



ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO

2019



setembro 2020

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.....	22
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	22
3.1.2 INDICADORES GERAIS	24
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	27
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	28
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	28
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	28
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	30
3.2.1 INDICADORES GERAIS.....	30
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	35
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS	37
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	37
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	37
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	40
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	42
3.3.1 INDICADORES GERAIS.....	43
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	46
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS	49
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	49
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	50
3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	52
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	53
3.4.1 INDICADORES GERAIS.....	55
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	71
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	75
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	75
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	76
3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	78
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	79

3.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	81
3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	83
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE.....	85
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO.....	86
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ.....	88
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	89
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	91
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	93
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	94
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	97
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	99
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	99
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	100
4.1.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	101
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	102
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	102
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	103
4.2.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	111
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	112
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	112
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	112
4.3.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	114
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	116
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	117
4.4.1.1	SUBESTAÇÕES.....	117
4.4.1.2	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	117
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	118
4.4.3	Não Conformidades em Postos de transformação de cliente	120
4.4.4	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	121
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	122
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	123
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	124

4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	125
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	126
	ANEXO.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT	23
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	24
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	24
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	25
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	25
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	26
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	26
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	28
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	32
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	33
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	33
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA	34
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	34
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2019.....	35
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2019	36
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA	38
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	38
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	39
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	39
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	44
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	44
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	45
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM	46
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	46
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2019.....	47
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2019	47
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2019	48
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2019	48
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	50
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	50
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	51
Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	51

Figura 3-33 – NUTS III em Portugal continental	54
Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção	56
Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção	56
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT	57
Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT	57
Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT	58
Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT	59
Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT	59
Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT	60
Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT	60
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT	61
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT	61
Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2019	62
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2019	63
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2019	64
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2019	65
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2019	66
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2019	67
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2019	68
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2019	69
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2019	70
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2019	71
Figura 3-55 – Evolução dos incidentes de grande impacto registados entre 2009 e 2019	74
Figura 3-56 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2019	75
Figura 3-57 – Incentivo à continuidade de serviço	78
Figura 3-58 – Evolução do SAIDI BT	79
Figura 3-59 – Evolução do SAIFI BT	79
Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT	81
Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT	81
Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT	83
Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT	83
Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT	85
Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT	85
Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT	86

Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT	86
Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT	88
Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT	88
Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT	89
Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT	89
Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT	91
Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT	91
Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT	93
Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT	93
Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT	94
Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT	94
Figura 4-1 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação.....	121

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 2019	13
Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2019.....	14
Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2019	15
Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2019.....	15
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	21
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT	23
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT.....	27
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	27
Quadro 3-5 – Indicadores gerais na RAA em 2019	31
Quadro 3-6 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA	40
Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAM em 2019	43
Quadro 3-8 – Eventos excecionais na RAM	49
Quadro 3-9 – Compensações na RAM	52
Quadro 3-10 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	53
Quadro 3-11 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2019	55
Quadro 3-12 – Impacto da tempestade Helena nos indicadores de continuidade de serviço	72
Quadro 3-13 – Impacto do evento de 25 e 26 de agosto de 2019 nos indicadores de continuidade de serviço.....	73
Quadro 3-14 – Impacto da tempestade Elsa e Fabien nos indicadores de continuidade de serviço	74
Quadro 3-15 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2019	76
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2019	100
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2019	100
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2019.....	103
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2019.....	103
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2019	104
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2019	104
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2019.....	105
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2019.....	105
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2019	106

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2019	106
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2019.....	107
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2019.....	107
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2019	108
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2019	108
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2019	109
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2019	109
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2019.....	110
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2019.....	110
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2019	111
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2019	111
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2019	113
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2019.....	113
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2019.....	114
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2019.....	114
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (EDP Distribuição).....	119
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (EDP Distribuição).....	119

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) do setor elétrico e do setor do gás natural 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 2019 ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) sete interrupções de fornecimento longas e três 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 2019 apresentou valores em linha com o registado nos últimos anos para os indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) foram mais afetados devido essencialmente à ocorrência de incidentes nas subestações de Mourisca e Estarreja.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Verifica-se que, em 2019, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição se degradou face ao ano anterior, em especial pelo efeito de fenómenos climatéricos extremos, destacando-se a tempestade Elsa e Fabien. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho da EDP Distribuição foi ligeiramente melhor que 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.

O número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço reduziu-se comparativamente com o valor de 2018, tendo a EDP Distribuição pago cerca de 253 mil euros de compensações.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2019 uma ligeira degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço da região. A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos na zona C da ilha do Corvo relativos ao indicador SAIDI MT e nas zonas A e C da ilha do Faial relativamente ao indicador SAIFI BT.

Relativamente aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se incumprimentos dos padrões estabelecidos, a grande maioria na BT, respeitantes, quer ao número quer à duração das interrupções. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 3 833 euros, valor semelhante ao do ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2019 que os indicadores de continuidade de serviço da RAM registaram valores em linha com o verificado no último ano, essencialmente motivado pelo impacto reduzido causado por eventos excecionais. Em 2019, foram cumpridos os padrões dos indicadores gerais.

No que respeita aos indicadores individuais, há a registar o pagamento de 2 010 euros de compensações a clientes, valor menor do que o verificado em 2018.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2019, 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 2019, a REN – Rede Eléctrica Nacional efetuou medições de qualidade de energia eléctrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT. Foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos 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 2019, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 39% relativamente ao ano anterior.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Na rede eléctrica da EDP Distribuição registaram-se, em 2019, 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 eléctrica da EDA, foram identificados incumprimentos do valor limite da tremulação na ilha do Corvo, em linha com o ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede eléctrica da EEM, registaram-se 425 cavas de tensão, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 366 na ilha da Madeira e 59 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, em 2019, 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 2019, cinco operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia eléctrica 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. 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	
	Cooprорiz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooprорiz	ORD, CUR	
	EDP Distribuição	EDP Distribuição	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 2019.

Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2019

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 711
220	3 746
150	2 544
Total	9 002
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 470
MAT/AT	23 673
Total (MAT/MAT e MAT/AT)	38 143
Pontos de entrega	
84	

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 2019.

Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2019

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	214	9
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	80	MT/MT	84	6
	Pico	-	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	102	301	AT/MT	375	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 EDP Distribuição, 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 2019.

Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2019

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	9 029	539	-	-
	MT	59 087	14 727	69 190	-
	BT	110 883	33 781	-	6 277 358
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	26	2 169
A Celer	BT	79	27	44	4 256
A Lord	BT	138	19	43	4 488
C. E. de Loureiro	BT	76	18	21	2 080
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	31	3 317
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 548
CEVE	BT	347	153	90	9 193
Cooprорiz	BT	n.d.	n.d.	24	1 890
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	421

n.d. – informação não disponível

Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2019

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	67	22	66	-
	BT	136	20	-	3 696
São Miguel	MT	442	273	535	-
	BT	802	368	-	62 353
Terceira	MT	265	93	292	-
	BT	540	85	-	26 834
Graciosa	MT	57	11	52	-
	BT	90	7	-	3 144
São Jorge	MT	127	7	79	-
	BT	179	16	-	5 697
Pico	MT	158	33	137	-
	BT	299	28	-	9 520
Faial	MT	94	44	93	-
	BT	201	41	-	7 907
Flores	MT	62	13	32	-
	BT	58	12	-	2 385
Corvo	MT	-	3	2	-
	BT	-	4	-	276
Madeira	MT	598	884	1 424	-
	BT	2 495	674	-	134 143
Porto Santo	MT	17	81	74	-
	BT	45	86	-	4 649

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 pelo respetivo operador. 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 da 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 na rede de média tensão, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O Regulamento da Qualidade de Serviço 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 excepcional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

Um evento só pode ser considerado como excepcional se cumprir cumulativamente as seguintes características: i) baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; ii) provoque

uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; iii) não seja razoável, em termos económicos, que os operadores das redes ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências; iv) o evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes ou aos comercializadores.

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

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço gerais referem-se à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica. Os indicadores individuais respeitam à continuidade de serviço 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 2019 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas (cinco interrupções acidentais e duas interrupções previstas) e três interrupções de fornecimento breves, afetando nove dos 84 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano, dos quais um com o acordo do cliente. Refira-se que no ano 2018 foram contabilizadas cinco interrupções de fornecimento longas.

O Quadro 3-2 apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2019 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 de transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.

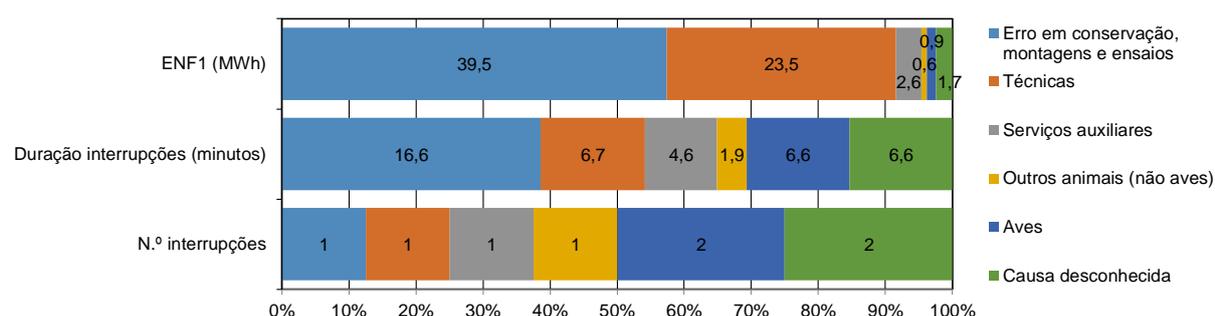
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT

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 Alcochete	60		1	1		4,60	4,60		2,60	2,60
Subestação de Alqueva	60	1		1	1,90		1,90	0,60		0,60
Subestação de Carvoeira	60		1	1		5,10	5,10		0,70	0,70
Subestação de Estarreja	60		1	1		6,70	6,70		23,50	23,50
Subestação de Mourisca	60		1	1		16,60	16,60		39,50	39,50
Subestação de Ourique	60	1		1	1,50		1,50	0,20		0,20
Subestação de Rio Maior	60	1		1	1,00		1,00	0,50		0,50
Subestação da Siderurgia Nacional - Maia	220		2	2		332,80	332,80		0,00	0,00
Subestação de Tunes	60		1	1		5,60	5,60		1,20	1,20
Total		3	7	10	4,40	371,40	375,80	1,30	67,50	68,80
Total (%)		30,0	70,0	100,0	1,2	98,8	100,0	1,9	98,1	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções (longas ou breves) com origem nesta rede (ENF₁) foi de 68,80 MWh em 2019. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 98%.

Na Figura 3-1 apresentam-se as causas de todas as interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2019, 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 2019, a interrupção com origem em erro em conservação, montagens e ensaios corresponde à causa com maior impacto não só na duração de ocorrências, mas também na ENF₁.

Para além das interrupções acidentais identificadas na Figura 3-1, ocorreram na rede de transporte duas interrupções previstas cuja causa foi “Acordo com cliente”, tendo contabilizado esta interrupção uma duração de 332,80 minutos.

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 2019 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 2019.

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT

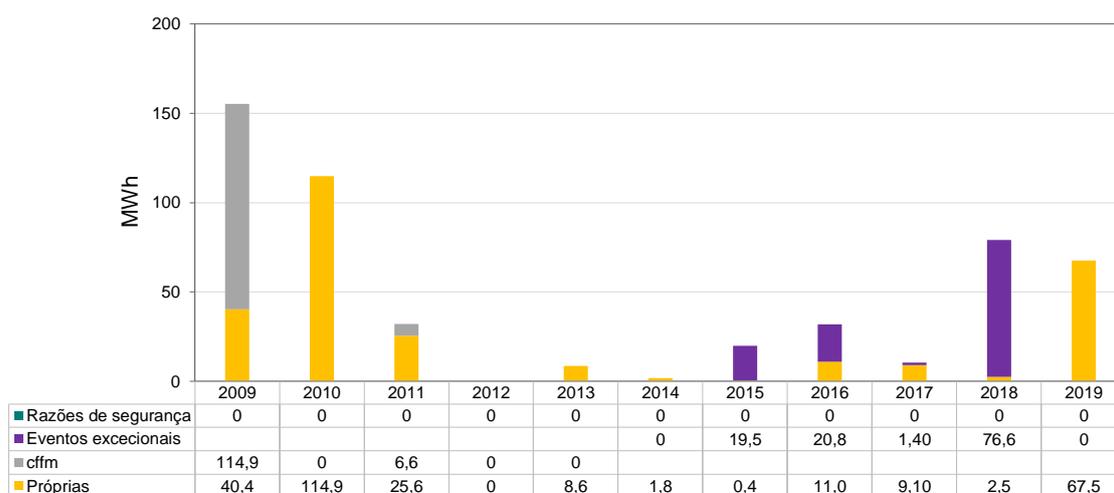
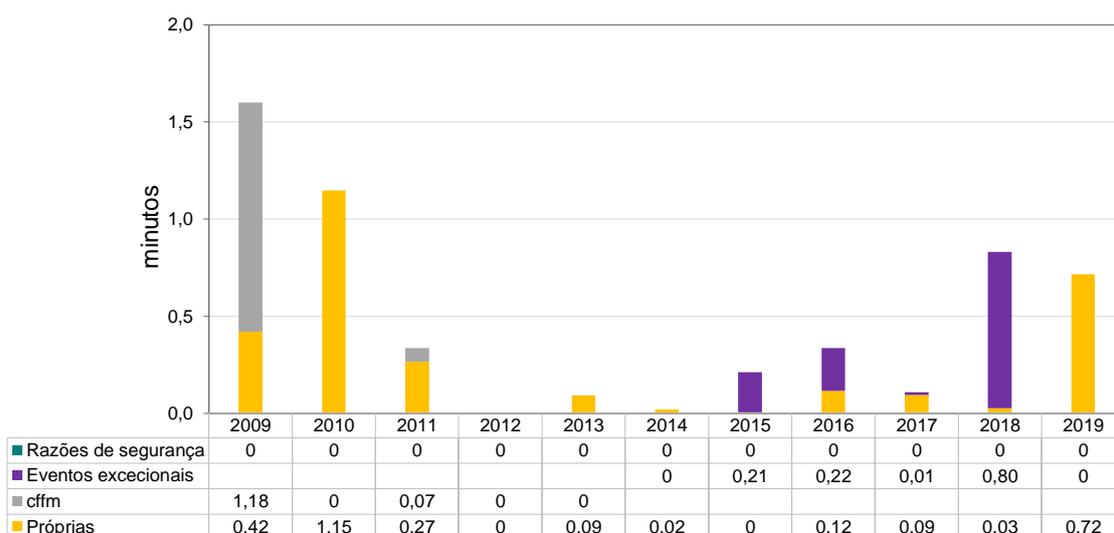


Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT



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

Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

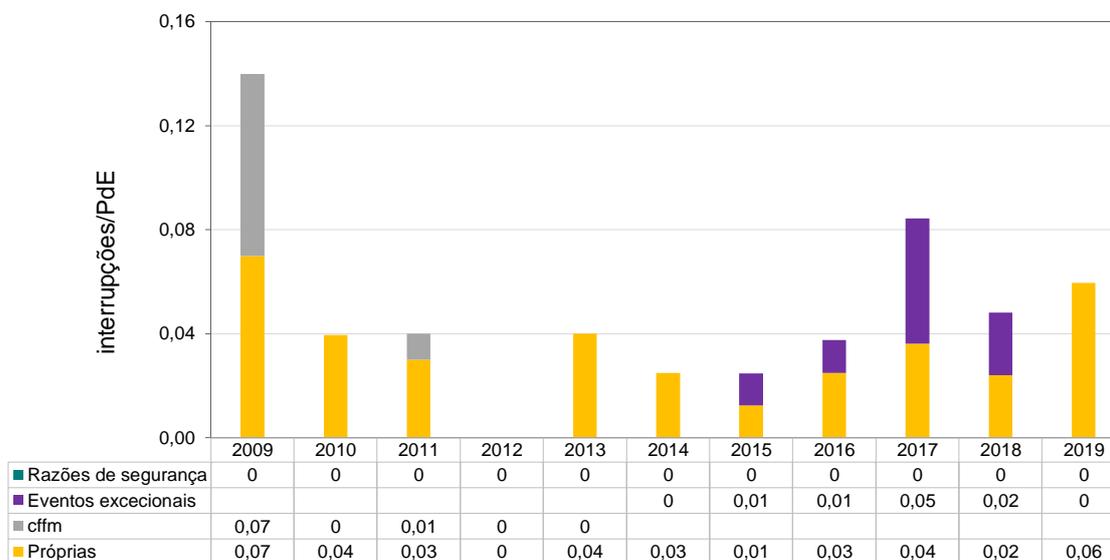


Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

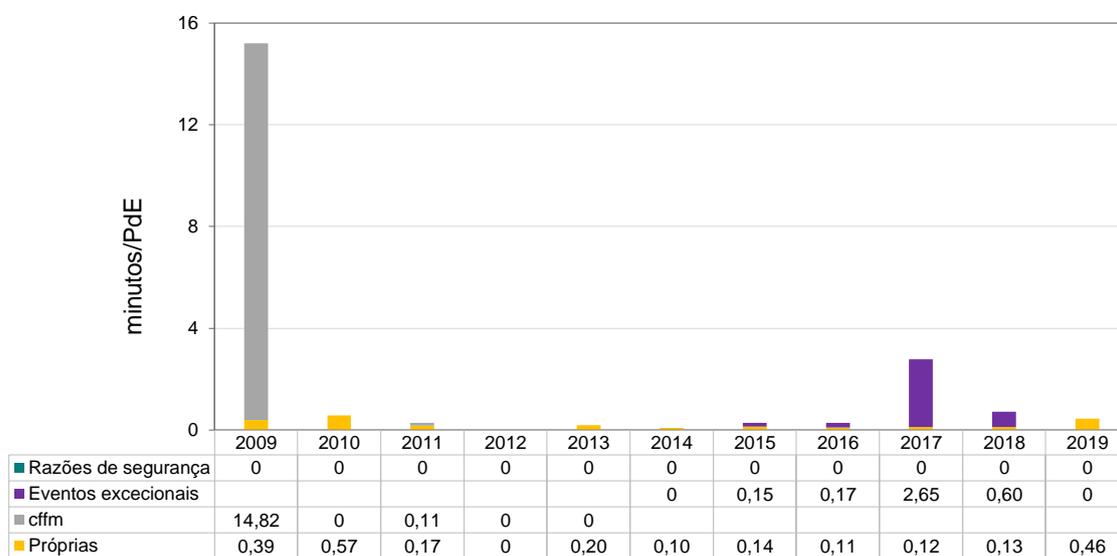


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

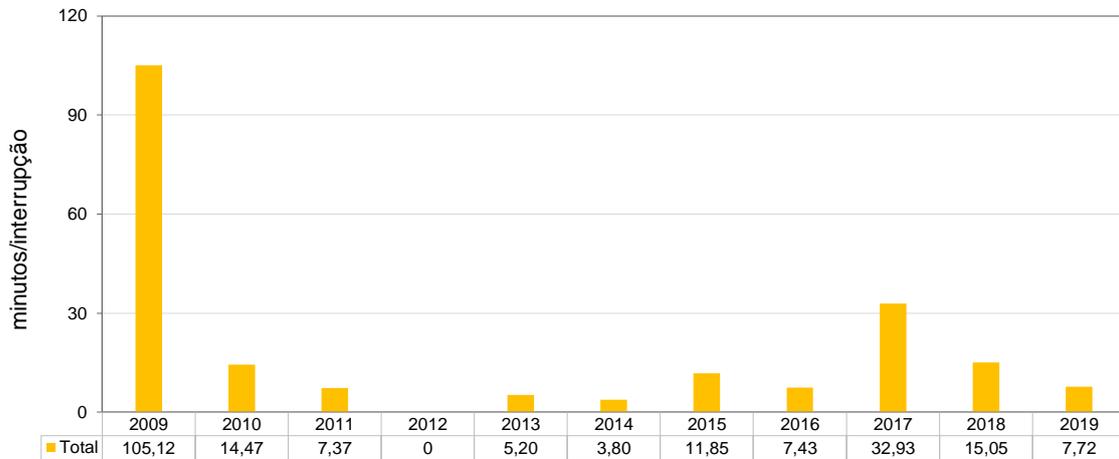
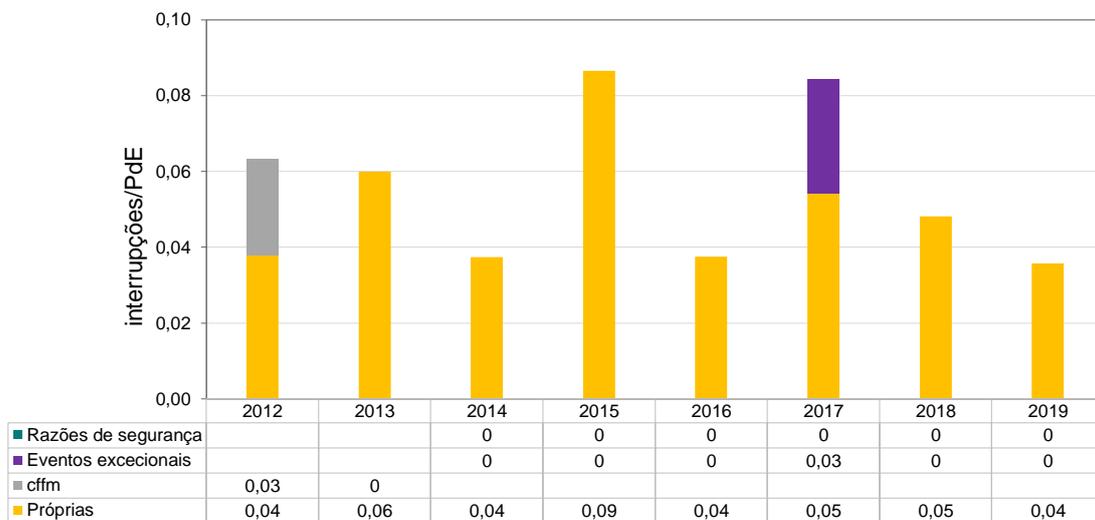


Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que 2019 apresentou valores em linha com o registado nos últimos anos para os indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) foram mais afetados devido essencialmente à ocorrência de incidentes nas subestações de Mourisca e Estarreja.

