



ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO 2018



setembro 2019

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	9
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA	13
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	21
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	24
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	24
3.1.2 INDICADORES GERAIS	26
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	29
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	30
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	30
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	31
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	32
3.2.1 INDICADORES GERAIS.....	32
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	37
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS	39
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	39
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	39
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	42
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	44
3.3.1 INDICADORES GERAIS.....	45
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	48
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS	50
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	51
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	51
3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	54
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	55
3.4.1 INDICADORES GERAIS.....	57
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	73
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	76
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	77
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	78
3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	80
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	81

3.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	83
3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	85
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE.....	87
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO	88
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ.....	90
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	91
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	93
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	95
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	96
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	101
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	103
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	103
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	104
4.1.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	105
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	106
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	107
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	107
4.2.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	115
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	116
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	116
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	116
4.3.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	119
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	120
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	121
4.4.1.1	SUBESTAÇÕES.....	121
4.4.1.2	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	121
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	122
4.4.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	123
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	124
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	125
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	127
4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	128

4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	129
	ANEXO.....	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT	25
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	26
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	26
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	27
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	27
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	28
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	28
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	31
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	34
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	35
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	35
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA	36
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	36
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2018.....	37
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2018	38
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	40
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	40
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	41
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	41
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	46
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	46
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	47
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM	47
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	48
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2018.....	49
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2018	49
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2018	50
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2018	50
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	52
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	52
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	53
Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	53

Figura 3-33 – NUTS III em Portugal continental	56
Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT com impacto na produção	58
Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT com impacto na produção	58
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT com impacto nos clientes	59
Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT com impacto nos clientes.....	59
Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT com impacto nos clientes.....	60
Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT.....	61
Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT.....	61
Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT	62
Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT	62
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT	63
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT	63
Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2018	64
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2018.....	65
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2018.....	66
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2018	67
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2018	68
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2018	69
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2018	70
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2018	71
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2018.....	72
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2018	73
Figura 3-55 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2018	77
Figura 3-56 – Incentivo à continuidade de serviço	80
Figura 3-57 – Evolução do SAIDI BT	81
Figura 3-58 – Evolução do SAIFI BT.....	81
Figura 3-59 – Evolução do SAIDI BT	83
Figura 3-60 – Evolução do SAIFI BT.....	83
Figura 3-61 – Evolução do SAIDI BT	85
Figura 3-62 – Evolução do SAIFI BT.....	85
Figura 3-63 – Evolução do SAIDI BT	87
Figura 3-64 – Evolução do SAIFI BT.....	87
Figura 3-65 – Evolução do SAIDI BT	88
Figura 3-66 – Evolução do SAIFI BT.....	88

Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT	90
Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT	90
Figura 3-69 – Evolução do SAIDI BT	91
Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT	91
Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT	93
Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT	93
Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT	95
Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT	95
Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT	96
Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT	96

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	14
Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2018	15
Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2018.....	16
Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2018	17
Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2018.....	17
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	23
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT	25
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT	29
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	29
Quadro 3-5 – Evento excecional na RNT.....	30
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2018	33
Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA	42
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2018	45
Quadro 3-9 – Eventos excecionais na RAM	51
Quadro 3-10 – Compensações na RAM	54
Quadro 3-11 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	55
Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2018	57
Quadro 3-13 – Impacto da tempestade Emma nos indicadores de continuidade de serviço.....	74
Quadro 3-14 – Impacto da tempestade Gisele nos indicadores de continuidade de serviço	75
Quadro 3-15 – Impacto da tempestade Leslie nos indicadores de continuidade de serviço	76
Quadro 3-16 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2018	78
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2018	104
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2018	105
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2018.....	108
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2018.....	108
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2018	109
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2018	109
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2018.....	110
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2018.....	110
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2018	111

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2018	111
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2018.....	111
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2018.....	111
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2018	112
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2018	112
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2018	113
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2018	113
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2018.....	114
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2018.....	114
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2018	115
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2018	115
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2018	117
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2018.....	118
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2018.....	119
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2018.....	119
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (EDP Distribuição).....	122
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (EDP Distribuição).....	123

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 percecionada pelos clientes.

Este relatório dedica-se aos temas da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica, sendo relativo aos operadores de redes nos vários níveis de tensão.

APRECIÇÃO GERAL

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, em 2018, verifica-se que 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, com especial destaque para a tempestade Leslie. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho da EDP Distribuição foi semelhante ao do ano anterior.

No ano de 2018 ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) cinco interrupções de fornecimento longas (quatro interrupções acidentais e uma interrupção prevista) e quatro interrupções de fornecimento breves. A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2018 apresentou uma redução dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) registaram um aumento devido essencialmente à ocorrência de um evento excecional que afetou um grande cliente ligado à RNT.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2018 uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2018 uma ligeira degradação dos diversos indicadores de continuidade de serviço da RAM em relação ao ano anterior, essencialmente motivada por eventos excecionais

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

No ano de 2018 ocorreram na RNT cinco interrupções de fornecimento longas e quatro 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. Os “incêndios” foram a causa de interrupção com maior impacto.

