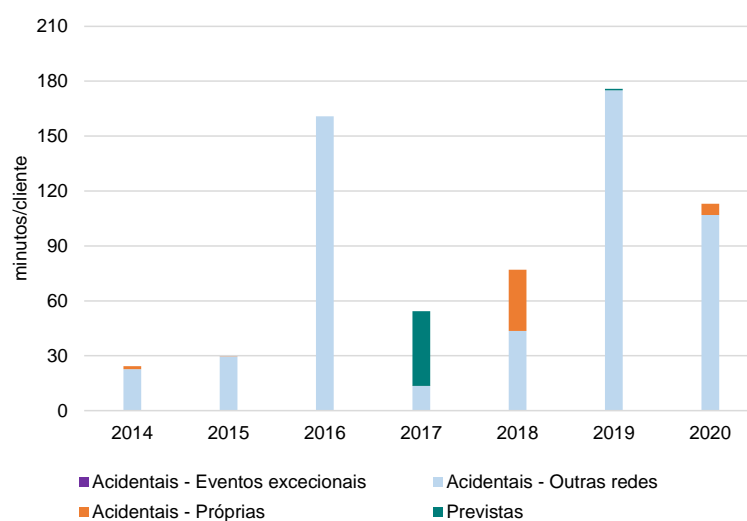
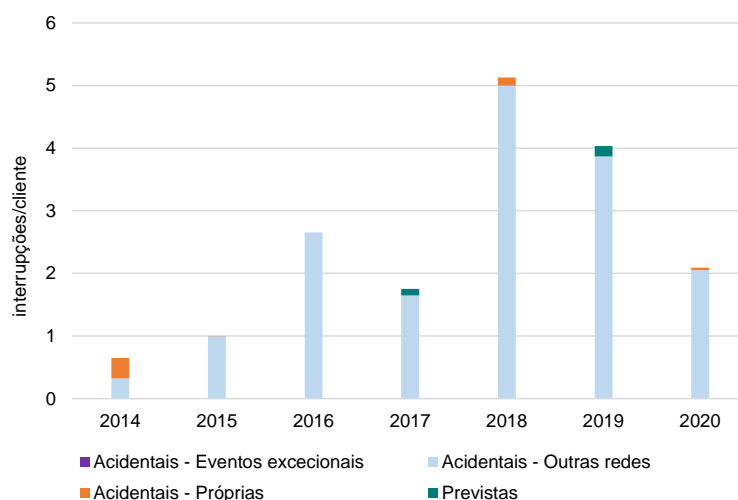


Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2020, 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 2020, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 19,27 minutos/cliente (Figura 3-68) e de SAIFI BT de 2,54 interrupções/cliente (Figura 3-69), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT

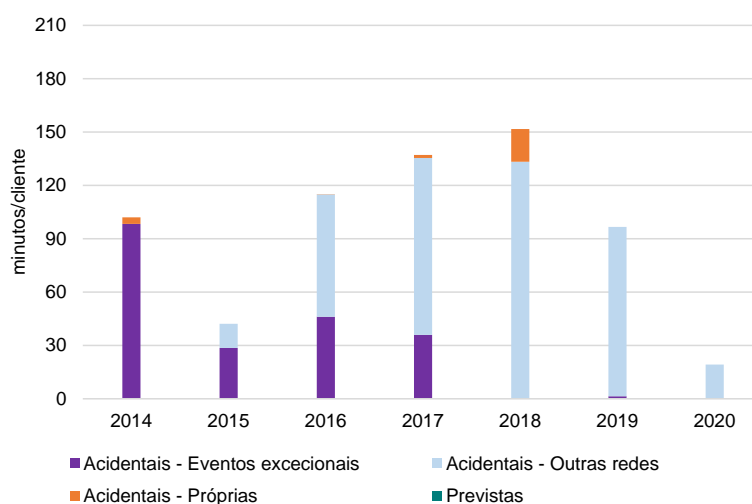
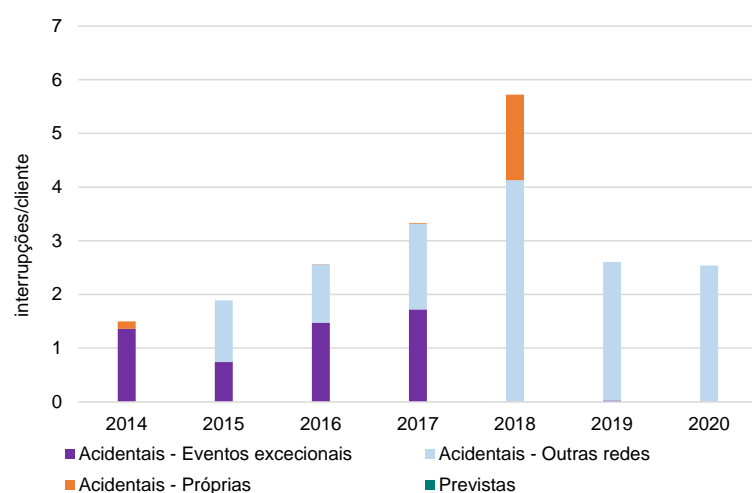


Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa a 2020, 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

A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou um valor total de SAIDI BT de 41,69 minutos/cliente (Figura 3-70) e de SAIFI BT de 0,96 interrupções/cliente (Figura 3-71), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Em 2020, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou apenas interrupções acidentais com origem noutras redes.

Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT

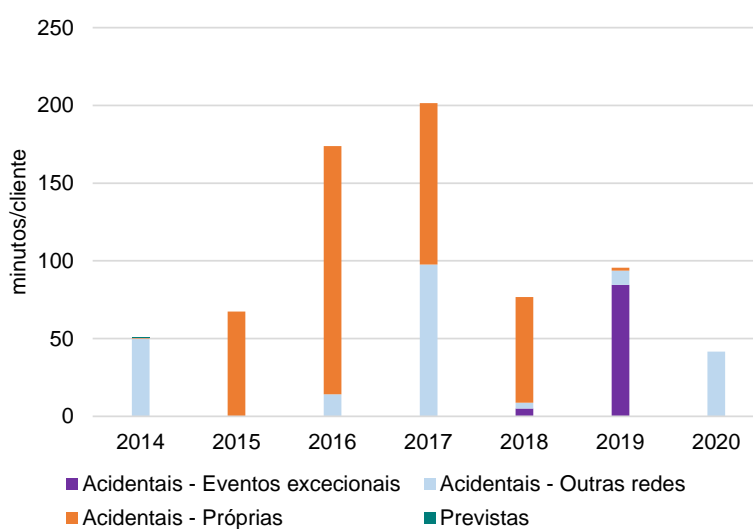
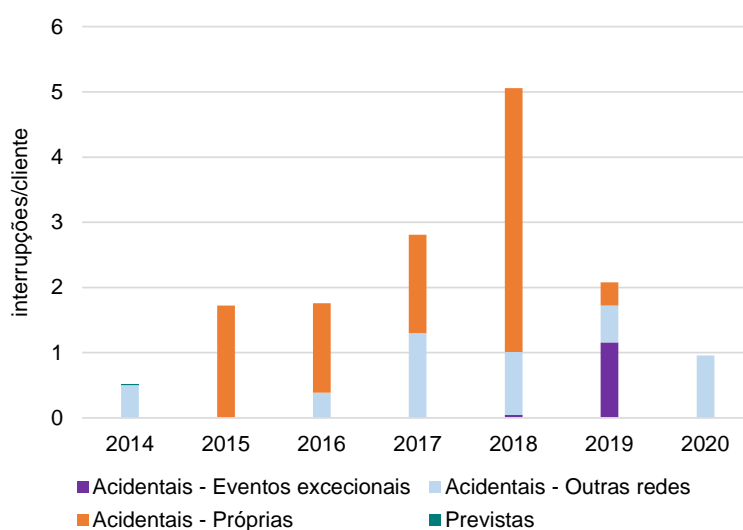


Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2020, 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 2020, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 542,84 minutos/cliente (Figura 3-72) e de SAIFI BT de 14 interrupções/cliente (Figura 3-73), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT

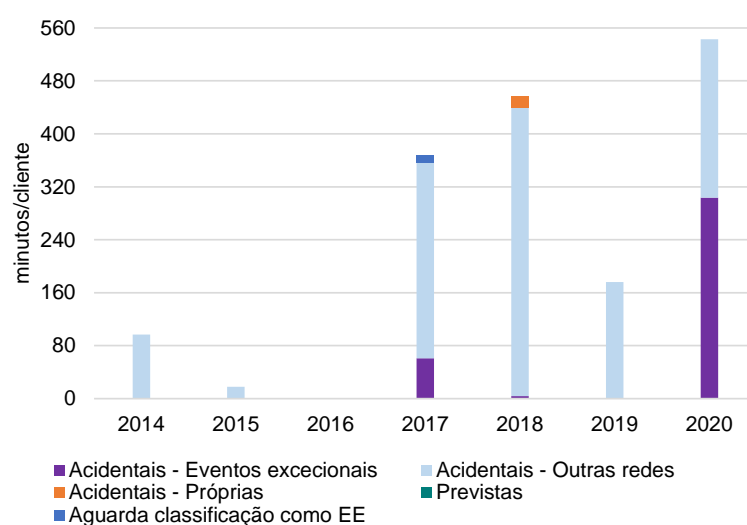
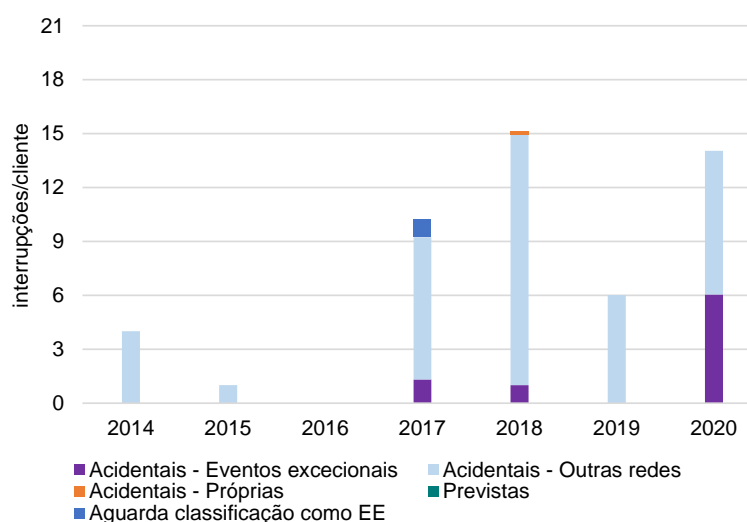


Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT



As interrupções registadas na rede a montante da J.F. de Cortes do Meio foram responsáveis pela totalidade dos valores registados de SAIDI BT e SAIFI BT.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa a 2020, 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 2020, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 6,89 minutos/cliente (Figura 3-74) e de SAIFI BT de 0,62 interrupções/cliente (Figura 3-75), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT

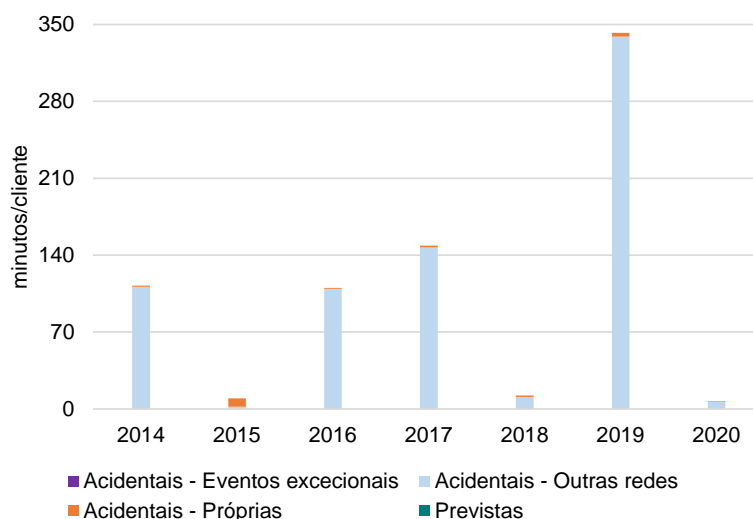
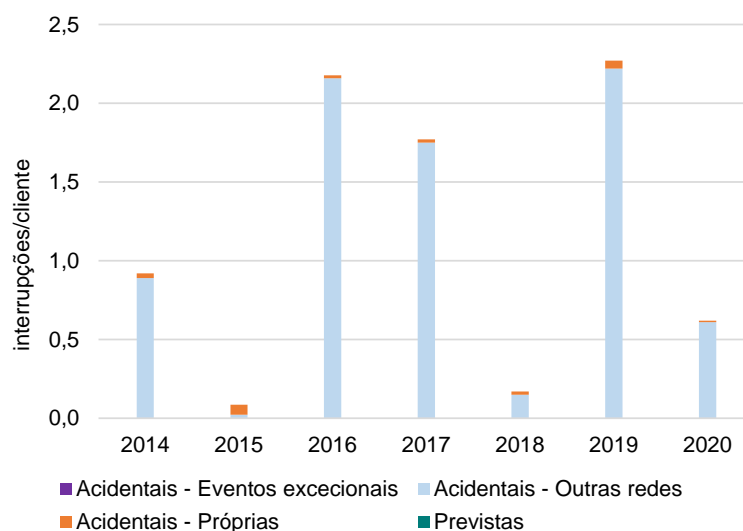


Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2020, 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 2020, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 4,82 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 0,79 interrupções/cliente (incluindo todas as interrupções). De referir que, de acordo com os dados reportados pela CESSN, as interrupções com origem noutras redes contribuíram com 94,8% e 98,7% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT

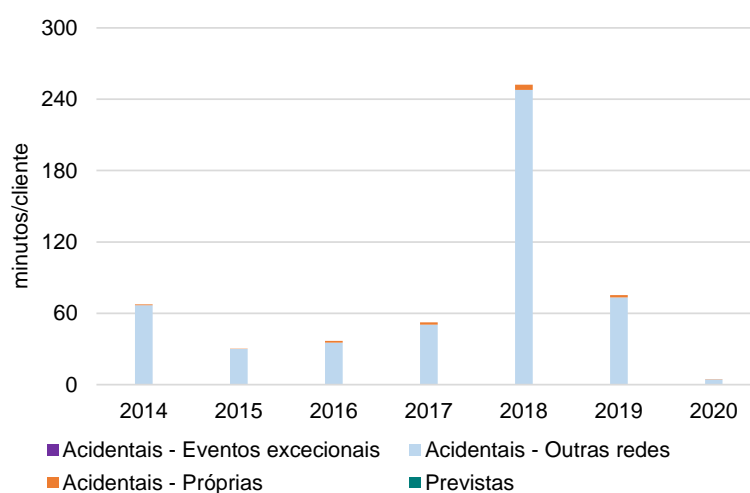
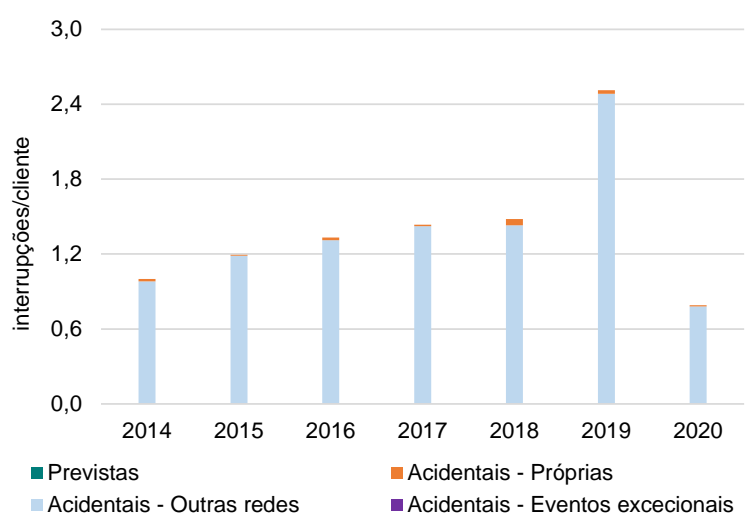


Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2020, a CESSN cumpriu os padrões individuais de continuidade de serviço, realçando-se que a totalidade dos clientes se encontram em zona C.

4. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA



4 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

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

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

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

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

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

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

dessas características e limites, o RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente à aprovação da 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 2020 contemplou medições em 85 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 as subestações de Vila Chã e Gouveia não apresentam valores medidos num período de 17 semanas devido à remodelação da subestação de Vila Chã.

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, o valor eficaz ultrapassou o limite regulamentar nos pontos de entrega da AAPICO Maia (ex-Sakthi), Siderurgia da Maia e Irivo (IP). De acordo com o operador da RNT, estes pontos de entrega em MAT são eletricamente próximos e os valores médios da amplitude da tensão apresentam uma redução face aos verificados no ano anterior. Desta forma, o respetivo valor de tensão declarada na muito alta tensão, em função do qual é monitorizada a variação da amplitude da tensão, deverá acompanhar a tendência de redução e assim também a inerente atualização do valor da tensão declarada, para efeitos de determinação dos limiares definidos pelo RQS. A este respeito, o ORT acrescenta que o controlo da banda de tensão é efetuado pelo cliente na sua instalação, assegurando a tensão de utilização pretendida nos níveis de tensão mais baixos do(s) transformador(es) ligado(s) à muito alta tensão na instalação do cliente.