O reduzido número de interrupções que se tem registado nos pontos de entrega da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

No Quadro 3-3 apresentam-se os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2019, desagregados de acordo com o tipo de interrupção (previstas e acidentais).

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

Indicador geral	Previstas	Acidentais	
		Não excepcionais	Eventos Excepcionais
ENF₁ (MWh)	0	67,50	0
TIE (minutos)	0	0,72	0
SAIFI (interrupções/PdE)	0,02	0,06	0
SAIDI (minutos/PdE)	3,96	0,46	0
SARI (minutos/interrupção)	166,40	7,70	0
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0,04	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 3-4 apresenta-se essa informação relativa ao ano de 2019 com desagregação por nível de tensão.

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

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	1,78	1,19
220 kV	1,01	
400 kV	0,89	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2019 apresenta uma redução de 36% relativamente ao ano anterior, tendo esta redução ocorrido mais significativamente nos 400 kV, mercê da redução de incidentes neste nível de tensão com origem em incêndios e noutros fatores atmosféricos.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2019, 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 2019, a ERSE não recebeu do operador da RNT nenhum pedido de classificação de incidente como evento excepcional.

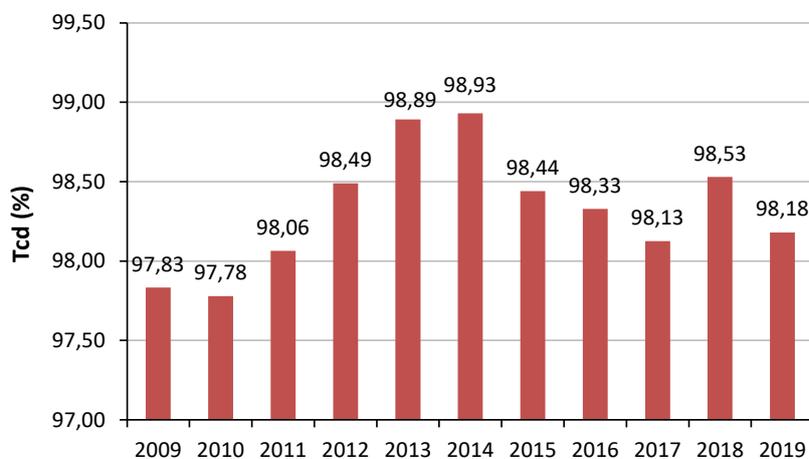
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

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 registrada em 2019, tendo nesse ano atingido o valor de 98,18%. Contrariamente ao verificado no último ano, verifica-se uma redução da disponibilidade dos elementos da RNT.

Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT



3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2019 ocorreram na RNT sete interrupções de fornecimento longas (cinco interrupções acidentais e duas interrupções previstas) e três 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 2019 apresentou valores em linha com o registado nos últimos anos para os indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI.

Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) foram mais afetados devido essencialmente à ocorrência de incidentes nas subestações de Mourisca e Estarreja.

3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

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

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

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

- zona A: Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo 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 percebida pelos clientes da EDA inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço em 2019 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percebida pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.2.1 INDICADORES GERAIS

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

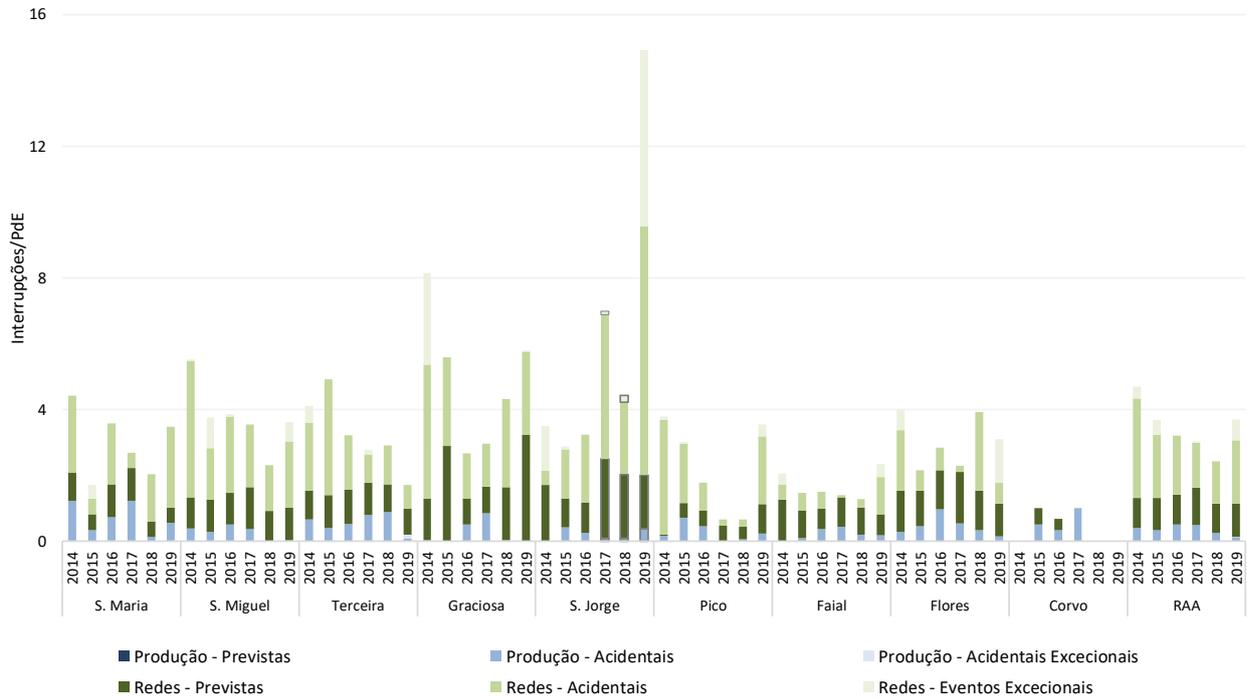
Quadro 3-5 – Indicadores gerais na RAA em 2019

Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	52,60	155,53	79,64	287,77
TIEPI (min)	34,84	103,02	52,75	190,61
SAIFI MT (int./PdE)	0,76	5,47	1,64	7,87
SAIDI MT (min/PdE)	52,15	130,46	82,35	264,96
MAIFI MT (int./PdE)	1,00	2,03	0,66	3,69
SAIFI BT (int./cliente)	0,80	6,54	1,80	9,15
SAIDI BT (min/cliente)	41,01	159,45	86,76	287,23

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 21% 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 10% 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 2014-2019, 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 2019 verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 52% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 27% para as interrupções acidentais. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Terceira, Flores e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de aumento do número de interrupções com duração inferior a três minutos. Refira-se que a ilha de S. Jorge 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

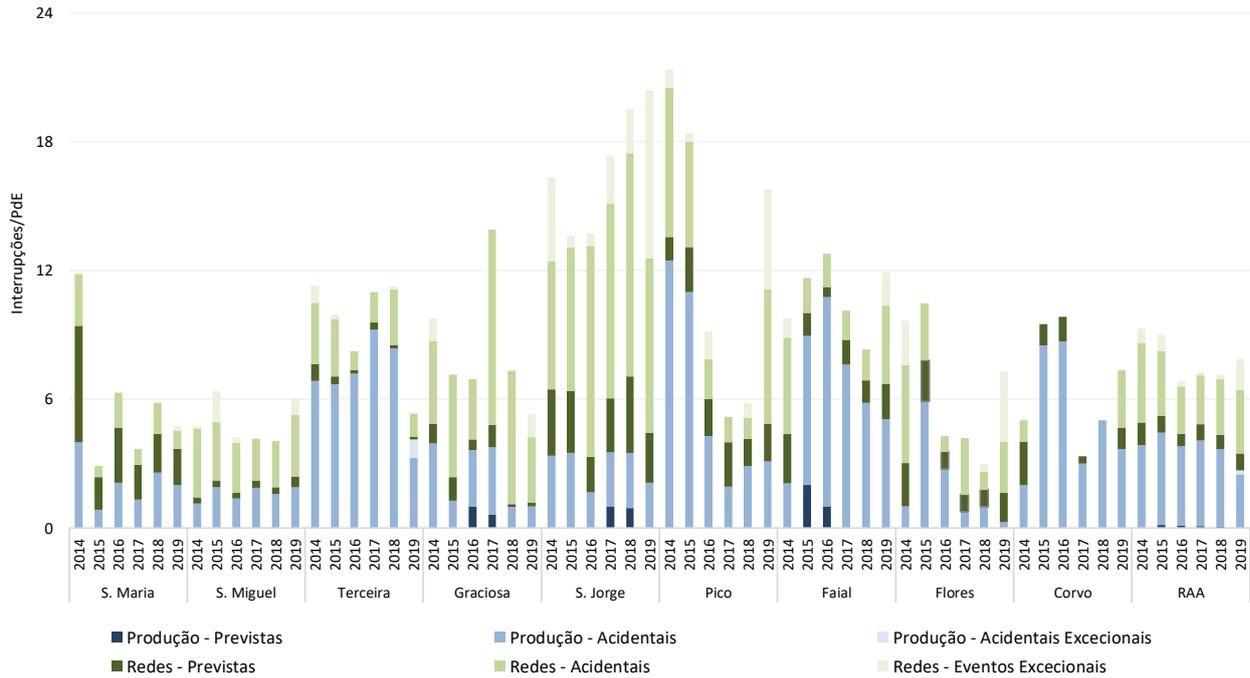
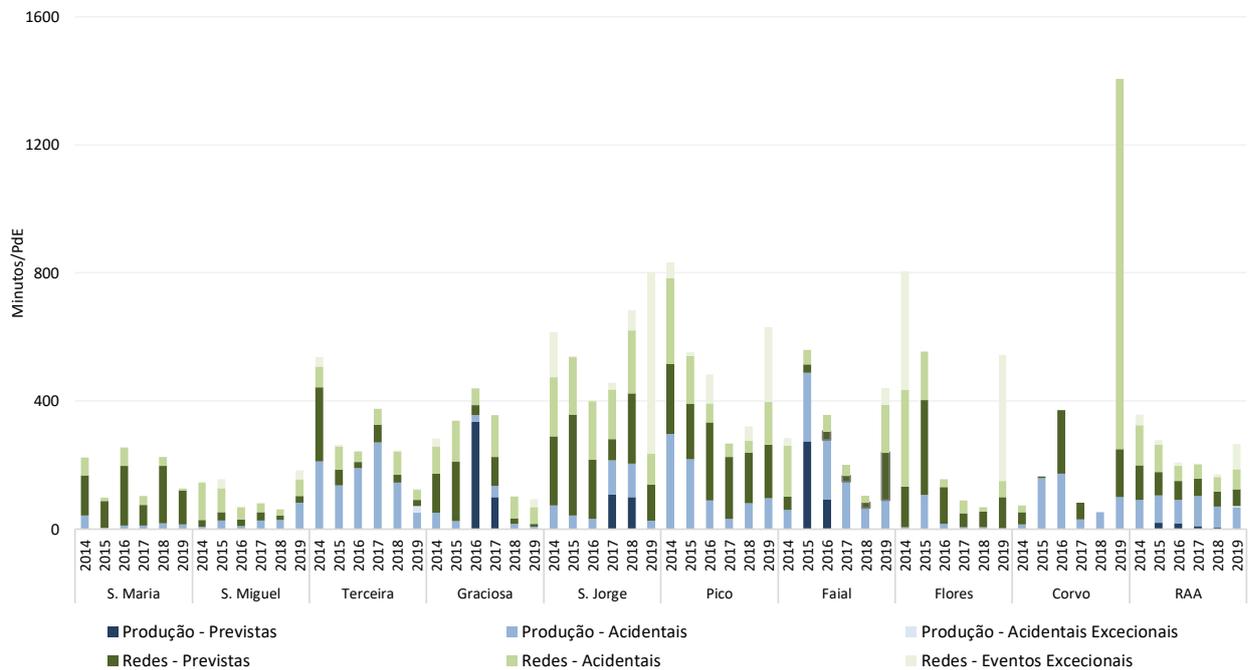


Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA



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 ligeiramente superiores aos dos valores registados em 2018. Refira-se que a ilha do Corvo 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

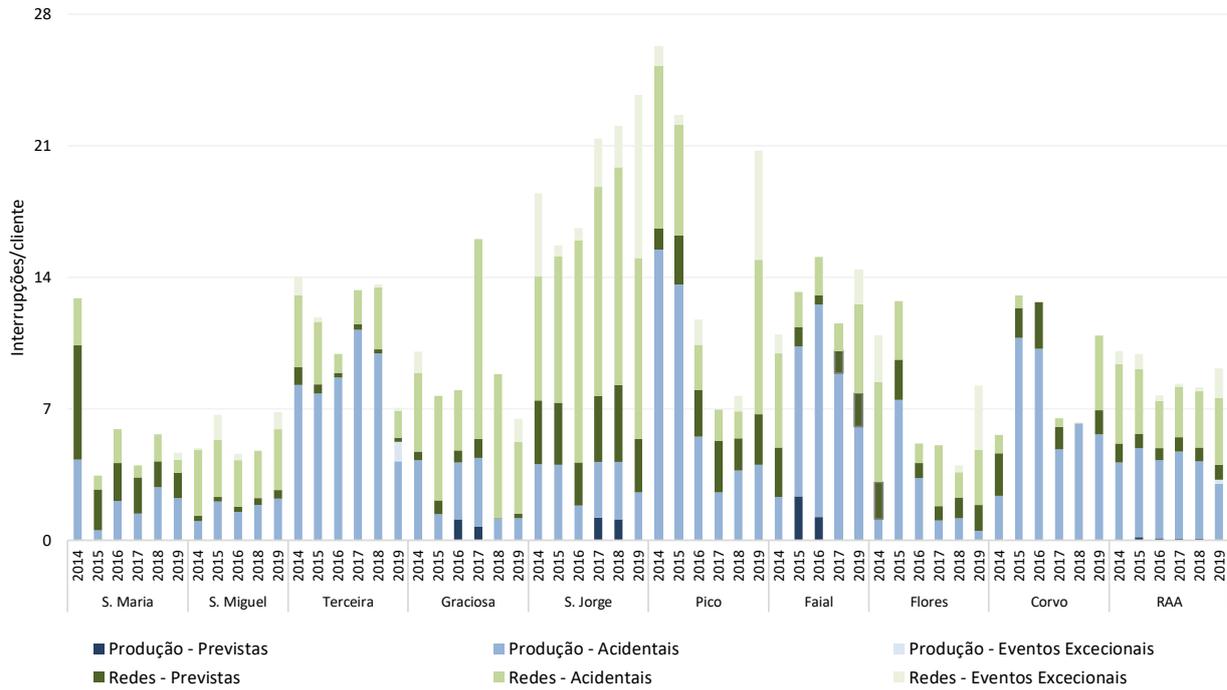
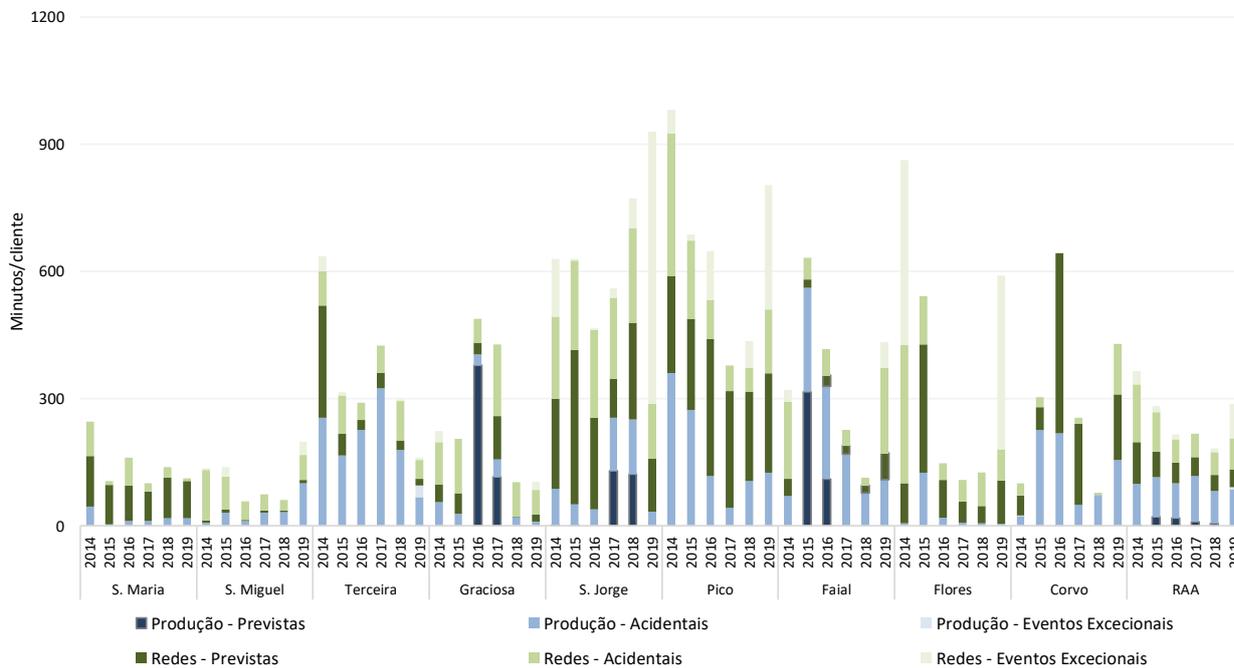


Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA



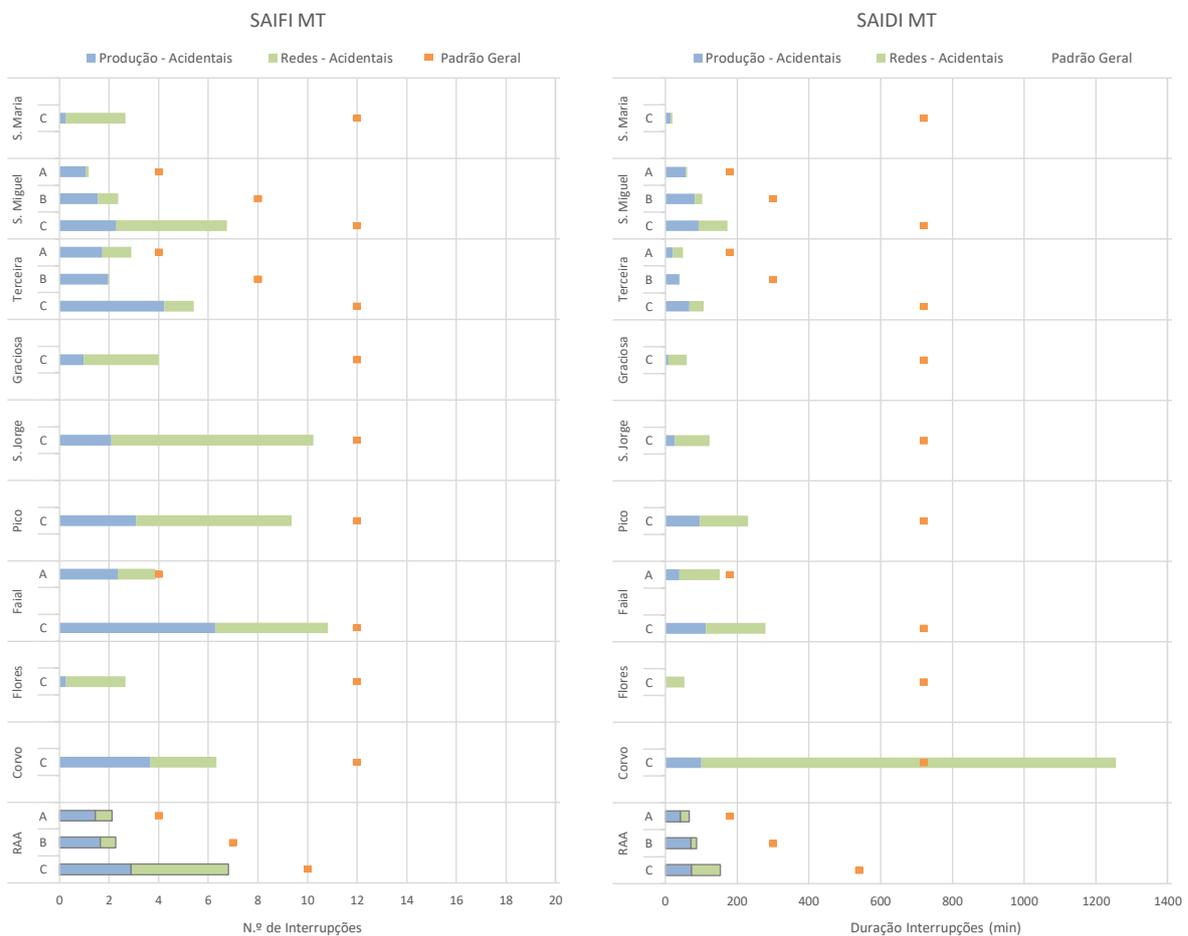
Em 2019, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são ligeiramente superiores quando comparado com o ano anterior, principalmente motivada pela ocorrência de eventos excepcionais.

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.