A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2018 apresentou uma redução dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) registaram um aumento devido essencialmente à ocorrência de um evento excecional ocorrido no dia 4 de agosto de 2018 e que afetou a Siderurgia Nacional, S.A. Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com as tendências verificadas nos últimos anos.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

O ano de 2018 caracterizou-se pelo efeito de vários fenómenos climatéricos extremos. Merece especial destaque a tempestade Leslie que teve forte impacto no território continental, tendo por isso tido um contributo muito significativo na qualidade de serviço percecionada pelos clientes, contribuindo significativamente para uma diminuição da qualidade quando comparado com o ano anterior. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho da EDP Distribuição foi semelhante ao do 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.

No ano de 2018, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou comparativamente com o valor pago em 2017.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em 2018 registou-se uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA. Num horizonte de 5 anos, regista-se o melhor comportamento global para os indicadores TIEPI e SAIDI.

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

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 241 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes, quer ao número, quer à duração das interrupções, dos quais 92% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 3 875 euros.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em 2018 registou-se uma ligeira degradação dos diversos indicadores de continuidade de serviço da RAM em relação ao ano anterior, essencialmente motivada por eventos excecionais. No Porto Santo destaca-se o contributo das interrupções acidentais da produção. Em 2018, foram cumpridos os padrões dos indicadores gerais.

No que respeita aos indicadores individuais, há a registar o pagamento de 6 780,15 euros a clientes por incumprimento da duração máxima de interrupções.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2018, a REN efetuou medições de qualidade de energia elétrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

No ano de 2018 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. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

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

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2018, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 36% relativamente ao ano anterior.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP DISTRIBUIÇÃO

A seleção dos pontos de rede monitorizados, ao abrigo do plano de monitorização vigente, 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, em 2018, 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.

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

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2018 foi executado quase na íntegra. Foram efetuadas 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. No 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.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2018 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. Acrescem ainda as medições semestrais realizadas em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto anual na rede BT na ilha do Porto Santo.

No ano de 2018, registaram-se 634 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 622 na ilha da Madeira e 12 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, apenas na ilha da Madeira foram registadas sobretensões em 2018.

1. INTRODUÇÃO



1 INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço percecionada 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, abarcando 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 percecionada 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



2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

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

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

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

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

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

Sistema elétrico	Entidade	Nome abreviado	Funções
Portugal continental	A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR
	A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR
	Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR
	CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR
	Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	C. E. S. Simão de Novais	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	C. E. de Vilarinho	ORD, CUR
	Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooproriz	ORD, CUR
	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.

REDE 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 2018.

Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2018

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 714
220	3 611
150	2 582
Total	8 907
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 470
MAT/AT	22 848
Total	37 318
Pontos de entrega	
83	

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 2018.

Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2018

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	95	-	AT/MT	214	9
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	79	MT/MT	84	6
	Pico	-	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	99	314	AT/MT	345	47
				MT/MT	242	
	Porto Santo	-	18	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.

Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2018

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	9 008	535	-	-
	MT	58 912	14 635	68 933	-
	BT	109 725	33 715	-	6 200 452
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 2018

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	65	20	63	-
	BT	136	20	-	3 696
São Miguel	MT	444	264	534	-
	BT	802	368	-	62 353
Terceira	MT	331	106	292	-
	BT	540	85	-	26 834
Graciosa	MT	56	8	51	-
	BT	90	7	-	3 144
São Jorge	MT	126	7	79	-
	BT	179	16	-	5 697
Pico	MT	189	33	135	-
	BT	299	28	-	9 520
Faial	MT	100	47	92	-
	BT	201	41	-	7 907
Flores	MT	74	13	32	-
	BT	58	12	-	2 385
Corvo	MT	-	3	1	-
	BT	-	4	-	276
Madeira	MT	598	884	1 424	-
	BT	2 495	674	-	135 257
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 excecional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

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

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

Um evento só é classificado como evento excecional 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 DRET da RAM.

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

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

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

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

No ano de 2018 ocorreram cinco interrupções (quatro interrupções acidentais e uma interrupção prevista) de fornecimento longas e quatro interrupções de fornecimento breves, afetando sete dos 83 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano, dos quais um com o acordo do cliente. Refira-se que no ano 2017 foram contabilizadas sete interrupções de fornecimento longas.

O Quadro 3-2 apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2018 por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF_1 .