Tremulação (Flicker)

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em cinco pontos de entrega, designadamente na subestação do Alqueva (1 semana),

Siderurgia da Maia (51 semanas), Siderurgia do Seixal (36 semanas), Carregado (5 semanas), e AAPICO Maia (ex-Sakthi) (2 semanas). Estas ocorrências decorrem das características das cargas ligadas aos pontos de entrega, sendo situações já conhecidas.

Distorção Harmónica

Identificaram-se pontos de entrega com incumprimento dos valores regulamentares de distorção harmónica, designadamente: subestação de Alto de Mira na 5.^a harmónica; subestação de Pedralva na 7.^a harmónica; subestação da Fatela (IP) na 7.^a harmónica; subestação de Mortágua (IP) na 7.^a harmónica; subestação de Vermoim na 12.^a harmónica. Registaram-se ainda algumas harmónicas de alta frequência de ordem superior à 21.^a nos pontos de entrega Ermidas do Sado, Monte Novo – Palma e Quinta do Anjo.

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 oito reclamações de natureza técnica, na maioria por cavas de tensão, e cinco 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 85 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 2020

N.º de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado						
Tensão residual (% de U_c)	Nível 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	220	28,88	0,38	0,13	0,38	0,00
	150*	32,36	0,07	0,14	0,00	0,00
	60	34,60	1,73	0,81	0,41	0,05
80 > u ≥ 70	220	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	150*	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	60	11,03	0,35	0,16	0,14	0,00
70 > u ≥ 40	220	5,13	0,00	0,13	0,00	0,00
	150*	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00
	60	11,59	0,13	0,08	0,03	0,00
40 > u ≥ 5	220	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00
	150*	2,79	0,00	0,07	0,00	0,07
	60	2,05	0,02	0,02	0,03	0,00
5 > u	220	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00
	150*	0,14	0,00	0,00	0,00	0,07
	60	0,05	0,03	0,02	0,00	0,00

*Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada

Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2020

N.º de sobretensões registadas por PdE monitorizado				
Sobretensão (% U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0,00	0	0
	150*	0,07	0	0
	60	0,78	0,05	0,05
120 > u > 110	220	0,00	0	0
	150*	1,14	0	0
	60	0,84	0,08	0

*Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada

Em 2020, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV e 63 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 63. Este valor compara com o valor de 51 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2019.

Do total das 5 339 cavas de tensão registadas na RNT em 2020, 95% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se cinco eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 130 sobretensões registadas em 2020, cerca de 92% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 57% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2020, a REN contemplou medições em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

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

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2020, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 24% 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 2020 teve uma taxa de realização de 95%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, realizou, em 2020, medições da qualidade da onda de tensão em 28 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, totalizando um conjunto de 52 pontos de monitorização nestas redes. Ao nível da BT, foram monitorizados 24 PT de distribuição.

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 2020 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação no posto de transformação 6PT0042 da ilha do Pico e na SE CT Corvo e no 9PT0001 da ilha do Corvo. Para o 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.

No que respeita ao valor eficaz de tensão, verificou-se que as primeiras semanas de monitorização do equipamento instalado no 2PT0042 da ilha de São Miguel revelaram valores não conformes com a NP EN 50160 devido a tensões acima do valor máximo normativo (230V + 10%). Após a alteração de tomada do transformador do referido PT, o problema não se voltou a verificar.

Relativamente à distorção harmónica, verificou-se inconformidade no 6PT0010 na ilha do Pico face à NP EN 50160 na 5ª harmónica numa das semanas monitorizadas. De acordo com a EDA, a inconformidade surgiu porque a 5ª harmónica atingiu valores superiores aos regulamentares, sendo que não se conseguiu identificar a causa desta anormalidade. Não se verificaram mais inconformidades nesta harmónica durante o restante do ano.

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 2020, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2020

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	9,00	1,00	0	0	0
	0,23	2,00	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	10	0	2,00	1,00	0	0
	0,23	0	2,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	10	1,00	0	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	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 2020

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	0
$120 > u > 110$	10	0	0	0
	0,23	0	1,00	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 11,3 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 0,3 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2020

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	30,00	7,33	0,33	0	0
	30	35,88	8,00	0	0	0
	10	32,27	6,18	0,18	0	0
	0,23	22,00	4,25	0	0	0
$80 > u \geq 70$	60	19,00	6,67	0	0	0
	30	19,00	3,38	0	0,13	0
	10	20,27	2,09	0	0	0
	0,23	15,25	5,38	0	0,13	0
$70 > u \geq 40$	60	8,00	13,67	2,33	0	0,33
	30	12,75	14,88	1,75	0	0
	10	14,18	19,18	2,09	0,09	0
	0,23	8,00	8,88	1,13	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0	0	0	0
	30	3,75	3,00	0,63	0	0
	10	0	0,09	0	0	0
	0,23	1,25	1,13	0,13	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0,38	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0
	0,23	0,25	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2020