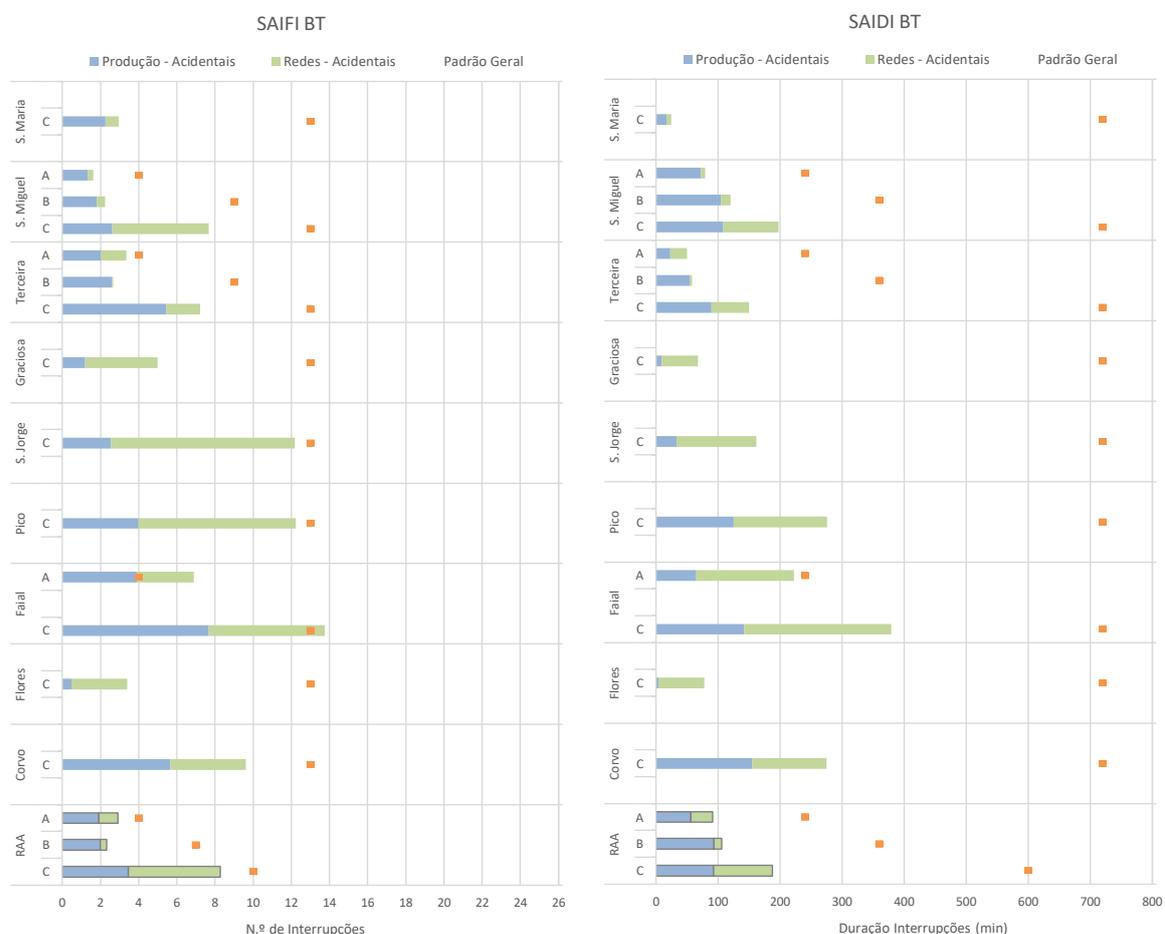
Na Figura 3-14 e na Figura 3-15 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2019



Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. No entanto, na comparação por ilha, no que diz respeito ao indicador SAIFI MT, verifica-se o cumprimento dos padrões em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço. Em relação ao indicador SAIDI MT, identificam-se incumprimentos na zona C da ilha do Corvo.

Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2019



As situações de incumprimento dos padrões verificadas em 2019 vão ser acompanhadas pela ERSE em conjunto com a EDA. No caso de estas situações persistirem no tempo, a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo, no âmbito do planeamento das redes.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas em 2019 vão ser acompanhadas pela ERSE em conjunto com a EDA. No caso de estas situações persistirem no tempo, a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo, no âmbito do planeamento das redes.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas em 2019 vão ser acompanhadas pela ERSE em conjunto com a EDA. No caso de estas situações persistirem no tempo, a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo, no âmbito do planeamento das redes.

3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2019, a ERSE aprovou a classificação de 61 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 (52), intervenções à superfície ou no subsolo (4), descarga atmosférica direta (3), abate de árvores por terceiros (1) e aves (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.

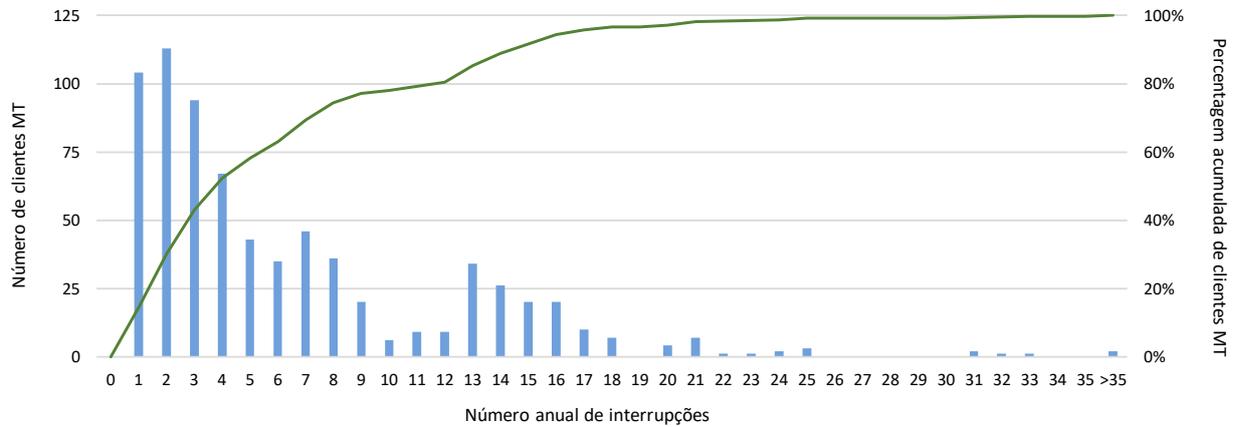
No decorrer de 2019 verificou-se a ocorrência de 12 incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA: um incidente na ilha de São Miguel, quatro incidentes na ilha de São Jorge, dois incidentes na ilha do Pico, um incidente na ilha do Faial, dois incidentes na ilha das Flores e dois incidentes na ilha do 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.

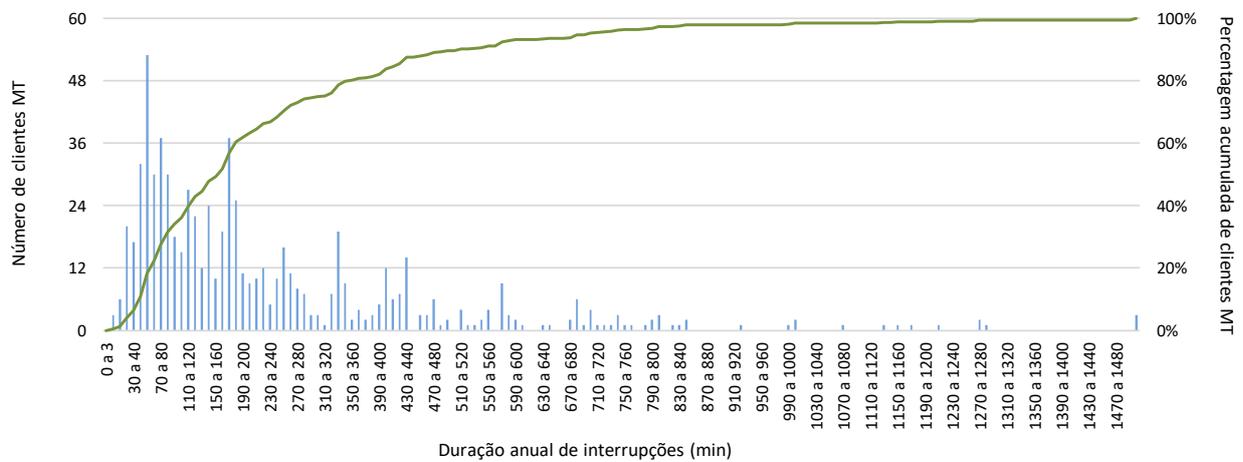
A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2019, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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



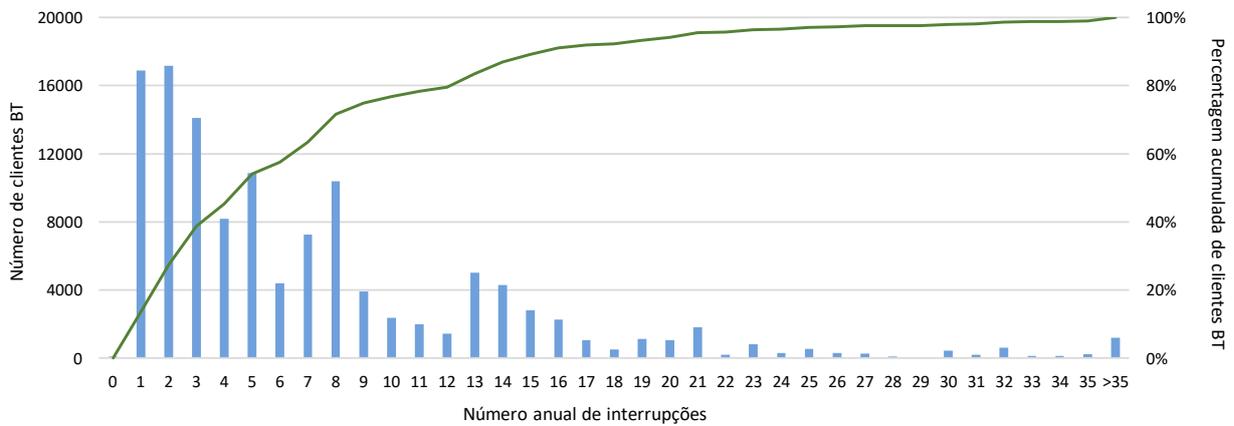
A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2019, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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



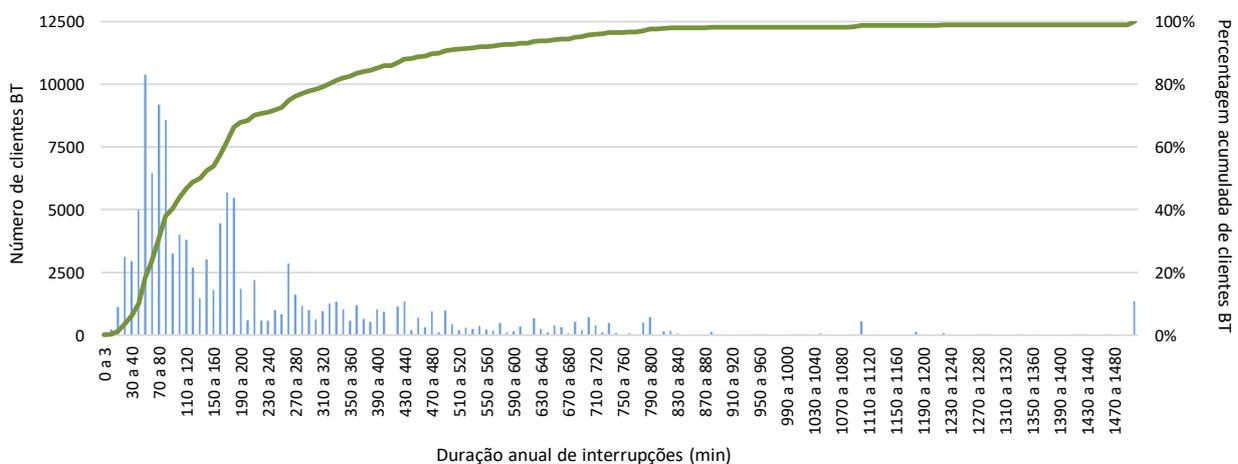
A Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2019, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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 2019, 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 404 situações de incumprimento, das quais, cerca de 99% corresponderam a clientes em BT.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 3 832,82 euros (em 2018 este valor foi de 3 875,93 euros). O montante pago aos clientes em BT representa 91% do montante total.

As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 51% do montante pago aos clientes. A ilha do Faial representa a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 85% do montante total, com especial incidência na zona A de qualidade de serviço.

O Quadro 3-6 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço, em 2019.

Quadro 3-6 – 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		2
		C		1					1
	Terceira	A		2	2		4		8
		B							
		C							
	Pico	C					3		3
	Faial	A	2		342		4		348
		C					41		41
	Corvo	C					1		1
	Total			2	3	345		54	
Montante (euros)	São Miguel	A			2,38		159,32		161,70
		C		44,89					44,89
	Terceira	A		24,40	5,95		16,12		46,47
		B							
		C							
	Pico	C					35,37		35,37
	Faial	A	287,20		1606,30		17,05		1910,55
		C					1354,26		1354,26
	Corvo	C					279,58		279,58
	Total		287,20	69,29	1614,63		1861,70		3832,82

3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2019, registou-se um ligeiro aumento dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos na zona C da ilha do Corvo relativos ao indicador SAIDI MT. Em relação ao indicador SAIFI BT, verificaram-se incumprimento nas zonas A e C da ilha do Faial.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 404 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes, quer ao número, quer à duração das interrupções, dos quais cerca de 99% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 3 833 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 2019, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

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

3.3.1 INDICADORES GERAIS

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

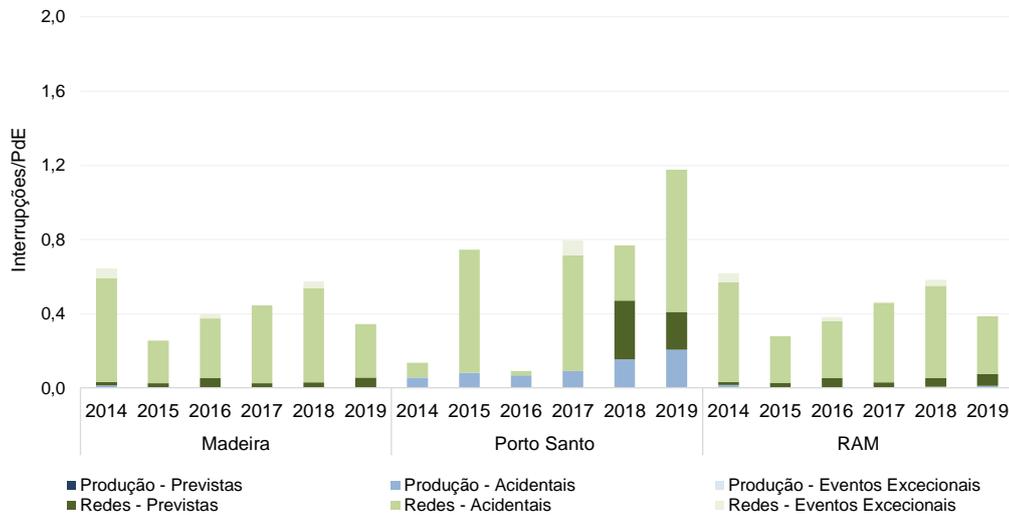
Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAM em 2019

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	32,42	42,52	1,23	76,17
TIEPI (min)	17,98	24,99	0,66	43,63
SAIFI MT (int./PdE)	0,38	0,78	0,02	1,18
SAIDI MT (min/PdE)	30,85	36,35	0,89	68,09
MAIFI MT (int./PdE)	0,07	0,32	0	0,39
SAIFI BT (int./cliente)	0,39	0,59	0,02	1,00
SAIDI BT (min/cliente)	31,58	24,46	0,86	56,90

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, esteve em linha com os resultados atingidos no ano anterior.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2014-2019 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

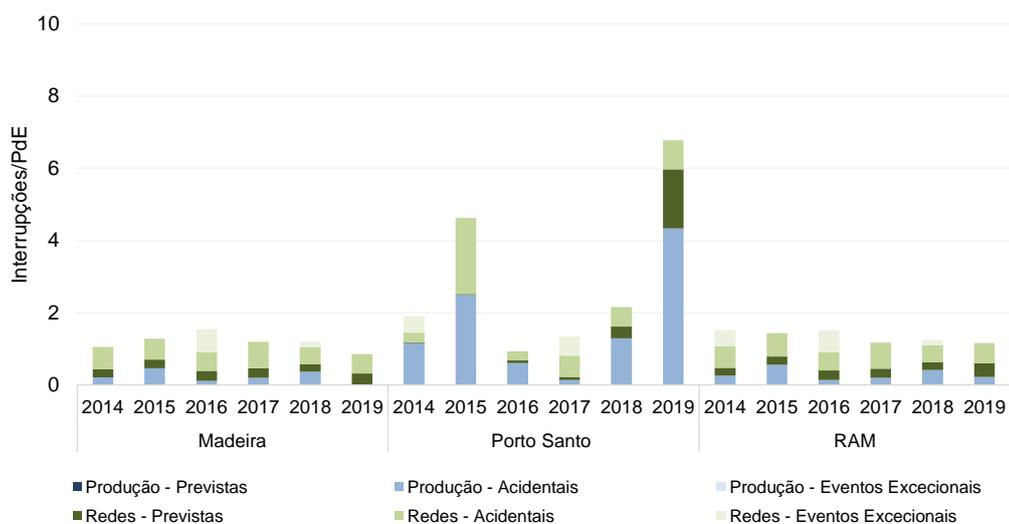
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM



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

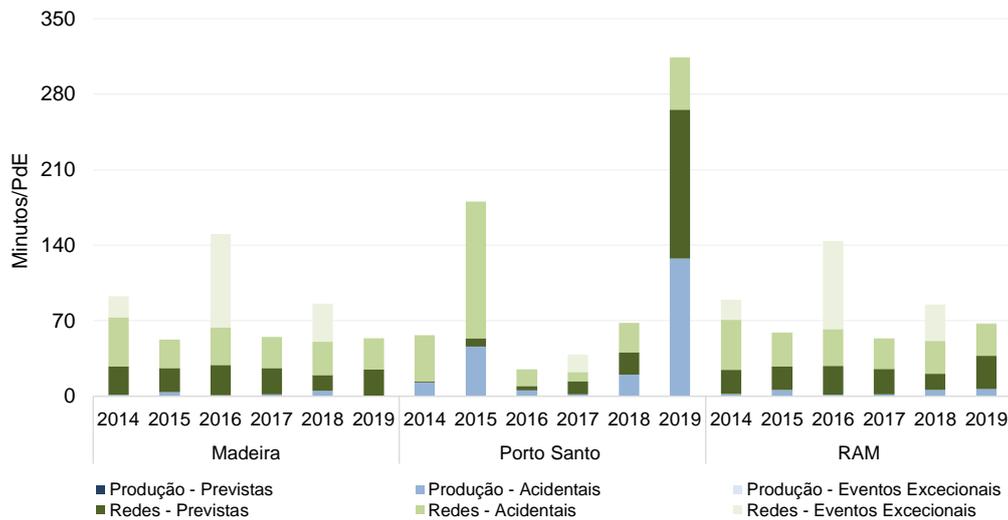
Seguidamente, na Figura 3-21 e na Figura 3-22 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2014-2019. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais.

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 2019 é semelhante ao verificado no ano anterior, aumentando o contributo das redes, mas reduzindo o da produção.

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 eventos excepcionais.

No que respeita à ilha do Porto Santo, verificou-se uma degradação dos indicadores de continuidade de serviço motivado não só pelo aumento das interrupções acidentais com origem na produção, mas também pelo aumento das interrupções previstas, face a 2018. Para estes números contribuíram anomalias ocorridas na Central Térmica do Porto Santo, bem como trabalhos de remodelação da rede de distribuição no âmbito dos projetos *Smart Fossil Free Island*, *Smartgrid* e *Smartmeter*.

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 2014-2019.

Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM

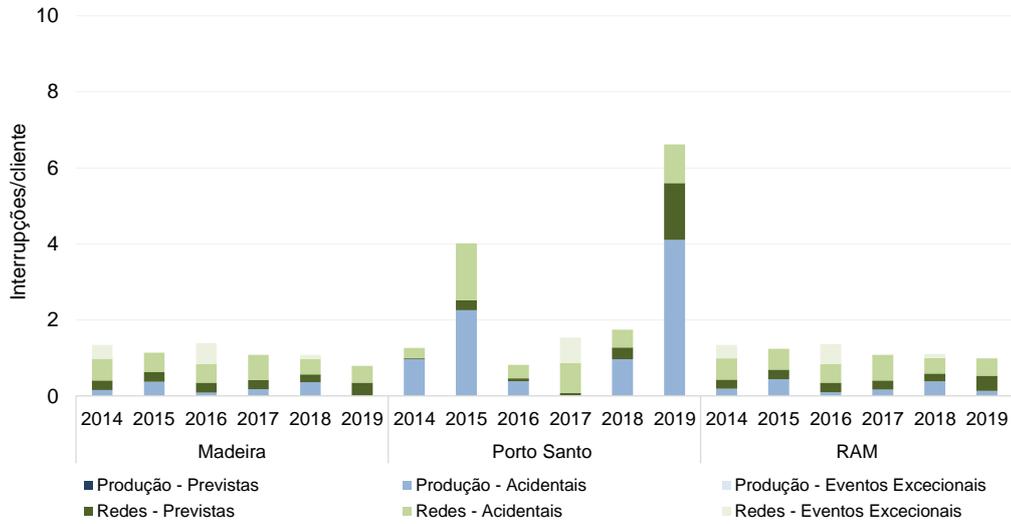
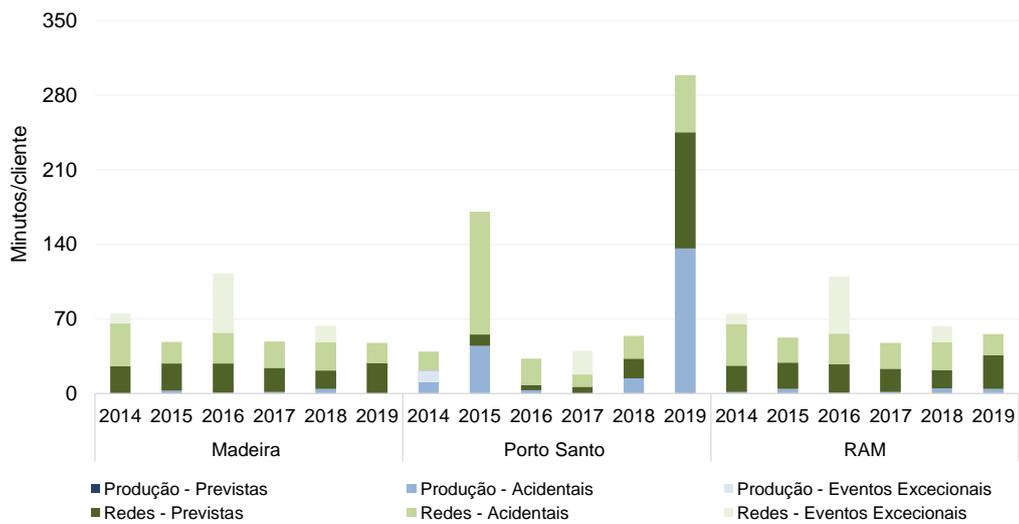


Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM



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 2019

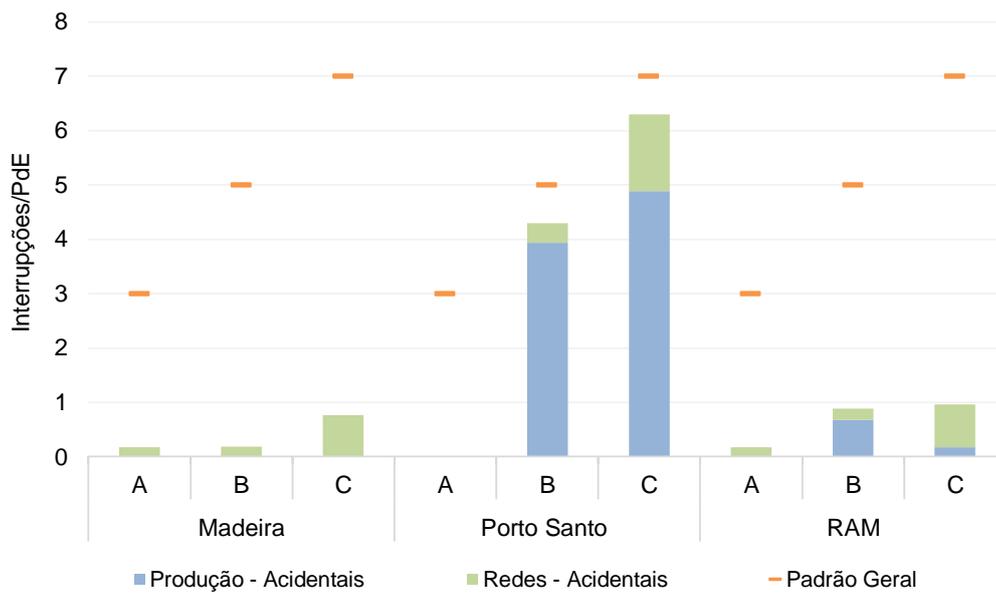
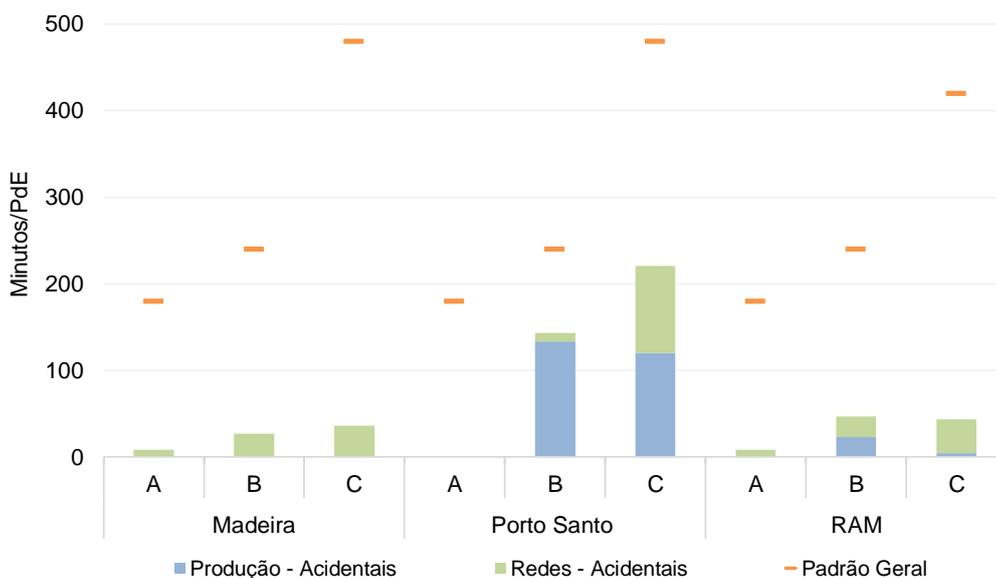


Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2019



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 2019

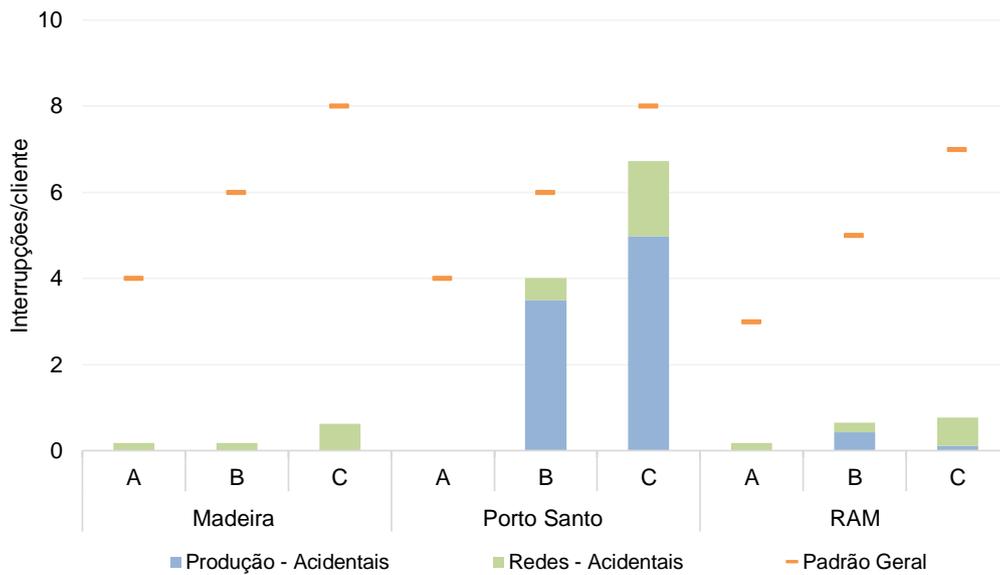
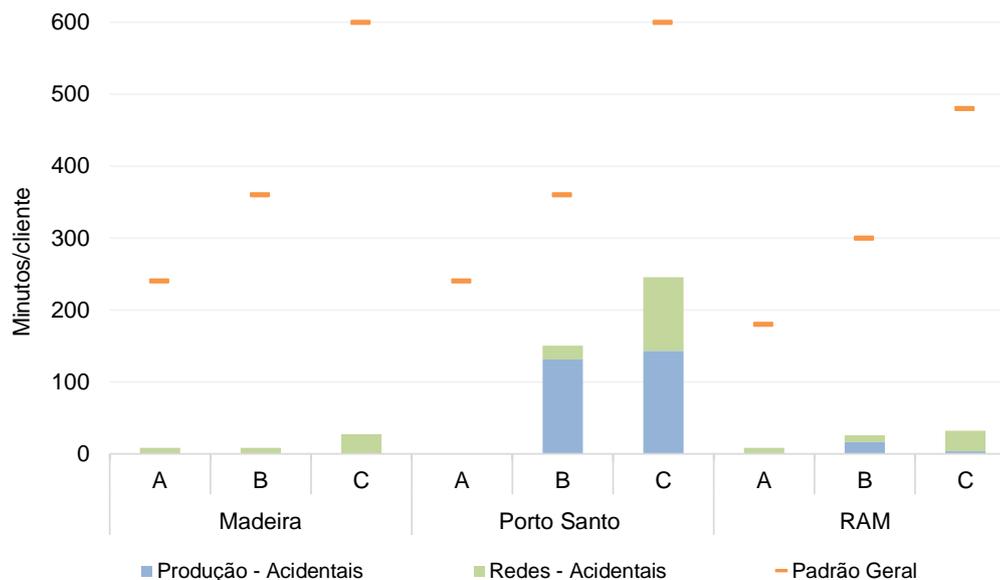


Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2019



3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2019 foram aprovados três pedidos de classificação como eventos excepcionais ocorridos nas redes da EEM. Os eventos excepcionados aprovados tiveram como causas abate de árvores por terceiros (1), interferência de objetos estranhos na rede (1) e escavações (1).

O impacto dos eventos excepcionais para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentado no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 – Eventos excepcionais na RAM

Indicador geral	Total Ano 2019
END (MWh)	1,23
TIEPI (min)	0,66
SAIFI MT (int./PdE)	0,02
SAIDI MT (min/PdE)	0,89
MAIFI MT (int./PdE)	0
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	0,86

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 2019 foi reportado à ERSE a ocorrência de um incidente de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.

Evento de 27 de novembro de 2019

Em 27 de novembro de 2019, na ilha do Porto Santo, ocorreu um evento de grande impacto devido a uma interrupção causada por curto-circuito num dos barramentos da subestação da Central Térmica do Porto Santo, aquando da realização de trabalhos na Central. A interrupção afetou 4667 clientes, originado uma END de 8,26 MWh, um SAIDI MT de 116,51 minutos e um SAIFI MT de 3,15 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.

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

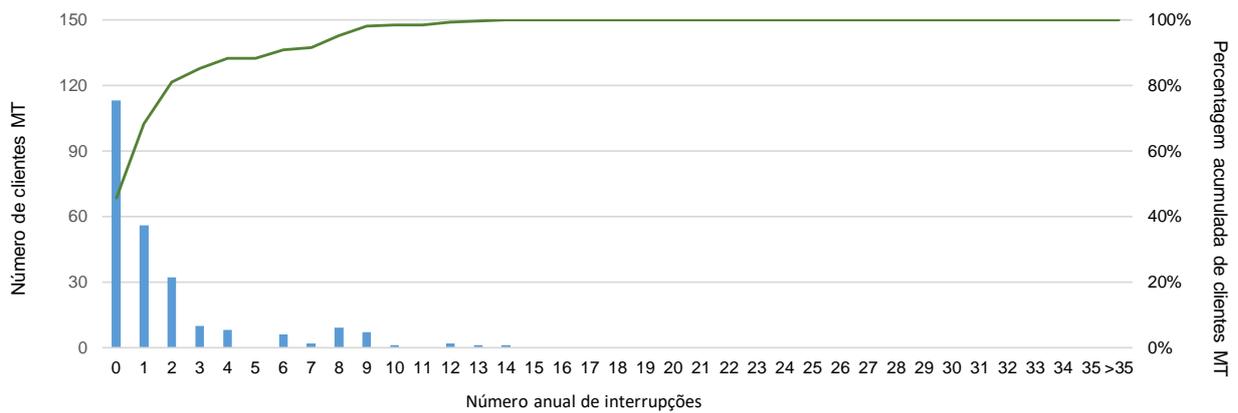


Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM

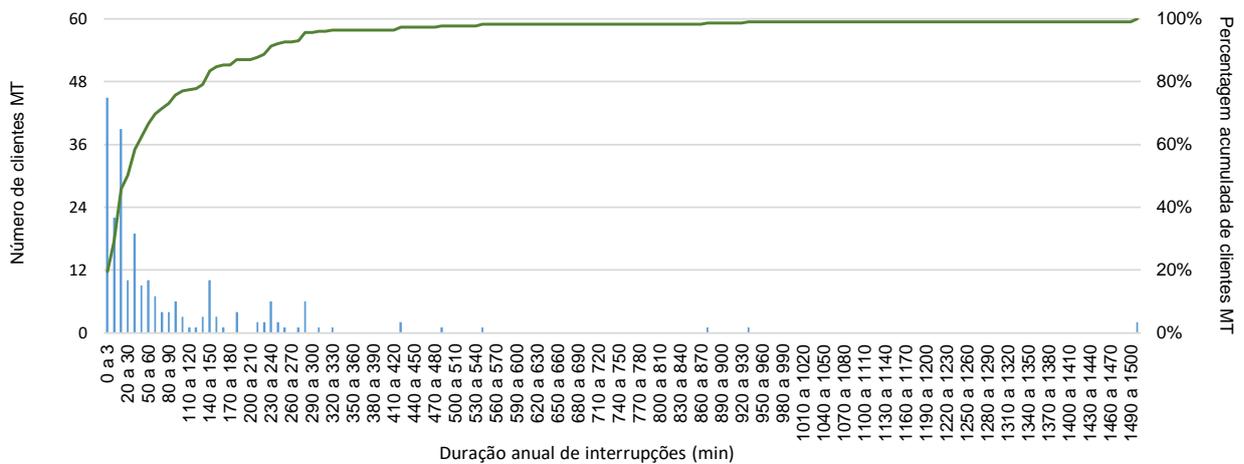


Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM

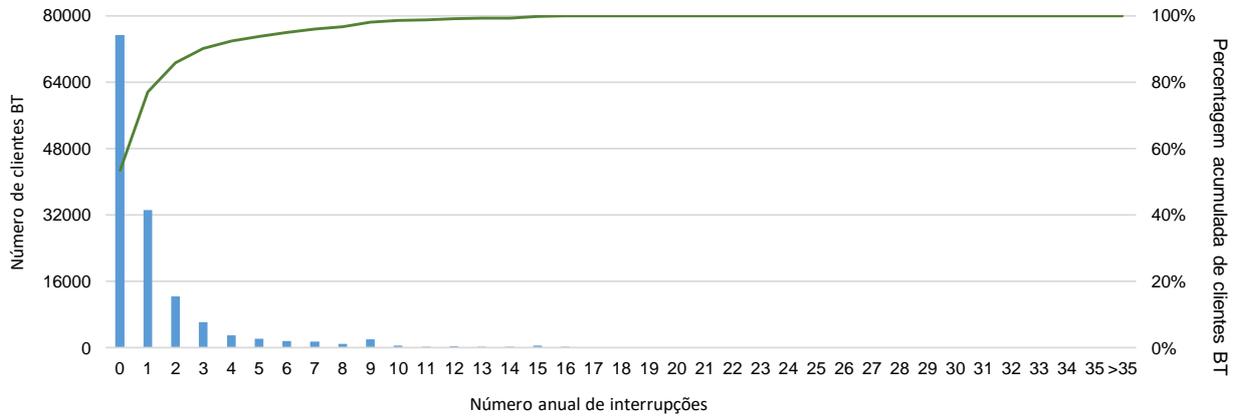
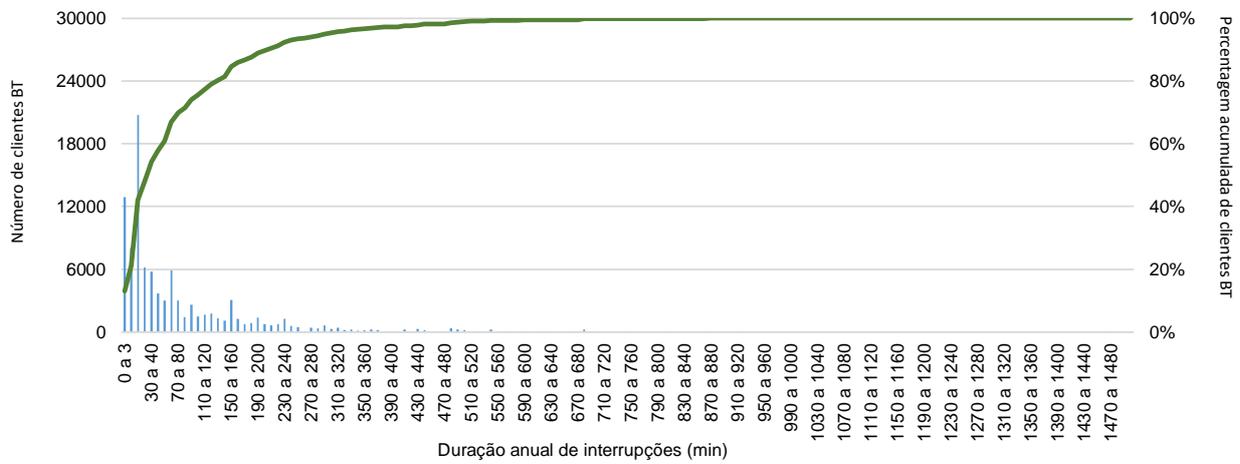


Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM



O Quadro 3-9 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2019, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 3-9 – 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		1			8		9
		B		1					1
		C					7	2	9
	Porto Santo	B							
	Total		0	2	0	0	15	2	19
Montante (euros)	Madeira	A		403,59			94,86		498,45
		B		1197,89					1197,89
		C					175,74	137,57	313,31
	Porto Santo	B							
	Total		0	1601,48	0	0	270,60	137,57	2009,65

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 2 009,65 euros, valor inferior ao ano anterior (em 2018 este valor foi de 6 780,15 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 0,49 euros.

3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2019, os indicadores de continuidade de serviço da RAM registaram valores em linha com o verificado no último ano, essencialmente motivado pelo impacto reduzido causado por eventos excepcionais. No Porto Santo destaca-se o contributo das interrupções acidentais da produção e das interrupções previstas da rede que degradaram os indicadores de continuidade de serviço nesta ilha em relação ao ano anterior. Verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.

À semelhança do ano 2018, 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 2 009,65 euros, valor inferior ao ano anterior.

3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO

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 3-10.

Quadro 3-10 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental

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

O desempenho da rede de distribuição da EDP Distribuição, 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 EDP Distribuição.

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 percecionada pelos clientes da EDP Distribuição 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 2019 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.4.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da EDP Distribuição 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 EDP Distribuição consideram esses três níveis de tensão. Nos indicadores gerais registados em 2019, que se apresentam no Quadro 3-11, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-11 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2019

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,20	0,14	0,34
SAIDI AT (min/PdE)	0	22,97	89,17	112,14
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,94	0,48	1,42
END (MWh)	2,48	3439,20	4348,71	7790,39
TIEPI (min)	0,04	49,09	59,90	109,03
SAIFI MT (int./PdE)	0,0	1,74	0,94	2,68
SAIDI MT (min/PdE)	0,09	72,13	109,88	182,10
MAIFI MT (int./PdE)	0,0	9,28	1,83	11,11
SAIFI BT (int./cliente)	0,0	1,49	0,71	2,20
SAIDI BT (min/cliente)	0,48	68,57	82,98	152,03

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

Importa referir que os indicadores AT contabilizam as interrupções sentidas não só no universo dos clientes AT, mas também no universo dos produtores AT. Por este facto, o valor do indicador deve ser analisado com prudência, uma vez que é significativamente afetado pelas interrupções a pontos de entrega a produtores. Esta constatação conduziu a que o RQS tenha sido alterado de modo a que os indicadores sejam calculados de modo separado para pontos de entrega de consumo e pontos de entrega de produção.

Na rede de MT, verifica-se que o contributo das interrupções previstas e das interrupções acidentais, excluindo os eventos excepcionais, foi ligeiramente inferior aos resultados atingidos 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 na subcomponente associada ao impacto no universo de instalações de produção AT e globalmente no universo total de pontos de entrega AT, a partir de 2014².

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

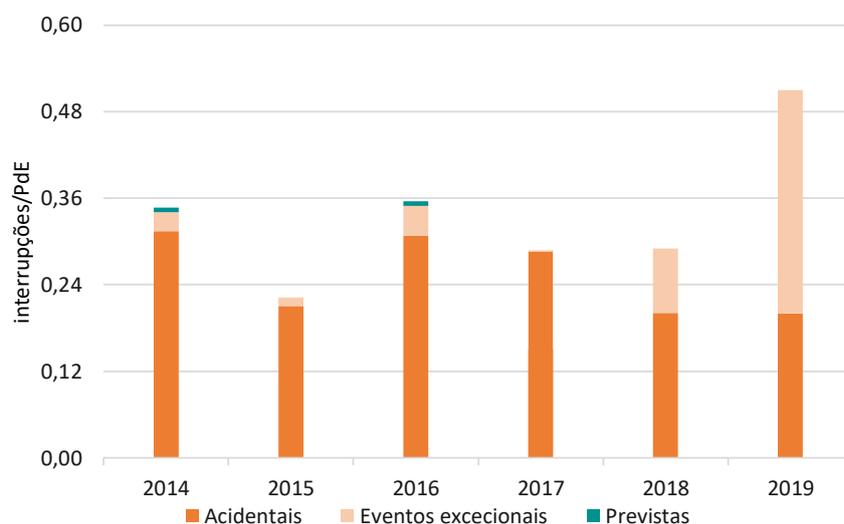
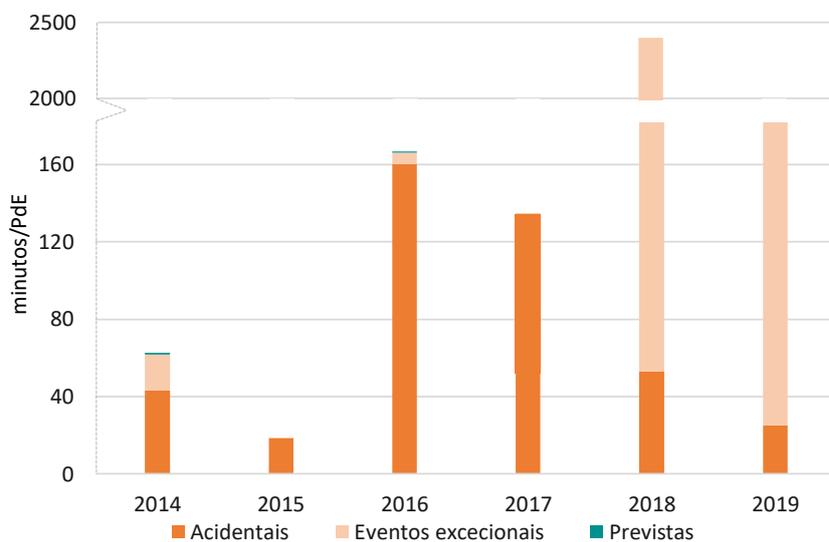


Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



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

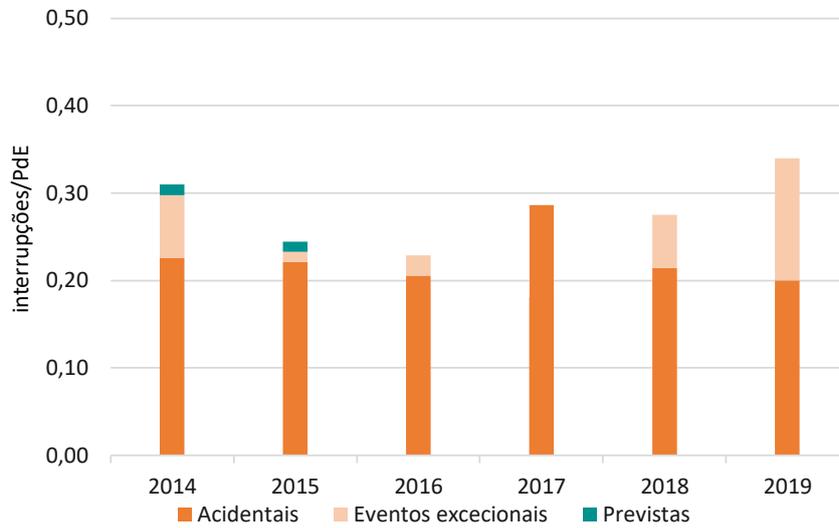


Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT

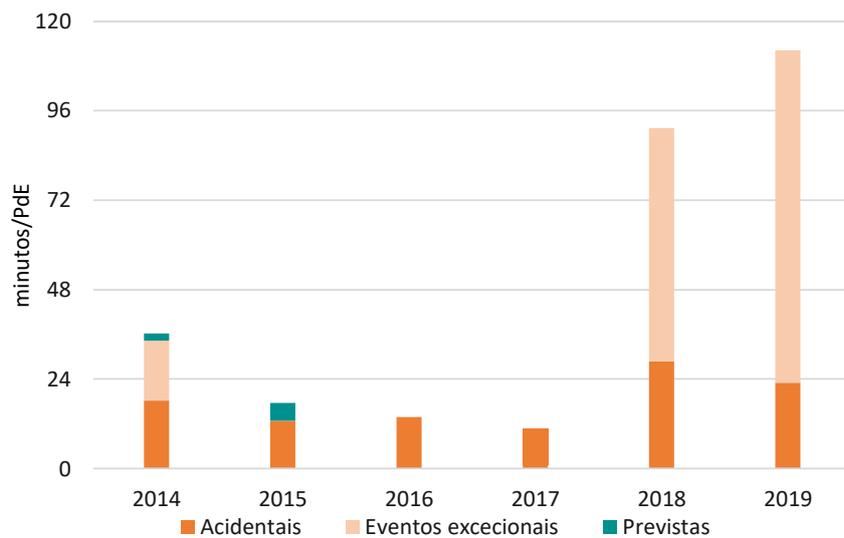
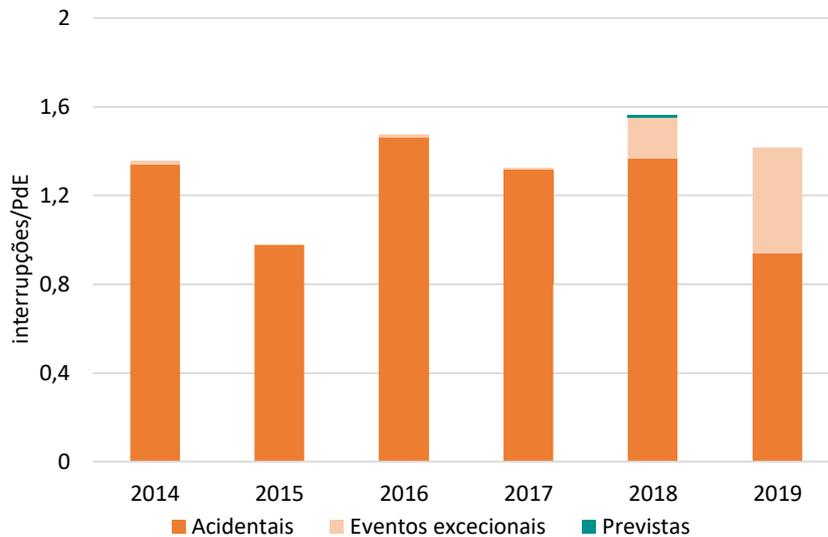


Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT



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. Este agravamento 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 qualidade.