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	0,67	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0
	0,23	0	0	0,13
$120 > u > 110$	60	1,33	0,33	0
	30	0,38	0,63	0
	10	0,18	0,82	0
	0,23	0,75	4,75	0,63

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV, onze pontos da rede de 10 kV e oito pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 87,2 e identificaram-se 2,5 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2020

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	25,00	3,33	1,67	0	0
	15	42,44	1,67	2,33	0,11	0
	6,9	8,00	0	0	0	0
	0,23	20,75	1,50	1,50	0	0
$80 > u \geq 70$	30	6,33	0	0	0	0
	15	12,89	0,11	0,33	0	0
	6,9	0	0	0	0	0
	0,23	7,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	10,00	3,00	1,00	0	0
	15	16,78	3,67	1,00	0,33	0
	6,9	3,00	0	0	0	0
	0,23	15,25	2,75	0,75	0	0
$40 > u \geq 5$	30	1,00	1,33	0	0	0
	15	3,44	1,78	0,44	0,11	0
	6,9	0	1,00	0	0	0
	0,23	3,50	1,00	0	0	0
$5 > u$	30	0	0,67	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	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 2020

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			
	15	0	0	0
	6,9	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	30			
	15	0	0	0
	6,9	0	0	0
	0,23	2,00	1,00	0,75

Na ilha Terceira, a monitorização incidu sobre três 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 por ponto de rede monitorizado foi de 66. Na ilha Terceira não se verificaram sobretensões.

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 2020, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2020

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	5,00	1,00	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	0	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	1,00	8,00	0	0	0
	0,23	2,00	2,00	0	0	0
$5 > u$	15	1,00	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2020

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	0	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 13 cavas de tensão. Na ilha Graciosa não se registaram sobretensões.

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 2020, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2020

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	14,00	12,00	0	0	0
	0,23	7,50	1,50	1,50	0,50	0
$80 > u \geq 70$	15	6,00	2,00	1,00	2,00	0
	0,23	0	1,50	0	0,50	0
$70 > u \geq 40$	15	9,00	18,00	2,00	1,00	0
	0,23	3,00	23,50	1,00	0	0
$40 > u \geq 5$	15	3,00	0	0	0	0
	0,23	2,00	5,50	0	0	0
$5 > u$	15	3,00	0	0	0	0
	0,23	0	0,50	0,50	0	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2020

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	3,00	1,00	0
	0,23	3,00	24,00	10,00

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 56 cavas de tensão e 26 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2020

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	20,00	0	0	0	0
	15	14,33	1,67	0	0	0
	0,23	8,00	0,33	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	7,00	2,00	1,00	0	0
	15	1,33	2,00	0	1,00	0
	0,23	2,67	0,33	0,67	0	0
$70 > u \geq 40$	30	1,00	1,00	0	0	0
	15	2,00	1,67	0	0	0
	0,23	0,67	1,33	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	0	0	0
	15	0	0,33	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2020

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	30	0	0	0
	15	0	0	0
	0,23	0,33	0	0
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	15	0,33	0	0,67
	0,23	0	0	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 21, tendo-se identificado uma média de uma sobretensão 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2020

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	6,00	0	0,67	0,33	0
	0,23	1,00	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	1,67	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	0,50	0,50	0	0
$5 > u$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0,50	0	0	0

Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2020

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	0,33	0
	0,23	2,00	0	0

Na ilha do Faial foi realizada monitorização em três pontos da rede de 15 kV e em dois pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de sete, tendo-se identificado uma média de uma sobretensão 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2020

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	5,00	7,60	0	0,60	0
	0,23	4,00	5,50	0	0,50	0
$80 > u \geq 70$	15	1,00	3,20	0	0,40	0
	0,23	1,00	0,50	0	0,50	0
$70 > u \geq 40$	15	0	6,00	0	0	0
	0,23	0	5,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	4,20	0	0	0
	0,23	0	4,00	0	0	0
$5 > u$	15	0	0,80	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2020

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	2,00	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 26, tendo-se identificado uma média de duas 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 2020, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2020

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	625,00	16,00	2,00	0	1,00
	0,23	14,00	8,00	1,00	0	0
$80 > u \geq 70$	15	3,00	4,00	6,00	3,00	0
	0,23	2,00	0	0	2,00	0
$70 > u \geq 40$	15	1,00	0	0	4,00	2,00
	0,23	1,00	0	2,00	2,00	0
$40 > u \geq 5$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$5 > u$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2020

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	1,00	0	0
	0,23	0	2,00	0
$120 > u > 110$	15	2,00	0	0
	0,23	37,00	4,00	1,00

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 350, tendo-se identificado uma média de 24 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 2020 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 95%, com medições da qualidade da onda de tensão em 28 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 52 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 e na ilha do Pico; valor eficaz de tensão na ilha de São Miguel; e distorção harmónica na ilha do Pico.