Os indicadores que caracterizam a continuidade de serviço nas instalações de clientes AT é globalmente mais favorável, com SAIFI AT de 0,09 interrupções, SAIDI AT de 10 minutos e MAIFI AT de 0,21, considerando apenas o universo de instalações de consumo e excluindo o impacto de eventos excepcionais.

A degradação verificada nos indicadores de continuidade de serviço em AT deve-se principalmente ao evento excepcional provocado pelas tempestades Elsa e Fabien. Excluindo o impacto deste evento, verifica-se uma evolução favorável relativamente aos anos anteriores.

Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço, 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

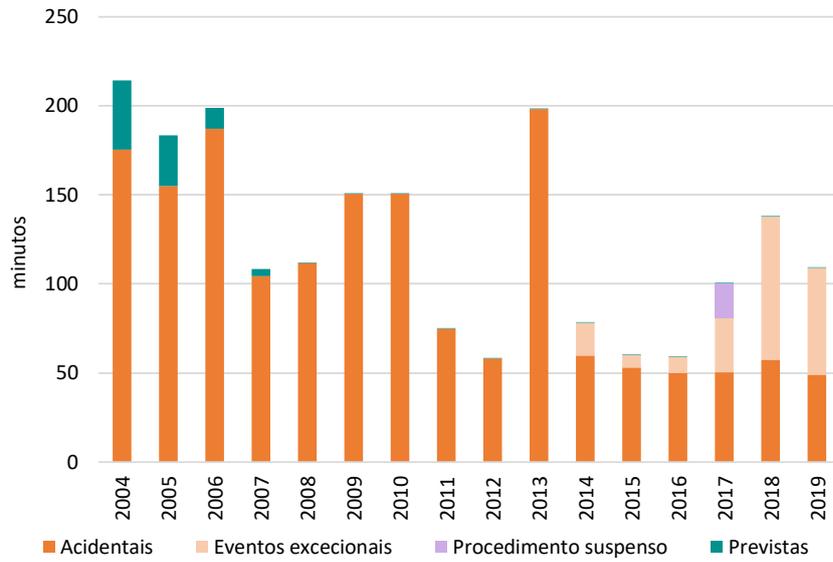


Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT

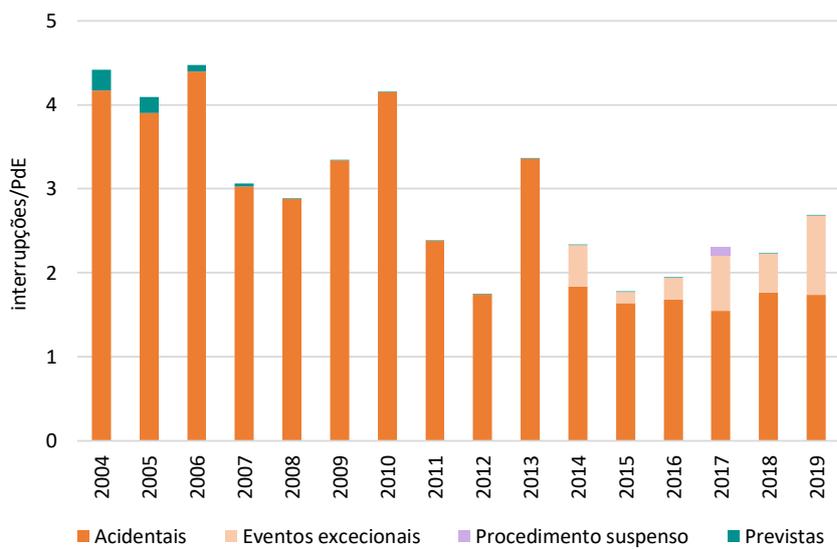


Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT

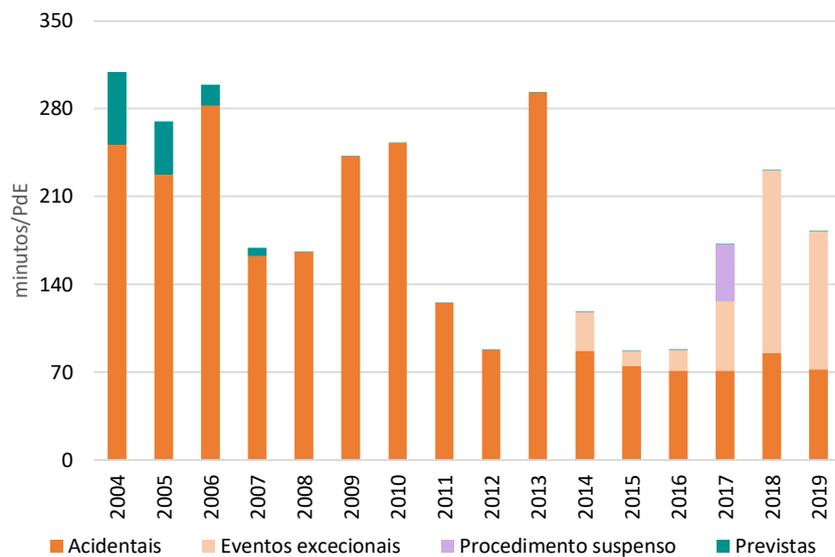


Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT

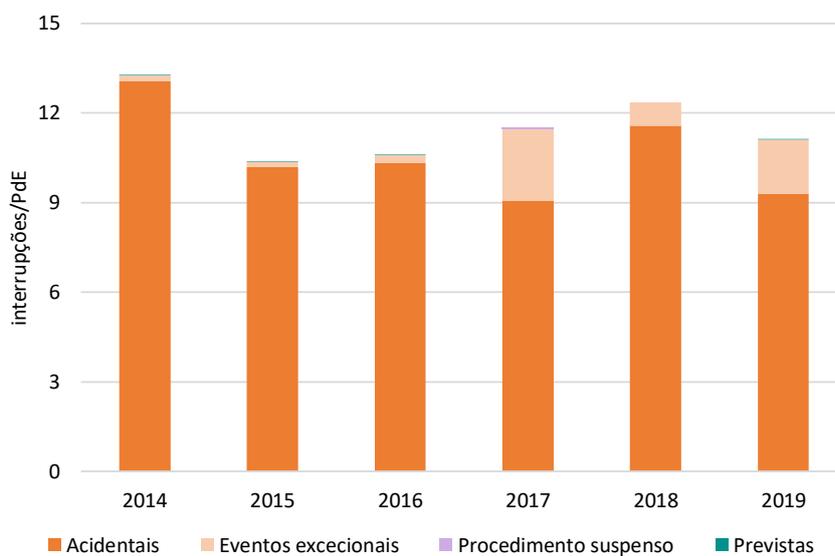


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT

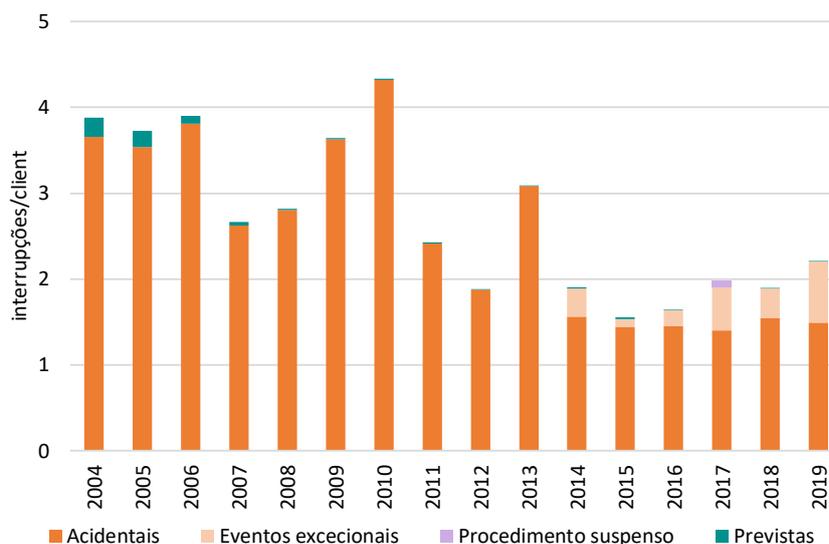
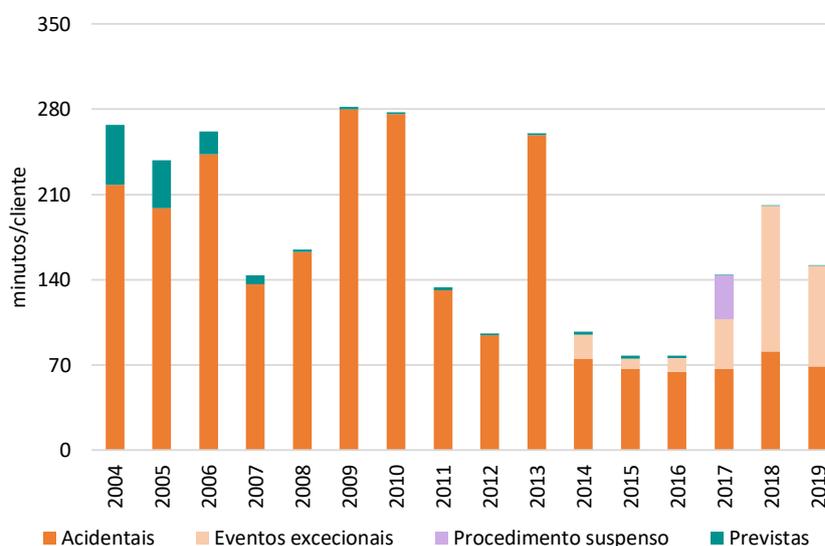


Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT



Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2019 registaram uma ligeira melhoria comparativamente aos valores verificados em 2018. Refira-se que esta redução é essencialmente devida a um impacto menos acentuado dos principais eventos meteorológicos (tempestades Elsa e Fabien) nos indicadores de continuidade de serviço, comparativamente aos eventos ocorridos em 2018, mas também a uma ligeira redução da frequência e duração das interrupções acidentais.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2019, por NUTS III.

Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2019

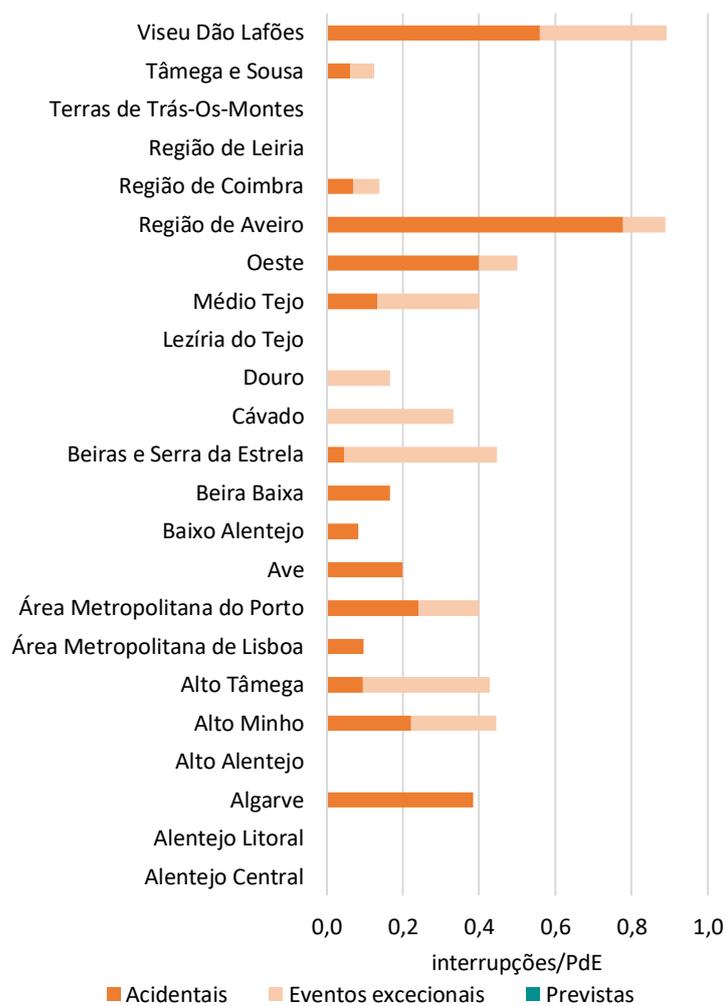


Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2019

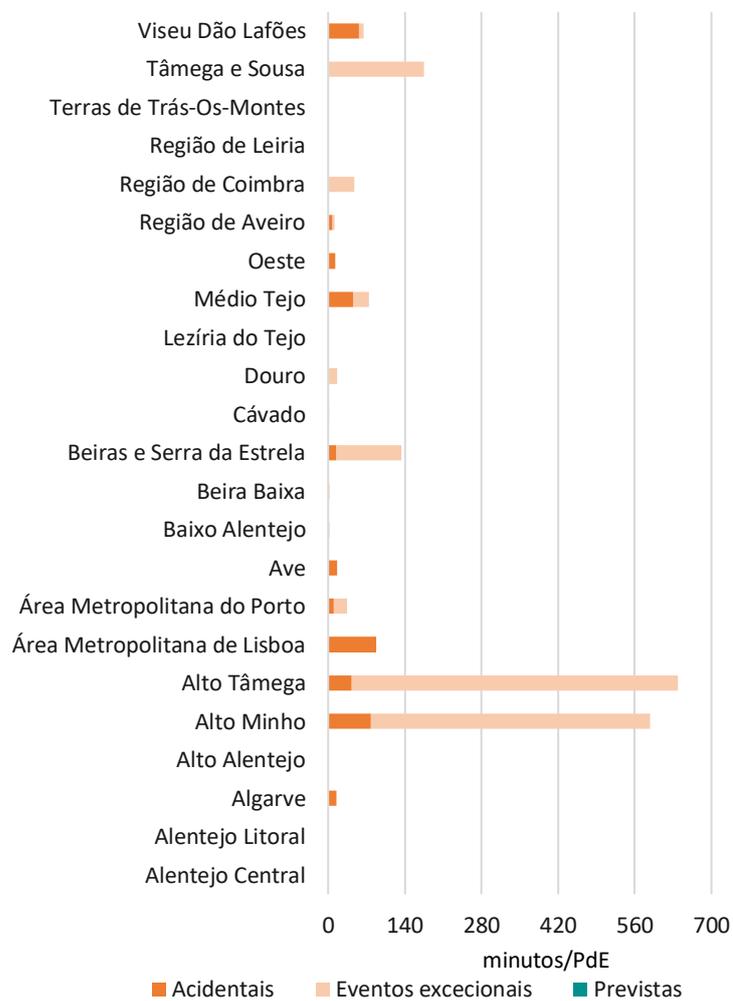
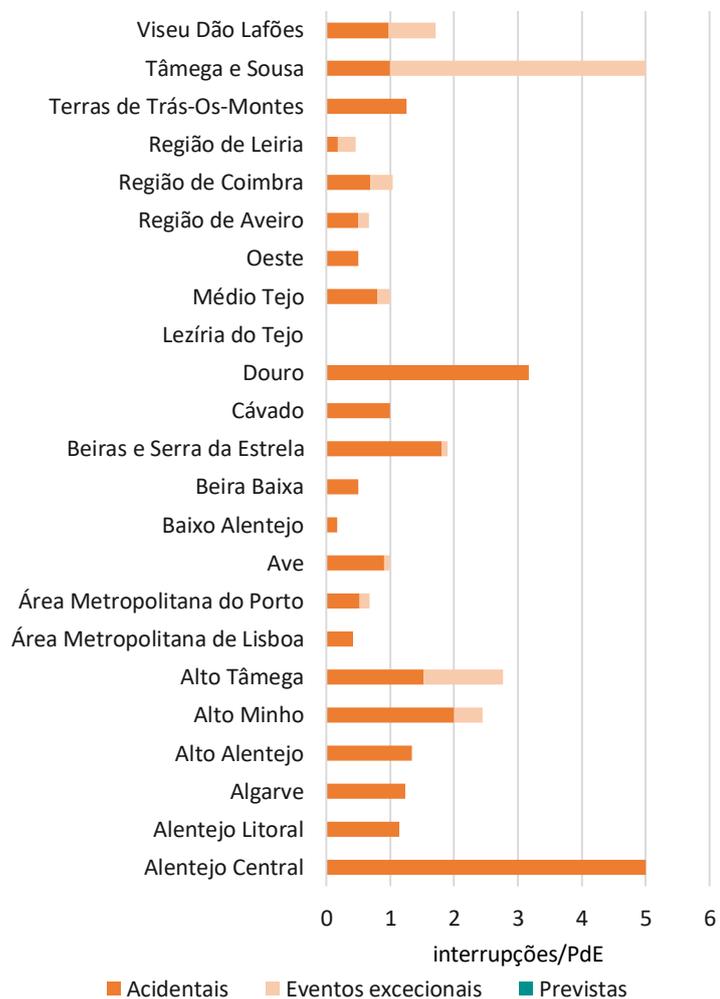


Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2019



Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2019, por NUTS III.

Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2019

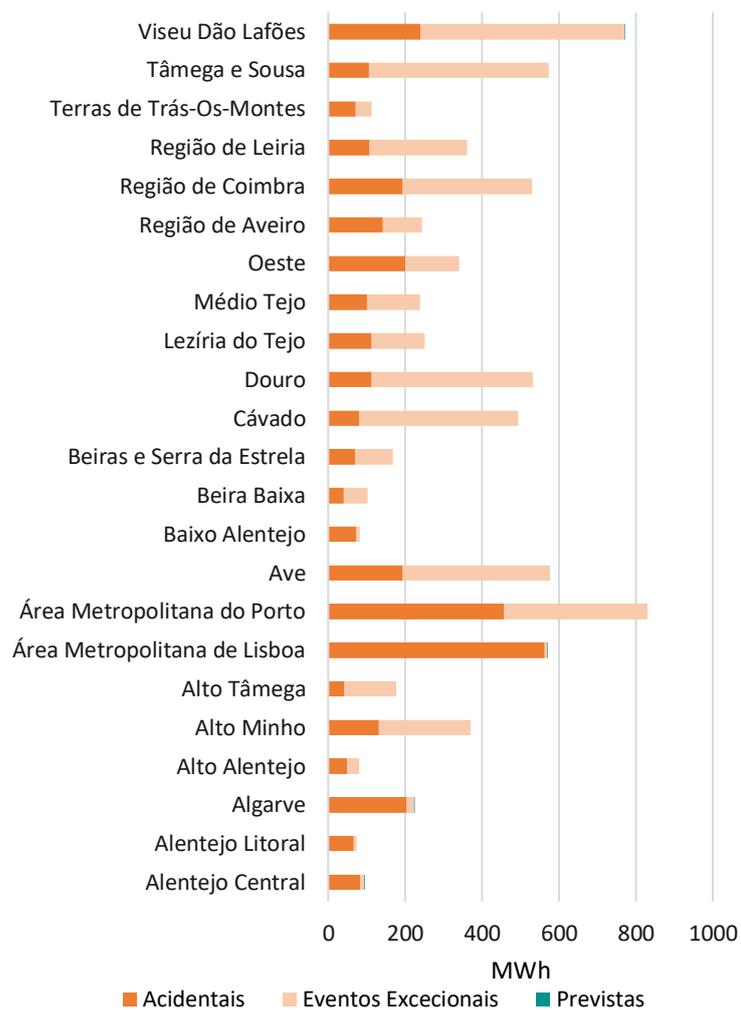


Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2019

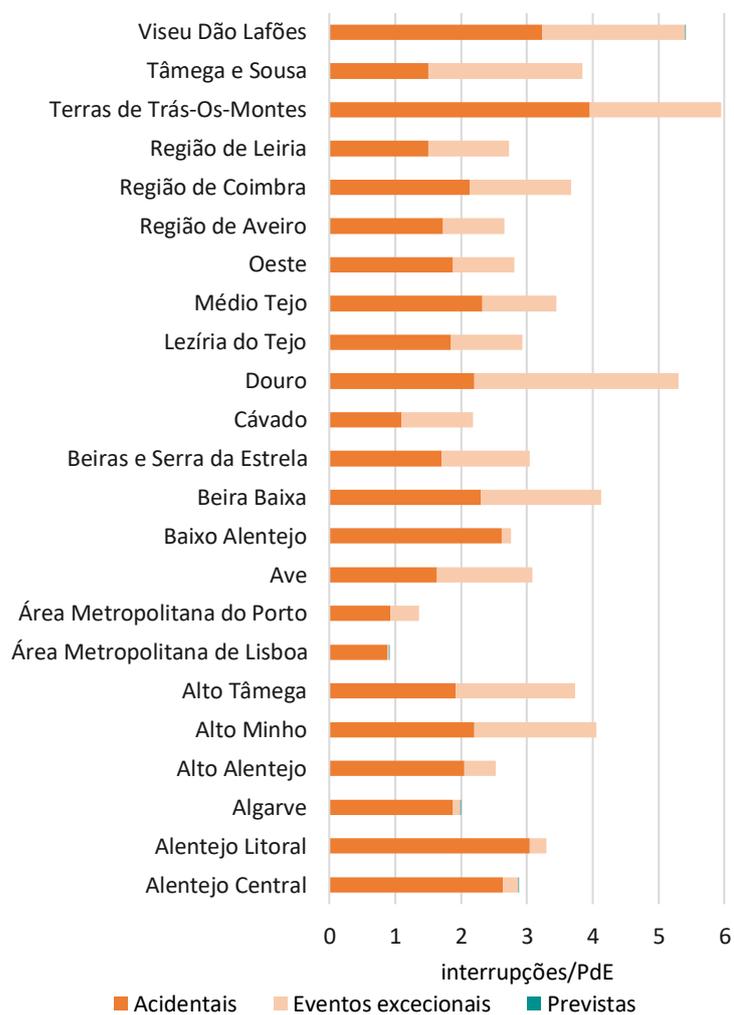


Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2019

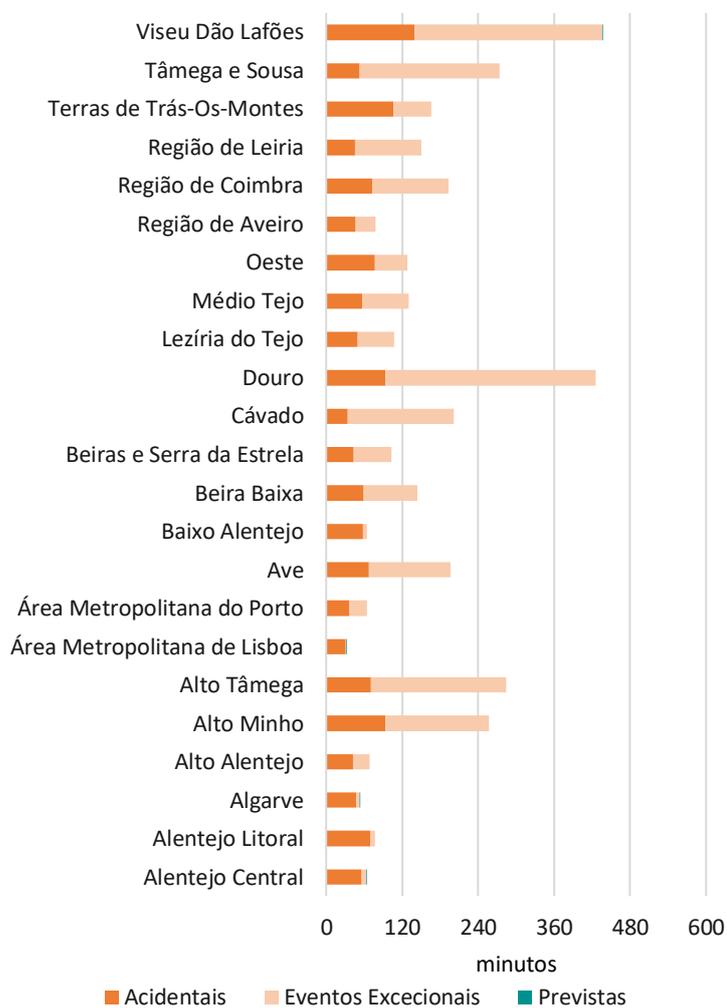


Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2019

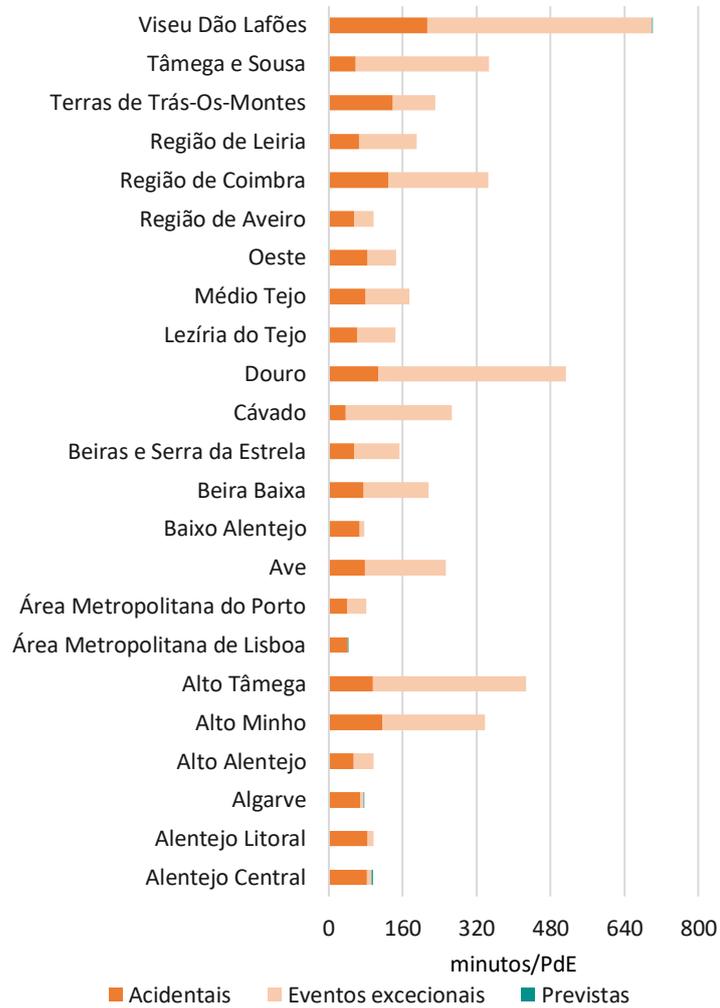


Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2019

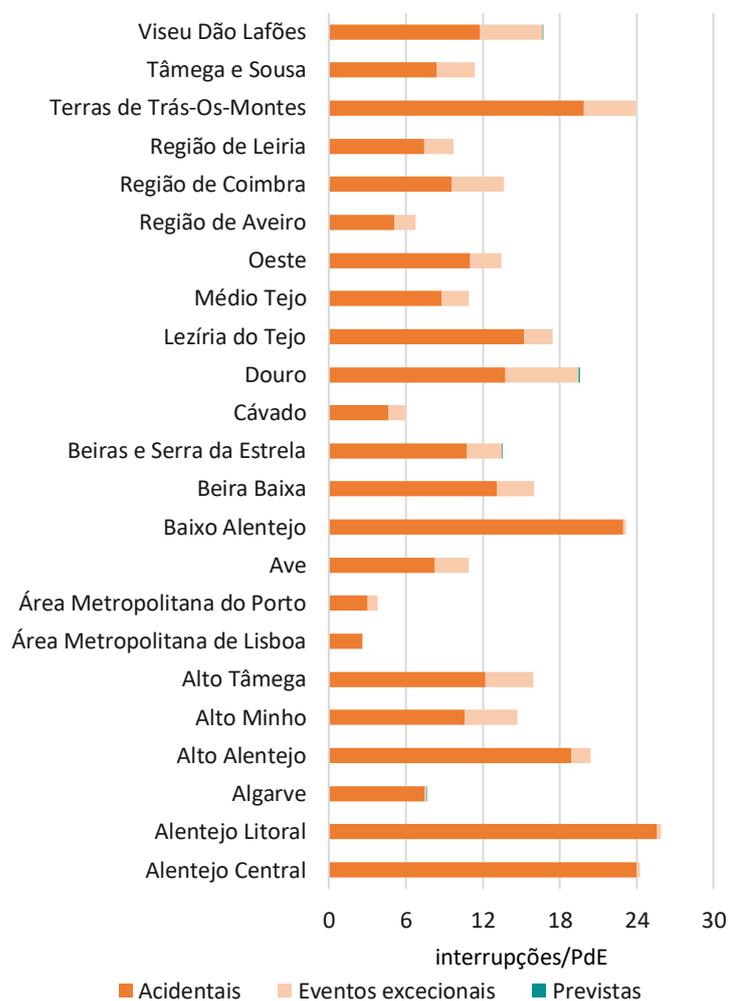


Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2019

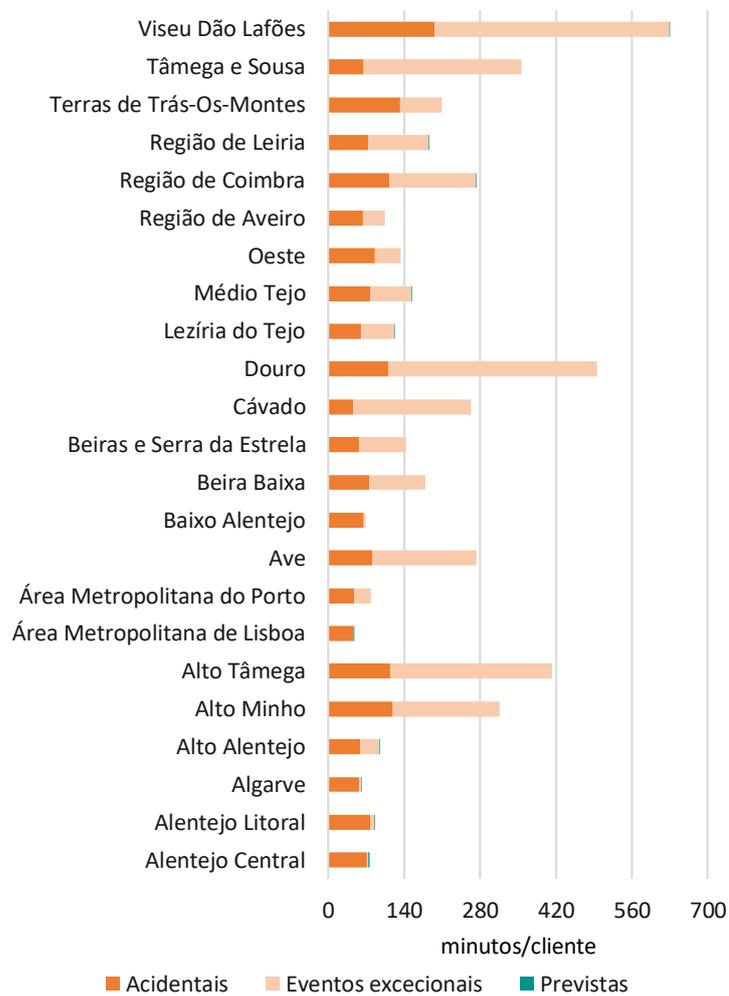
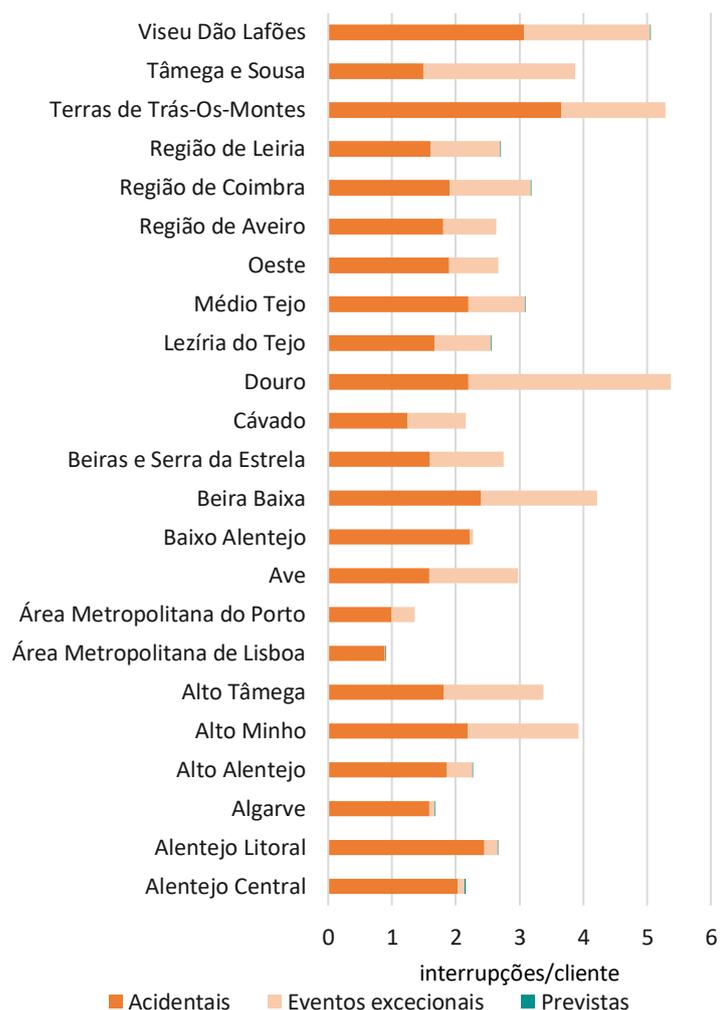


Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2019



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2019, a ERSE aprovou a classificação de 293 ocorrências como eventos excepcionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. 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 Helena de 1 de fevereiro de 2019

O evento excepcional de grande impacto ocorrido no dia 1 de fevereiro de 2019 resultou da aproximação de uma superfície frontal fria, associada uma depressão complexa denominada de depressão Helena.

Segundo o relatório do Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), as condições climáticas verificadas em Portugal continental associadas à Tempestade Helena caracterizaram-se por precipitação, por vezes forte, alguma atividade de descargas atmosféricas elétricas e vento de rajadas fortes (vento máximo instantâneo na ordem dos 123-185 km/h).

O referido incidente afetou 240 299 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

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

Indicador geral	Evento 1 de fevereiro de 2019
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	137,00
TIEPI (min)	1,76
SAIFI MT (int./PdE)	0,06
SAIDI MT (min/PdE)	3,72
MAIFI MT (int./PdE)	0,16
SAIFI BT (int./cliente)	0,05
SAIDI BT (min/cliente)	2,81

Evento de 25 e 26 de agosto de 2019

O incidente de grande impacto ocorrido entre os dias 25 e 26 de agosto de 2019 resultou da influência de uma depressão com expressão em altitude, sobre o território de Portugal continental, afetando no dia 25 de agosto as regiões do Norte e interior Centro do território e no dia 26 de agosto a região Sul, designadamente o interior do Alentejo. De acordo com a informação do IPMA, as condições de grande disponibilidade de instabilidade atmosférica e convecção verificadas, traduziram-se na formação de nebulosidade convectiva de base elevada, que produziu aguaceiros, frequentemente fortes e acompanhados de granizo e trovoadas. Um dos fenómenos adversos associados a esta perturbação atmosférica decorreu da sua intensa atividade elétrica.

O referido incidente afetou 289 546 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

Quadro 3-13 – Impacto do evento de 25 e 26 de agosto de 2019 nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 25 e 26 de agosto
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	0,06
MAIFI AT (int./PdE)	0,04
END (MWh)	105,00
TIEPI (min)	1,55
SAIFI MT (int./PdE)	0,07
SAIDI MT (min/PdE)	3,39
MAIFI MT (int./PdE)	0,14
SAIFI BT (int./cliente)	0,06
SAIDI BT (min/cliente)	2,52

Tempestade Elsa e Fabien de 18 a 23 de dezembro de 2019

O evento de grande impacto ocorrido entre os dias 18 e 23 de dezembro de 2019 resultou de fenómenos meteorológicos extremos, nomeadamente as condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir em Portugal continental entre os dias 18 e 23 de dezembro de 2019, na sequência da influência das depressões Elsa e Fabien. De acordo com a informação do IPMA, a situação meteorológica do dia 18 de dezembro era determinada por ondulações frontais, associadas a uma depressão cavada quasi-estacionária, designada pelo IPMA por Tempestade Elsa. No dia 21 de dezembro de 2019, verificou-se a aproximação e passagem de uma superfície frontal fria de atividade moderada a forte, associada a uma depressão cavada, a qual foi designada por Tempestade Fabien. A passagem da depressão Elsa, da depressão Fabien e o efeito das ondulações frontais, condicionou fortemente o estado do tempo entre os dias 18 e 22 de dezembro de 2019. Estas depressões afetaram, em especial, as regiões Norte e Centro com a ocorrência de precipitação forte e persistente, ocasionalmente acompanhada de trovoadas, vento forte, por vezes muito forte e com rajadas muito fortes, registando-se valores de intensidade de vento máximo instantâneo, de rajada, superiores a 150 km/h.

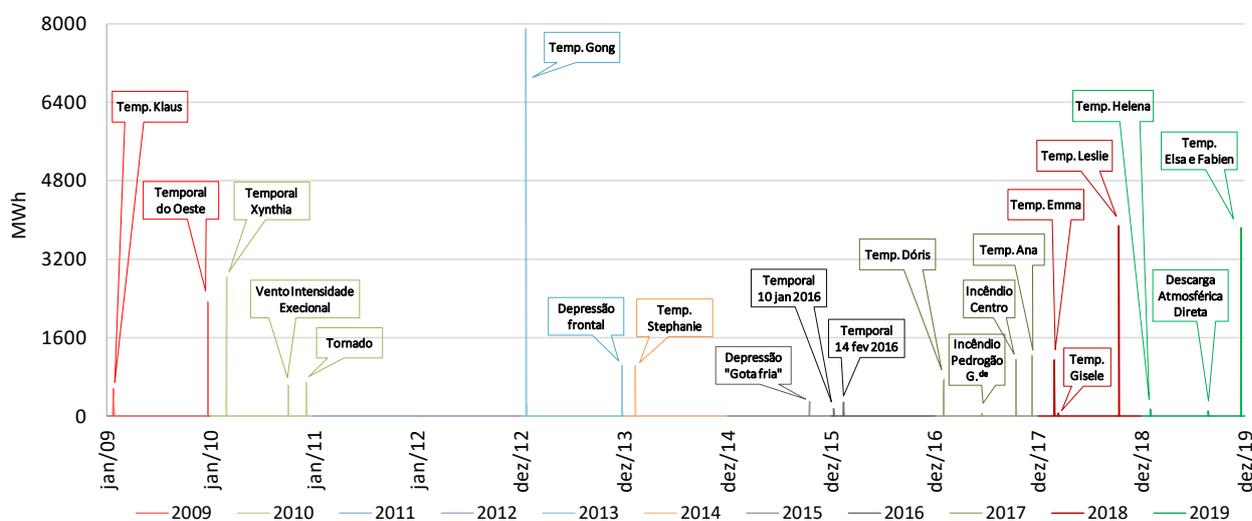
O referido incidente afetou 1 699 906 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

Quadro 3-14 – Impacto da tempestade Elsa e Fabien nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 18 e 23 de dezembro Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,08
SAIDI AT (min/PdE)	82,46
MAIFI AT (int./PdE)	0,40
END (MWh)	3851,00
TIEPI (min)	52,94
SAIFI MT (int./PdE)	0,69
SAIDI MT (min/PdE)	96,05
MAIFI MT (int./PdE)	1,42
SAIFI BT (int./cliente)	0,53
SAIDI BT (min/cliente)	73,81

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 EDP Distribuição desde 2009 até dezembro de 2019.

Figura 3-55 – Evolução dos incidentes de grande impacto registados entre 2009 e 2019

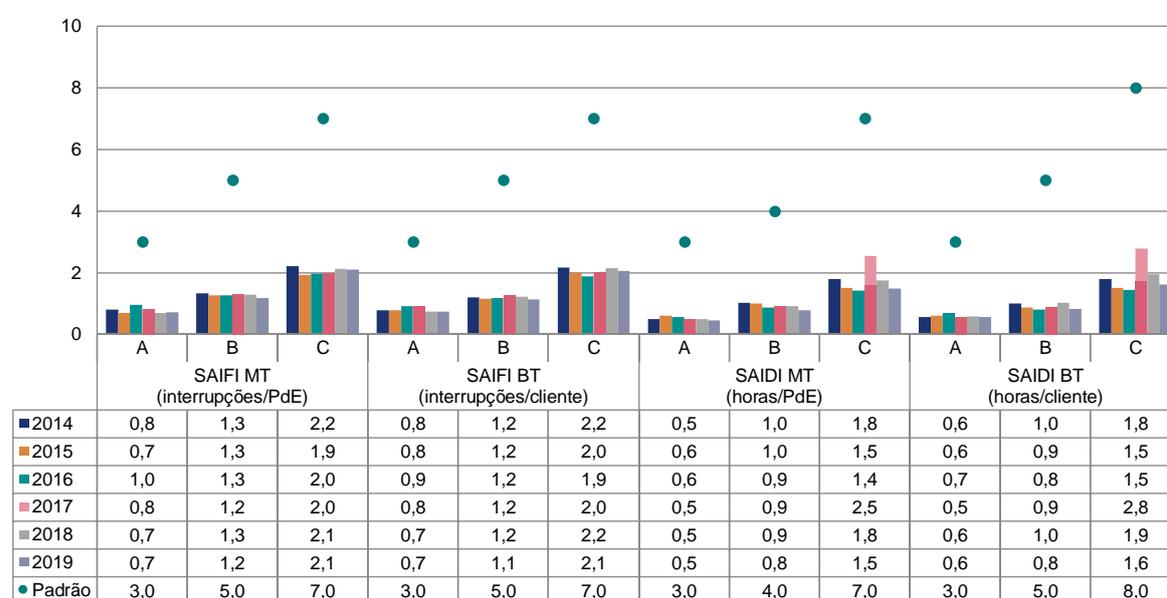


3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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 2019 para os indicadores gerais de continuidade de serviço para MT e para BT, bem como os respetivos padrões em vigor, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C). Recorda-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excecionais.