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 2020 teve uma taxa de realização de 92% para a ilha da Madeira e de 89% 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 2020 na RAM contemplaram medições em 27 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, o valor eficaz da tensão, a frequência, o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. Em 2020 ao nível da distorção harmónica total (THD) não foram ultrapassados os limites. O THD apresentou valores de máximos de 6,1%.

No que respeita à tremulação (*flicker*), a EEM refere que todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas abaixo dos limites regulamentares ($P_{lt}=P_{st}=1$) com exceção de um incumprimento do P_{lt} na BT com um máximo de 1,01 numa das fases. O incumprimento tratou-se de uma situação pontual não tendo sido possível identificar a causa.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2020 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 dois pontos da rede, 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 2020

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	8,67	2,00	0	0	0
	30	12,43	1,14	0,14	0	0
	6,6	25,00	0,80	0	0	0
	0,23	3,40	0,90	0,10	0,10	0
$80 > u \geq 70$	60	1,67	0,33	0	0	0
	30	3,43	0,14	0	0	0
	6,6	4,60	0	0	0	0
	0,23	0,60	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	2,00	1,00	0	0	0
	30	2,29	0,43	0	0	0
	6,6	4,00	1,00	0	0	0
	0,23	1,30	0,50	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0,33	0,67	0	0	0
	30	1,00	0,14	0	0	0
	6,6	0,20	0	0	0	0
	0,23	0,10	0,20	0	0	0,10
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0,14	0	0	0	0
	6,6	0,20	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2020

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	0	0	0
	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	60	0	0	0
	30	0	0	0
	6,6	0,40	0	0
	0,23	0,10	0	0

No ano de 2020, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 509 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 452 na ilha da Madeira e 57 na ilha do Porto Santo. Na ilha da Madeira, identificou-se uma média de uma sobretensão por ponto de rede monitorizado.

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 2020

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)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	6,6	11,00	1,00	0	0	0
	0,23	34,00	8,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	1,00	0	0
$70 > u \geq 40$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
$5 > u$	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 2020

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

Em 2020 registou-se uma sobretensão no ponto de rede de BT monitorizado na ilha do Porto Santo.

4.3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2020 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 um ponto da rede de 6,6 kV e em um ponto de 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 2020, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 509 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 452 na ilha da Madeira e 57 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões foram registadas sobretensões tanto na ilha da Madeira como na ilha de Porto Santo.

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 2014, passou a incluir a cobertura de, no mínimo, um barramento de MT em 40 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 2020 prevê a monitorização de 112 subestações AT/MT em 2020, 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 2020, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-Redes monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (50 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 82 subestações AT/MT (131 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 181 barramentos MT das 112 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.

Tremulação

Em 2020, os 181 barramentos MT das 112 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,04% 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 2020, os 181 barramentos MT das 112 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,06% na distorção harmónica de tensão. Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas à 6.^a harmónica de tensão, que motivaram 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, as 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 6.^a, 8.^a, 9.^a, 11.^a, 13.^a, 15.^a e 21.^a harmónicas de tensão. No que respeita às 6.^a, 8.^a e 21.^a harmónicas de tensão, bem como num caso relativo à 15.^a, tratou-se de situações pontuais que

motivaram maior vigilância. No caso relativo à 9.^a harmónica de tensão, foi desencadeada a realização de estudo mais aprofundado. Relativamente às 11.^a, 13.^a e 15.^a harmónicas de tensão, tratou-se de situações que motivaram maior vigilância e análise sobre a realização de estudo mais aprofundado.

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 2020, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 181 barramentos MT de 6 kV, de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 112 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 181 barramentos MT, 2 barramentos são de 6 kV, 22 barramentos são de 10 kV, 101 barramentos são de 15 kV e 56 barramentos são de 30 kV. A quantificação e a caracterização da severidade das cavas de tensão foram efetuadas através dos métodos de agregação de medidas e eventos previstos no RQS.