Figura 3-56 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2019



Nota: os valores dos indicadores relativos a 2017 incluem o contributo dos dois pedidos de classificação como eventos excecionais 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 2019 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações são pagas aos clientes em 2020.

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 2019

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor a deduzir às tarifas de acesso às redes (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	MT	A	3	602,15	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
	Total	3	602,15	0,00	
	BTE	A	1	6,07	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
	Total	1	6,07	0,00	
BTN	A	63	282,74	6,07	
	B	0	0,00	0,00	
	C	66	147,91	1,21	
	Total	129	430,65	7,28	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	1	34 179,69	0,00
		C	4	4 952,34	0,00
		Total	5	39 132,03	0,00
	MT	A	70	5 696,27	0,00
		B	44	8 619,28	101,59
		C	61	6 522,94	58,94
	Total	175	20 838,49	160,53	
	BTE	A	99	7 121,34	76,63
		B	33	2 730,45	0,00
		C	9	2 218,91	0,00
	Total	141	12 070,70	76,63	
	BTN	A	12 383	71 980,05	2 426,78
		B	3 587	30 243,49	1 236,96
		C	6 522	78 021,09	1 835,82
		Total	22 492	180 244,63	5 499,56
Total		22 946	253 324,72	5 744,00	

Em 2019, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou uma redução de 51% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 61% inferior 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 consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem noutras redes 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.

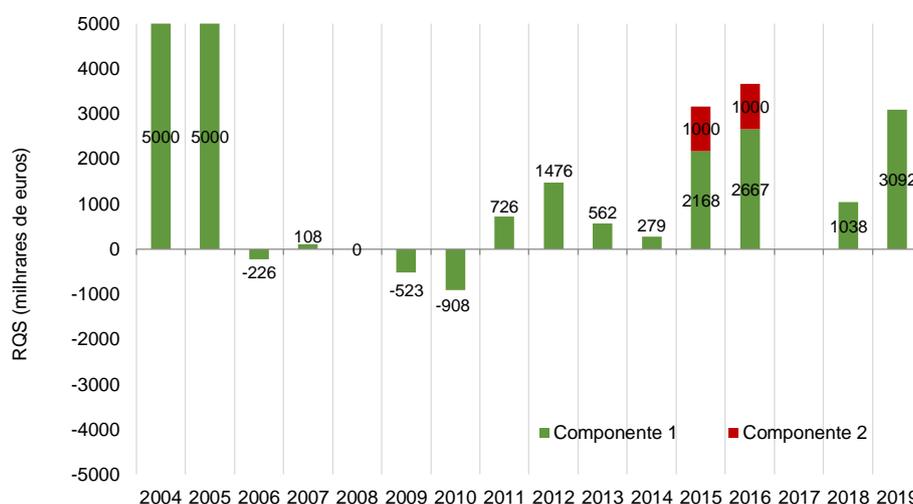
O procedimento de decisão sobre a classificação como evento excepcional de dois eventos com impacto significativo, referentes a 2017, nos indicadores de continuidade de serviço, foi suspenso. Assim, o incentivo à continuidade de serviço foi suspenso relativamente a 2017 (em ambas as componentes).

Uma vez que a componente 2 tem em consideração os valores do indicador de continuidade de serviço SAIDI MT registados nos últimos três anos (2017, 2018, e 2019) e uma vez que o valor do SAIDI MT 2017

não foi ainda determinado, pelo facto de existirem dois pedidos de classificação como evento excepcional com decisão suspensa, a componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente ao ano de 2019. 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.

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



3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A continuidade de serviço percecionada pelos clientes melhorou em 2019 face a 2018. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho da EDP Distribuição foi ligeiramente melhor que 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 2019, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço reduziu-se 51% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes reduziu-se 61% comparativamente com o valor pago em 2018.

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

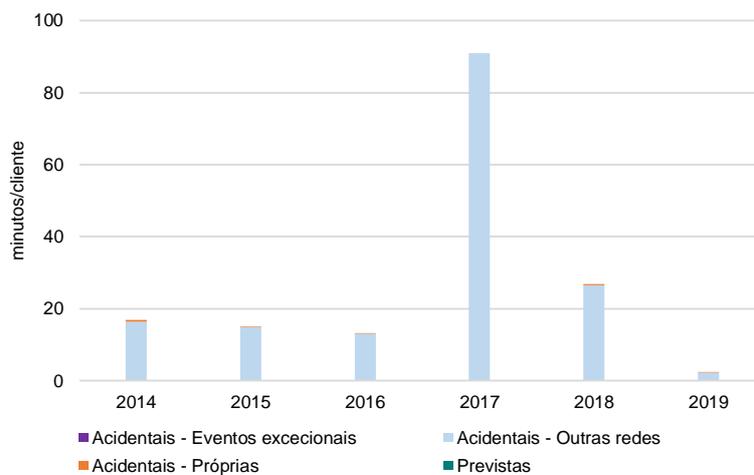
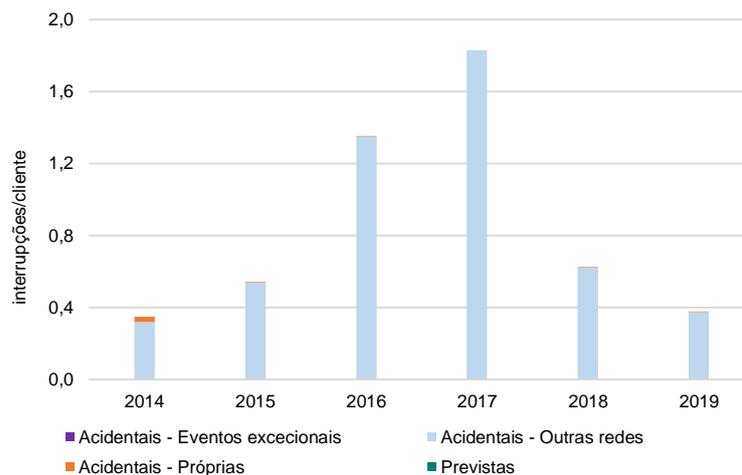


Figura 3-59 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2019, 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 95% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 2,38 minutos/cliente e 0,38 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 2019, a C.P. de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 199,92 minutos/cliente (Figura 3-60) e um valor de SAIFI BT de 4,16 interrupções/cliente (Figura 3-61). A rede a montante da C.P. de Valongo do Vouga contribuiu significativamente para a totalidade dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT.

Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT

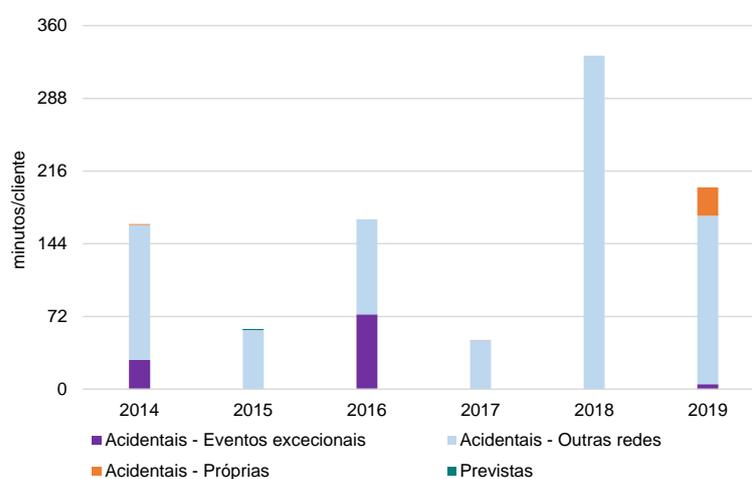
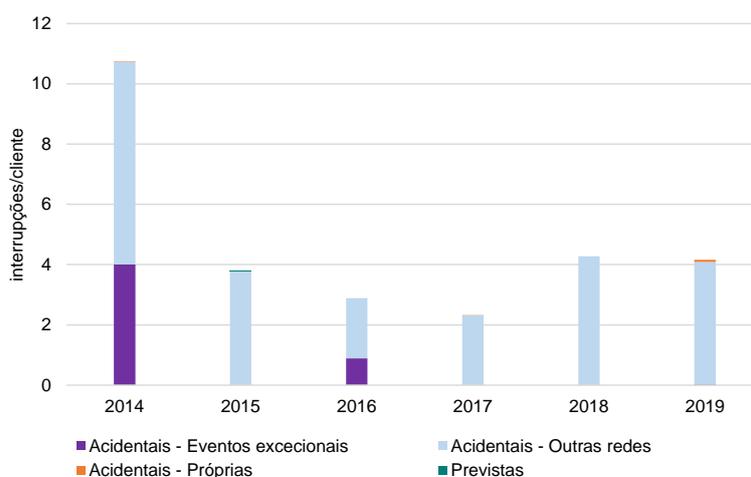


Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT



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 2019 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções devidas a causas próprias e com origem em outras redes, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 178,20 minutos/cliente e 2,59 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-62 e na Figura 3-63.

Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT

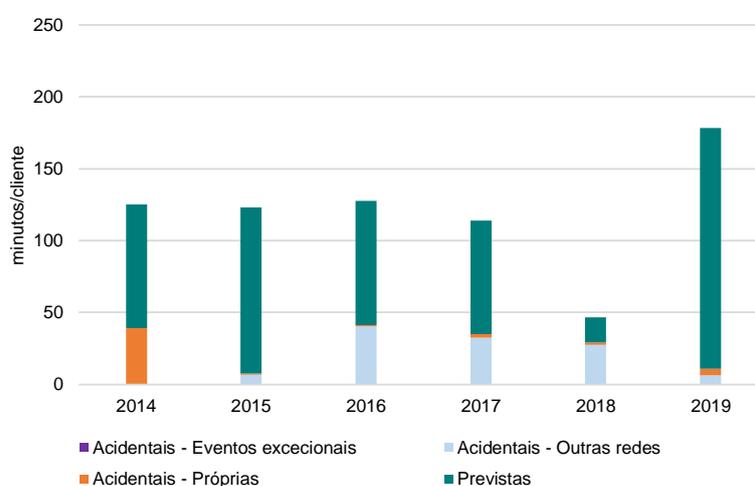
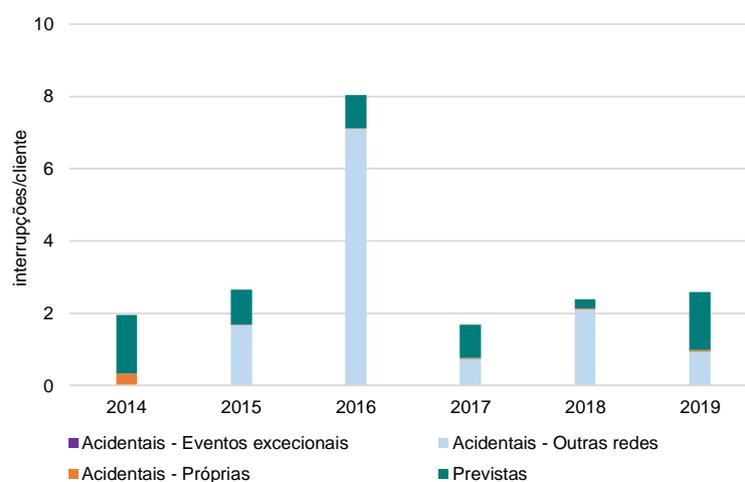


Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT



Relativamente às interrupções previstas, que representaram 94% e 62% 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 2019, 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 2019, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 247,07 minutos/cliente, Figura 3-64, e de SAIFI BT de 5,22 interrupções/cliente, Figura 3-65, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes. Apenas se registaram interrupções com origem noutras redes em 2019.

A CEVE informou ainda que em 2019 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

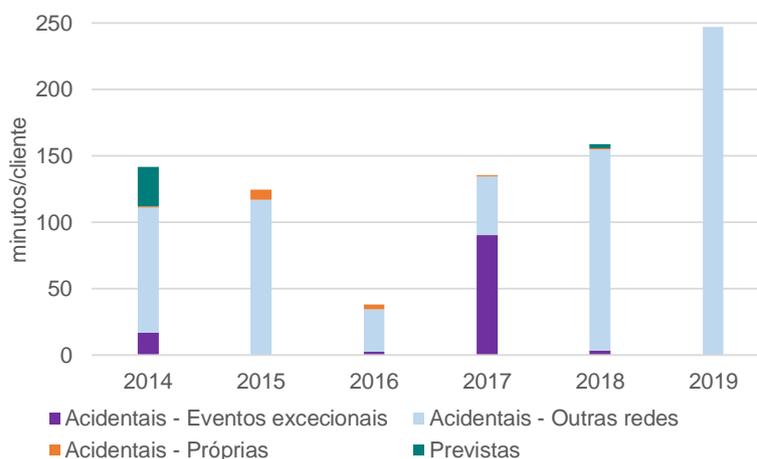
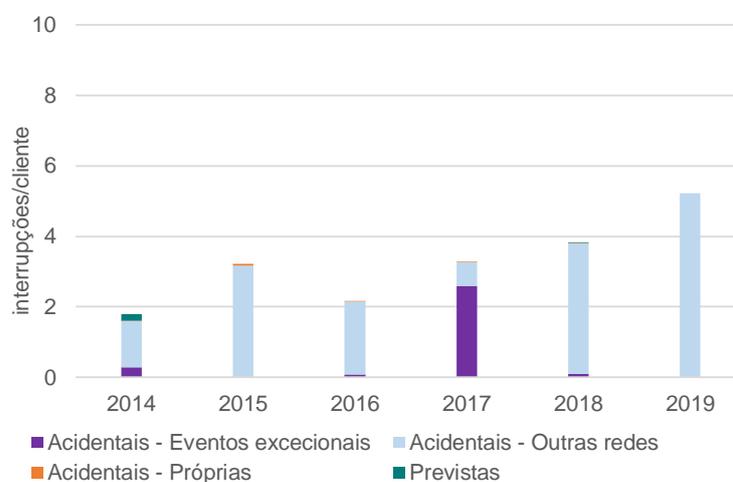


Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT



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

Em 2019, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 175,77 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-66, e um valor SAIFI BT de 4,03 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-67. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em aproximadamente 99% e 96% dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT

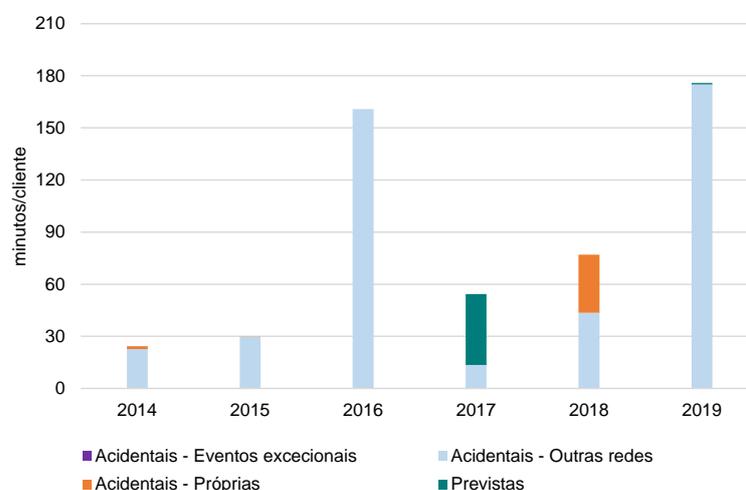
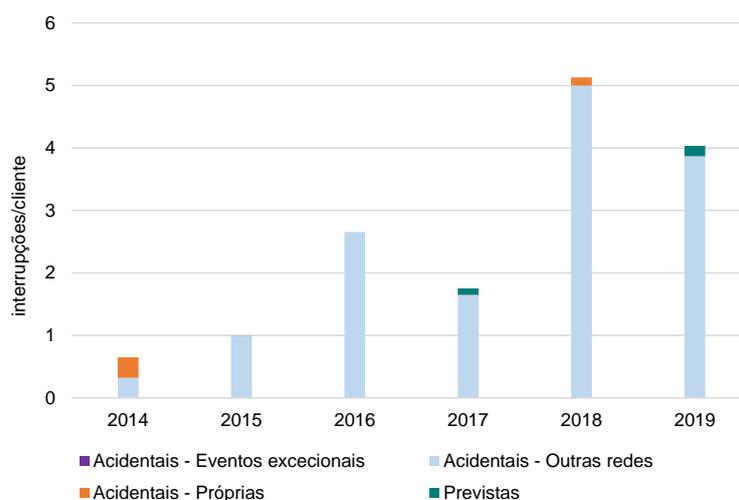


Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2019, 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 2019, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 96,65 minutos/cliente (Figura 3-68) e de SAIFI BT de 2,60 interrupções/cliente (Figura 3-69), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT

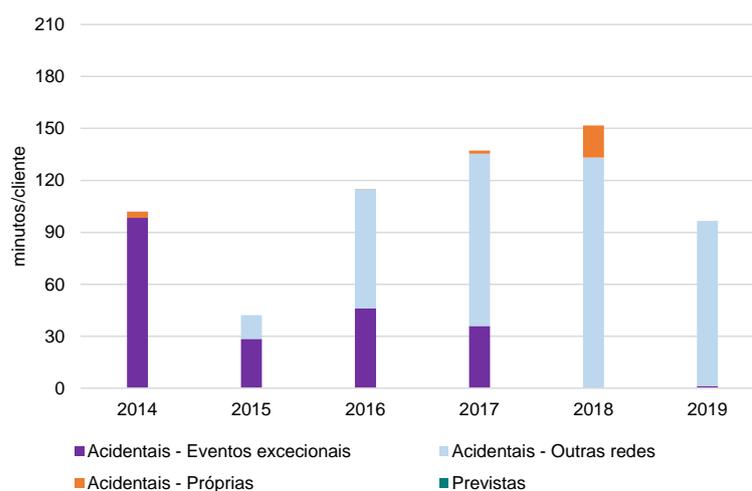
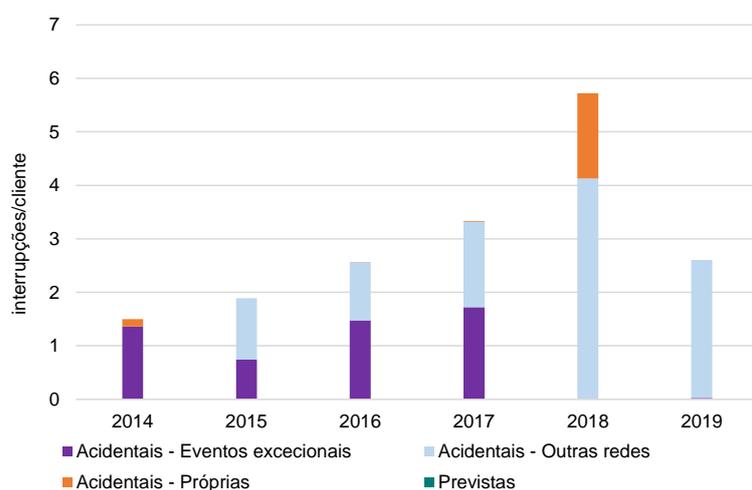


Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa a 2019, 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 95,64 minutos/cliente (Figura 3-70) e de SAIFI BT de 2,07 interrupções/cliente (Figura 3-71), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Em 2019, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou interrupções acidentais não só com origem na sua própria rede, mas também com origem noutras redes e interrupções que foram classificadas como eventos excepcionais.

Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT

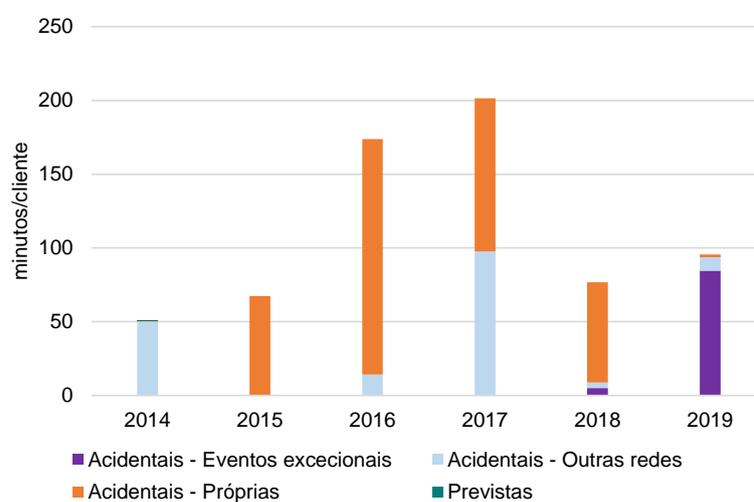
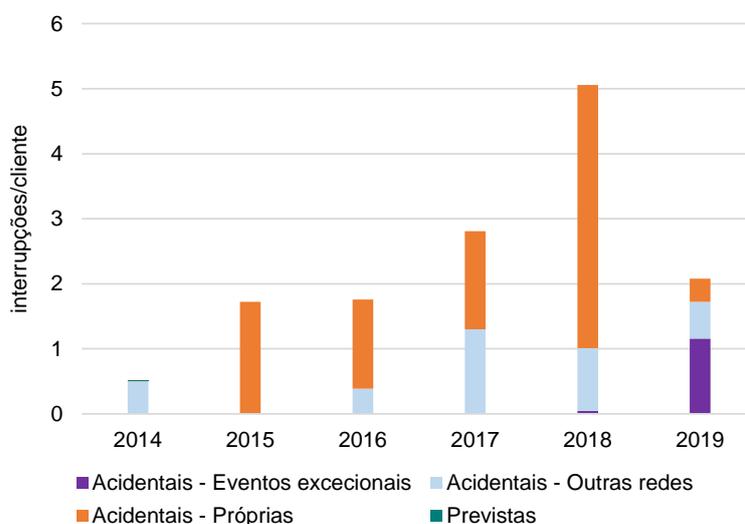


Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2019, 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 2019, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 176,07 minutos/cliente (Figura 3-72) e de SAIFI BT de 6,01 interrupções/cliente (Figura 3-73), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT

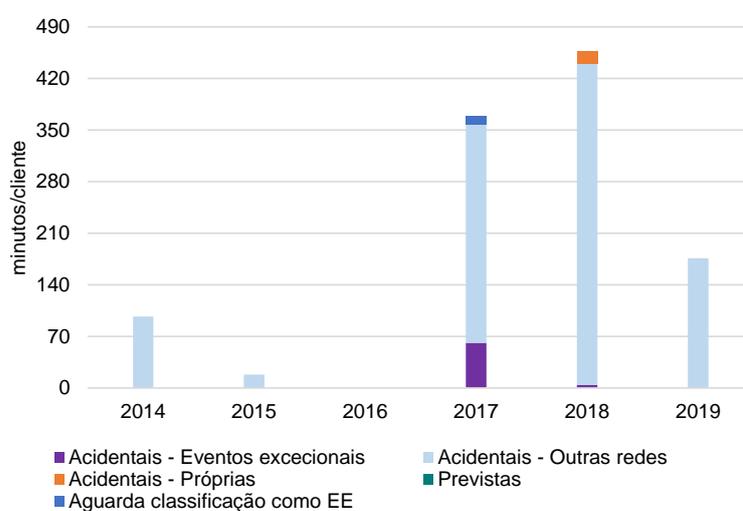
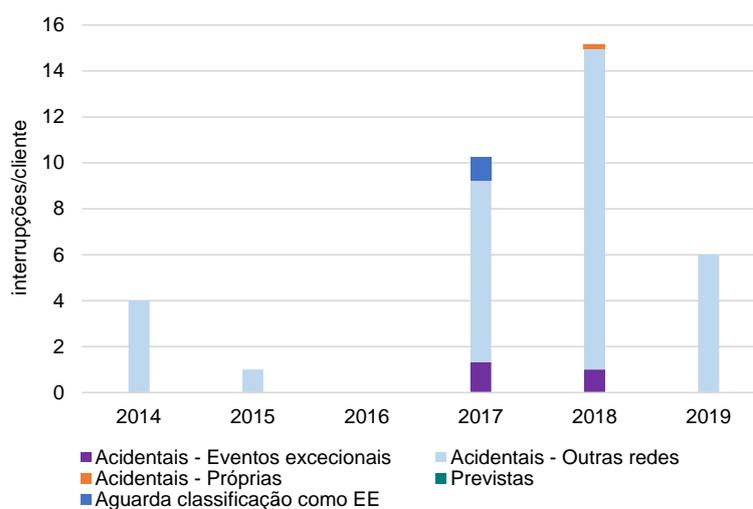


Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT



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 2019, 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 2019, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 342,46 minutos/cliente (Figura 3-74) e de SAIFI BT de 2,27 interrupções/cliente (Figura 3-75), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT

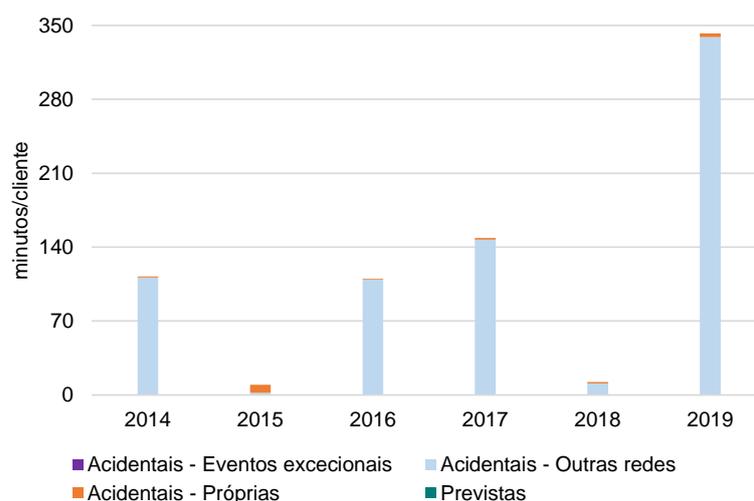
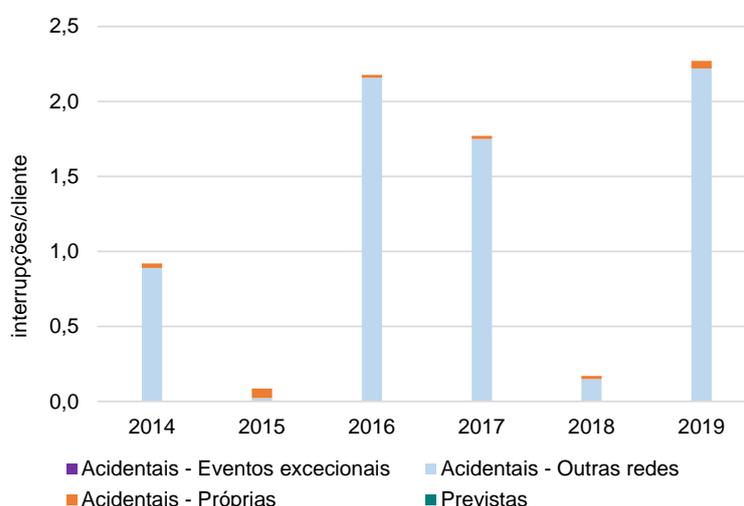


Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2019, 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 2019, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 75,26 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 2,51 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 97,5% e 98,9% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT

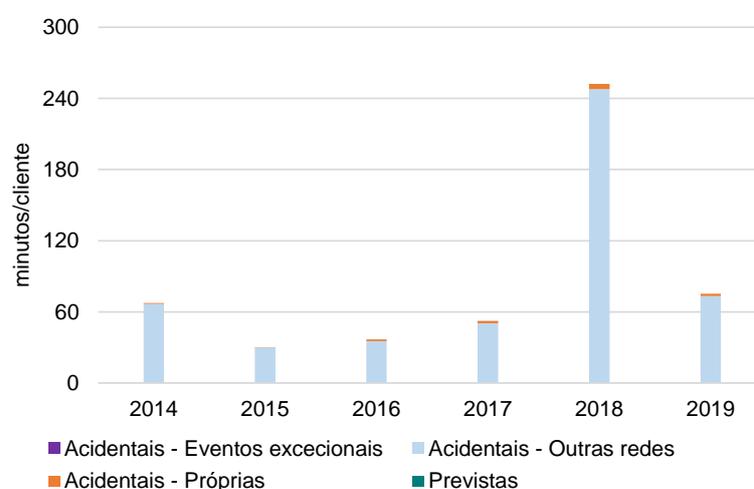
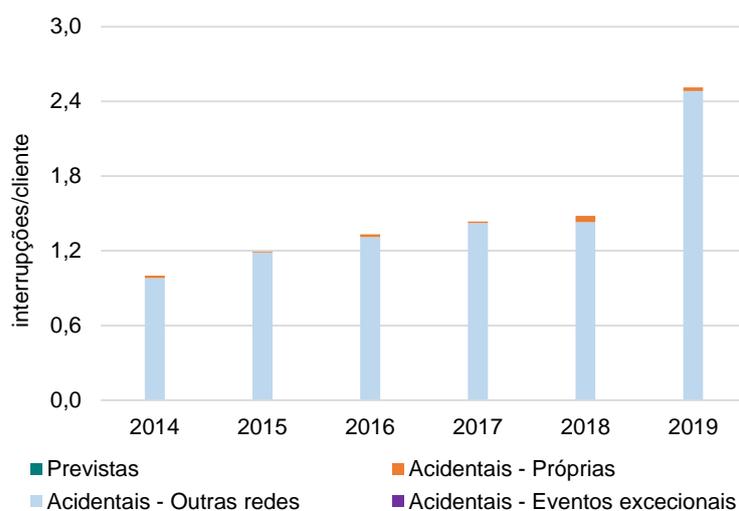


Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2019, 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 2019 contemplou medições em 84 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, exceto para o ponto de entrega Sakthi, uma vez que este apenas entrou em serviço já durante 2019.

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 no ponto de entrega da Sakthi.

Tremulação (Flicker)

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em três pontos de entrega, designadamente na subestação do Alqueva, Siderurgia da Maia e Siderurgia do Seixal.

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 e subestação de Vermoim na 7.^a harmónica.

A REN refere não ter havido reclamações por parte dos utilizadores das redes relativamente às situações em que não foram respeitados os valores limite das características da qualidade da onda de tensão.

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 84 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 2019

N.º de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado						
Tensão residual (% de U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	220	26,63	0,13	0,63	0	0
	150	23,07	0	0	0,14	0
	60	29,60	1,32	0,78	0,43	0,02
$80 > u \geq 70$	220	6,63	0	0,13	0,13	0
	150	8,50	0	0	0	0
	60	8,98	0,17	0,13	0,14	0
$70 > u \geq 40$	220	5,00	0	0	0	0
	150	8,64	0	0	0	0
	60	10,03	0,11	0,05	0,13	0
$40 > u \geq 5$	220	0,50	0	0	0	0
	150	1,14	0	0	0	0
	60	2,13	0,03	0	0,05	0
$5 > u$	220	0	0	0	0	0
	150	0,07	0	0	0	0
	60	0,13	0	0	0,02	0,02

U_c – Tensão declarada

Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2019

N.º de sobretensões registadas por PdE monitorizado				
Sobretensão (% U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	220	0,13	0	0
	150	0,07	0	0
	60	0,97	0,02	0,02
$120 > u \geq 110$	220	1,75	0	0
	150	0,21	0	0
	60	1,24	0,08	0

U_c – Tensão declarada

Em 2019, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 13 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 51. Este valor compara com o valor de 83 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2018.

Do total das 4 318 cavas de tensão registadas na RNT em 2019, cerca de 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 165 sobretensões registadas em 2019, cerca de 96% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 61% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2019, 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 2019, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 39% relativamente ao ano anterior.

Apesar dos incumprimentos detetados, importa referir que não há reclamações de clientes.

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 2019 teve uma taxa de realização de 94%. 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 2019, 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 totalidade destes fenómenos tem valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.

O resultado das ações de monitorização realizadas em 2019 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação num PT da ilha do Corvo.

Para o Corvo, e tanto para a MT como a BT, os valores de tremulação não regulamentares advêm das características do sistema elétrico existente na ilha do Corvo, e às flutuações de tensão provocadas pelas cargas existentes na ilha.

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 2019, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2019

Ilha S. Maria					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (10 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	22,00	1,00	0	1,00	0
$80 > u \geq 70$	1,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	3,00	3,00	1,00	0	0
$40 > u \geq 5$	0	1,00	0	0	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2019

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

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 33 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, não se tendo identificado a ocorrência de sobretensões.

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 2019, respetivamente.

Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2019

Ilha 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	23,33	4,67	1,33	0,33	0
	30	19,50	5,13	1,25	0,63	0
	10	15,40	4,90	2,00	0,80	0
$80 > u \geq 70$	60	23,67	8,00	0	0	0
	30	17,75	4,63	0	0	0
	10	21,50	5,90	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	24,67	8,00	5,33	0	0
	30	33,25	12,25	4,38	0,38	0
	10	29,50	11,50	5,20	0,10	0
$40 > u \geq 5$	60	7,67	4,00	1,67	0	0
	30	5,38	4,13	2,38	0	0
	10	2,70	3,10	1,80	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0,33	0
	30	1,38	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2019

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

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e dez pontos da rede de 10 kV.

O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 109 e identificou-se apenas 0,19 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 2019, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2019

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	51,75	4,50	0,50	0	0
	15	58,22	3,44	1,00	0,11	0
	6,9	62,00	4,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	10,50	0,50	0	0	0
	15	15,33	0,78	0	0,11	0
	6,9	13,00	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	16,00	7,00	0,50	0,50	0
	15	18,67	7,89	0,44	0,22	0
	6,9	19,00	5,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	1,00	2,00	0	0	0
	15	3,78	1,67	0,67	0,78	0
	6,9	0	2,50	1,00	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	6,9	0	1,00	0,50	0	0

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2019

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	0,00	0,00	0,00
	15	0,33	0,00	0,00
	6,9	0,00	0,00	0,00
$120 > u > 110$	30	0,50	0,50	0,00
	15	0,89	1,56	0,00
	6,9	0,00	0,00	0,00

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu sobre quatro pontos da rede de 30 kV, nove pontos da rede de 15 kV e dois pontos da rede de 6,9 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 107, tendo-se verificado um número de sobretensões de 1,9.

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 2019, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2019

Ilha Graciosa					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	20,00	14,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	0	7,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	5,00	9,00	0	1,00	0
$40 > u \geq 5$	0	8,50	0	0,50	0
$5 > u$	0	0	0	0,50	0

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2019

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	17,50	0	0
$120 > u > 110$	23,50	1,00	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV, no qual se registaram 66 cavas de tensão e 42 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 2019, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2019

Ilha S. Jorge					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	67,00	21,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	23,00	8,00	0	2,00	0
$70 > u \geq 40$	20,00	10,00	1,00	3,00	0
$40 > u \geq 5$	8,00	12,00	1,00	0	0
$5 > u$	2,00	0	0	0	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2019

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	0	1,00	0
$120 > u > 110$	28,00	3,00	0

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 178 cavas de tensão e 32 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 2019, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2019

Ilha 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	55,00	3,00	1,00	0	0
	15	35,67	13,67	0,33	0,33	0,33
$80 > u \geq 70$	30	16,00	14,00	0,00	0	0
	15	8,33	11,67	0,67	0	0
$70 > u \geq 40$	30	12,00	7,00	3,00	0	0
	15	12,67	13,67	1,67	0	0,67
$40 > u \geq 5$	30	0	2,00	3,00	3,00	1,00
	15	2,67	4,33	6,67	2,00	0
$5 > u$	30	0	0	5,00	0	0
	15	0	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2019

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	0,33
$120 > u > 110$	30	3,000	0	0
	15	2,67	1,33	1,00

Na ilha do Pico foi realizada monitorização em um ponto da rede de 30 kV e em três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 118, tendo-se identificado uma média de cinco sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O Quadro 4-15 e o Quadro 4-16 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2019, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2019

Ilha Faial					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	38,00	0,67	0,67	0	0
$80 > u \geq 70$	4,67	2,67	0,67	1,00	0
$70 > u \geq 40$	8,67	8,33	0,33	0	0
$40 > u \geq 5$	0,67	8,33	0	0	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2019

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

Na ilha do Faial, a monitorização incidiu sobre três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 75. No ano de 2019, foram registadas duas sobretensões no 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 2019, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2019

Ilha Flores					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15,40	16,20	0,60	0	0
$80 > u \geq 70$	1,80	9,60	9,00	0,40	0
$70 > u \geq 40$	4,60	5,60	4,00	0,20	0,40
$40 > u \geq 5$	0	19,40	0	0	0
$5 > u$	0	6,40	1,00	0	0

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2019

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	0	0	0
$120 > u > 110$	10,00	1,00	0

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em cinco pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 95 cavas de tensão e 11 sobretensões.

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 2019, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2019

Ilha Corvo					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	360,00	18,00	1,00	0	1,00
$80 > u \geq 70$	0	5,00	4,00	6,00	0
$70 > u \geq 40$	1,00	0	2,00	5,00	0
$40 > u \geq 5$	0	0	0	0	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2019

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

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 403 cavas de tensão. Em 2019 foram registadas quatro sobretensões no ponto de rede monitorizado.

4.2.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para 2019 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 94%, 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 incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo.

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 aprovado para a EEM para 2019 teve uma taxa de realização de 91% para a ilha da Madeira e de 86% 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 2019 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, com exceção do valor eficaz de tensão que registou não conformidades de dois pontos de monitorização de BT. De acordo com a EEM, trataram-se de situações pontuais que foram regularizadas com o ajuste da tomada dos transformadores dos pontos de transformação.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2019 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 2019

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 ≤ 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	60	8,00	0,67	0	0	0
	30	18,14	0,86	0,14	0,14	0
	6,6	6,20	0,60	0,20	0,20	0
	0,23	4,10	1,10	0,10	0	0
80 > u ≥ 70	60	0,67	1,00	0,33	0	0
	30	2,86	0,71	0	0	0
	6,6	0,80	0,40	0	0	0
	0,23	0,40	0	0	0	0
70 > u ≥ 40	60	0,33	0,33	0	0	0
	30	2,57	0	0	0	0
	6,6	5,40	0	0	0	0
	0,23	0,20	0,30	0	0	0
40 > u ≥ 5	60	0	0	0	0	0
	30	1,86	0,43	0	0	0
	6,6	0,40	0,60	0	0	0
	0,23	0,10	0,20	0	0	0,10
5 > u	60	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0,10	0

Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2019

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	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	0,43	0	0
	6,6	0,60	0	0
	0,23	0	0	0

No ano de 2019, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 425 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 366 na ilha da Madeira e 59 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 2019

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	19	3	0	0	0
	0,23	19	6	0	0	1
$80 > u \geq 70$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	1	0	0
$70 > u \geq 40$	6,6	5	0	0	0	0
	0,23	1	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	6,6	0	1	0	0	0
	0,23	1	1	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 2019

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	0

Em 2019 registaram-se sobretensões 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 2019 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 2019, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 425 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 366 na ilha da Madeira e 59 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 – EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição 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 EDP Distribuição, 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 EDP Distribuição](#).

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2019, aprovado pela ERSE, prevê a monitorização de 105 subestações AT/MT em 2019, 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 2019, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (57 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 75 subestações AT/MT (115 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 172 barramentos MT das 105 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.

Tremulação

Em 2019, os 172 barramentos MT das 105 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,4% na tremulação. No que diz respeito à tremulação, tratam-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte da EDP Distribuição.

A EDP Distribuição refere que no caso das subestações da Amareleja e de Brinches, a não conformidade terá tido principalmente origem na rede de Muito Alta Tensão, estando a EDP Distribuição a acompanhar a situação, nomeadamente junto do Operador da Rede Nacional de Transporte.

Distorção harmónica de tensão

Em 2019, os 172 barramentos MT das 105 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,03% na distorção harmónica de tensão. Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas à 5.ª harmónica de tensão, que despoletaram estudos mais aprofundados por parte da EDP Distribuição.

4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD dos 127 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 EDP Distribuição.

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 EDP Distribuição refere que as não conformidades identificadas se trataram de situações associadas às 5.^a, 6.^a, 7.^a, 8.^a e 15.^a harmónicas de tensão. Relativamente à 5.^a harmónica de tensão, trataram-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância. Relativamente às 6.^a, 8.^a e 15.^a harmónicas de tensão, tratam-se de tipos de situação já anteriormente identificados, na mesma rede MT, e em que foi desencadeada a realização de estudo mais aprofundado. Em relação à 7.^a harmónica de tensão, tratou-se de uma situação que motivou maior vigilância, estando em curso a realização de estudo mais aprofundado.

As situações de incumprimento vão ser acompanhadas pela ERSE conjuntamente com a EDP Distribuição.

4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

O Quadro 4-25 apresenta, para 2019, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 172 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 105 subestações AT/MT, , para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 172 barramentos MT, 21 barramentos são de 10 kV, 101 barramentos são de 15 kV e 50 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 (EDP Distribuição)

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT 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	30	59,04	7,60	5,84	0,32	0,02
	15	38,66	5,24	4,13	0,61	0,03
	10	19,90	1,05	0,00	0,00	0
80 > u ≥ 70	30	19,28	2,90	2,68	0,08	0
	15	10,80	1,04	1,70	0,07	0
	10	6,95	0,19	0,19	0	0
70 > u ≥ 40	30	17,50	6,84	4,10	0,06	0
	15	12,09	1,43	1,09	0,16	0
	10	8,00	0,19	0,05	0,10	0
40 > u ≥ 5	30	7,30	4,02	1,36	0,10	0
	15	2,21	0,44	0,13	0,05	0,01
	10	0,81	0,05	0,19	0	0
5 > u	30	0,14	0,08	0,02	0	0
	15	0,04	0	0	0	0
	10	0,05	0	0,10	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 92 por barramento. Do número total de cavas registadas, 78% 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 (EDP Distribuição)

N.º de sobretensões registadas por barramento MT 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	30	0,12	0	0
	15	0,03	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,16	0,04	0
	15	0,19	0,03	0,01
	10	0	0	0

U_c – Tensão declarada

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

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

4.4.3 NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE

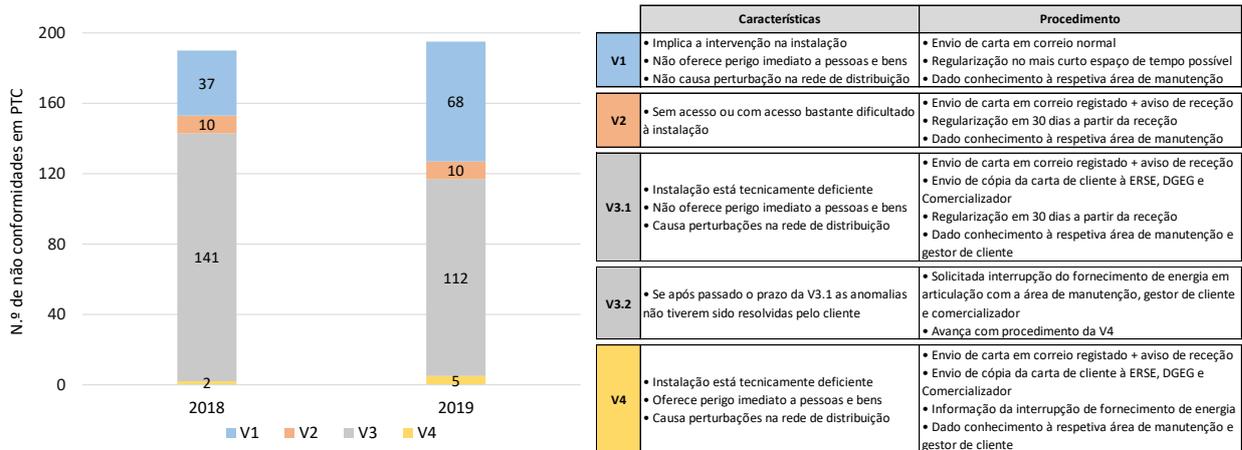
O RQS estabelece as obrigações dos clientes no sentido de garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes elétricas. Adicionalmente, o RQS refere que o operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, quando o cliente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

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

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

A Figura 4-1 apresenta uma caracterização das não conformidades identificadas por ano em PTC na rede da EDP Distribuição.

Figura 4-1 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação



De acordo com a EDP Distribuição, em 2019, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 195. Tal como em 2018, 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 EDP Distribuição.

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 2019, 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 2019, 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 2019, 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 2019, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Faial” e “Maninho” 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 2019, 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 2019, 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 2019, 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 2019 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 2019, 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 2019, 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	Carraceda 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