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

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	64,09	12,46	6,55	0,25	0,02
	15	46,16	6,04	4,77	0,29	0
	10	23,18	0,18	0	0	0
	6	27,50	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	20,59	3,89	3,18	0,11	0
	15	11,43	1,33	1,46	0,10	0
	10	14,41	0	0	0	0
	6	2,50	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	16,88	7,48	3,89	0,05	0
	15	11,71	1,75	1,25	0,10	0
	10	17,27	0,05	0,05	0	0
	6	1,00	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	5,59	5,20	1,41	0,05	0
	15	1,51	0,58	0,24	0,01	0
	10	1,45	0,09	0	0	0
	6	0	0	0	0	0
$5 > u$	30	0,11	0,27	0	0	0
	15	0	0,02	0	0	0
	10	0,09	0	0	0	0
	6	0,05	0	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 104 por barramento. Do número total de cavas registadas, 77% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

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
$u \geq 120$	30	0,07	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
	6	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0,43	0	0
	15	0,08	0,01	0
	10	0	0	0
	6	1,50	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

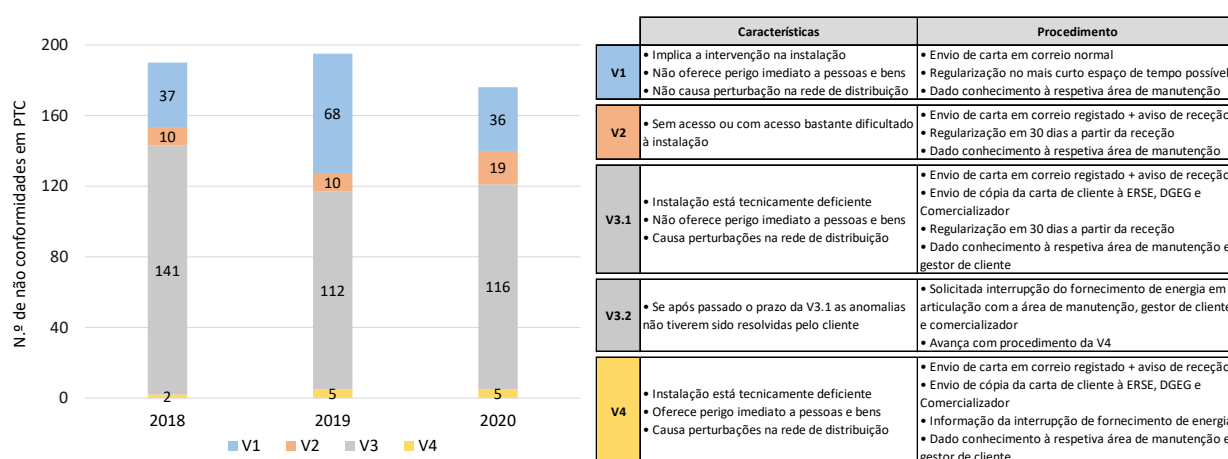
eliminar as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique. Para tal deve dar conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica.

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



De acordo com a E-REDES, em 2020, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 176. Tal como em 2019, 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 2020, a A Celer realizou ações de monitorização da qualidade da energia na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando 3 sistemas de monitorização distintos:

- analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em 3 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 2020, 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 2020, 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 2020, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Arrota” e “Zona Industrial 2” para monitorizar. Ambos os postos de transformação se destinam essencialmente à alimentação de clientes particulares e atividades agrícolas de pecuária. 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 2020, 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 consideram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

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

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

Na ação de monitorização efetuada em 2020, 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 2020, 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 em três postos de transformação com recurso a um analisador de redes com transmissão remota dos parâmetros monitorizados, instalado nos postos de transformação. O analisador permitiu monitorizar, pelo período mínimo de três meses, 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 2020 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 2020, 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 2020, 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](#).

ANEXO

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
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

NUTS III	Concelho
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
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

NUTS III	Concelho
Alto Alentejo	Sousel
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
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	Carrizada de Ansiães

NUTS III	Concelho
Área Metropolitana do Porto	Vila do Conde
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
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	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha

NUTS III	Concelho
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Lamego
Região de Aveiro	Estarreja
Região de Aveiro	Ílhavo
Região de Aveiro	Murtosa
Região de Aveiro	Oliveira do Bairro
Região de Aveiro	Ovar
Região de Aveiro	Sever do Vouga
Região de Aveiro	Vagos
Região de Coimbra	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

NUTS III	Concelho
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro
Região de Leiria	Porto de Mós
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
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
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