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

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

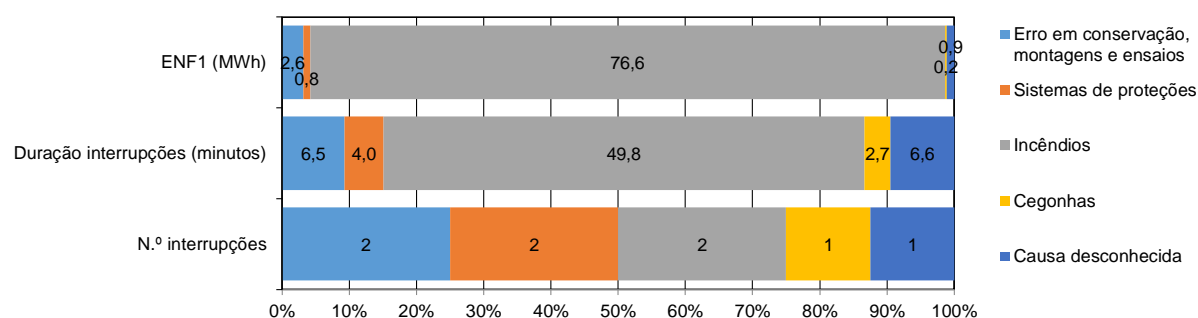
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração Total das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves 1seg ≤ t ≤ 3min	Longas t > 3min	Total	Breves 1seg ≤ t ≤ 3min	Longas t > 3min	Total	Breves 1seg ≤ t ≤ 3min	Longas t > 3min	Total
Subestação de Riba D'Ave	64,2	1	1	2	2,70	3,80	6,50	1,00	1,60	2,60
Seixal (Siderurgia Longos Seixal)	232		2	2		49,80	49,80		76,60	76,60
Subestação de Canelas	64	1		1	1,70		1,70	0,60		0,60
Subestação de Ourique	63	1		1	2,70		2,70	0,20		0,20
Subestação de Ferreira do Alentejo	64,2		1	1		6,60	6,60		0,90	0,90
Refinaria de Sines (Galp)	157		1	1		3411,00	3411,00			
Subestação de Pombal	63	1		1	2,30		2,30	0,20		0,20
Total		4	5	9	9,40	3471,20	3480,60	2,00	79,10	81,10
Total (%)		44,4	55,6	100,0	0,3	99,7	100,0	2,5	97,5	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções (longas ou breves) com origem nesta rede (ENF₁) foi de 81,10 MWh em 2018. 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 2018, 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



Tal como verificado no ano anterior, em 2018, as interrupções com origem em incêndios corresponderam 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, ocorreu na rede de transporte uma interrupção prevista cuja causa foi “Acordo com cliente”, tendo contabilizado esta interrupção uma duração de 3 411 minutos.

3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, as Figura 3-2 à Figura 3-7 apresentam a evolução entre os anos 2009 e 2018 dos indicadores gerais de continuidade de serviço 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 2018.

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT

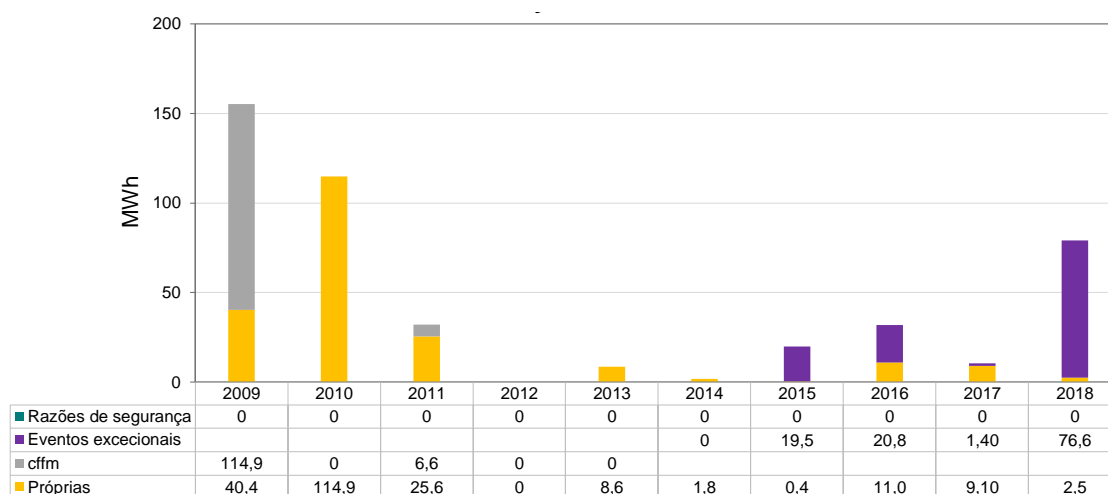


Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT

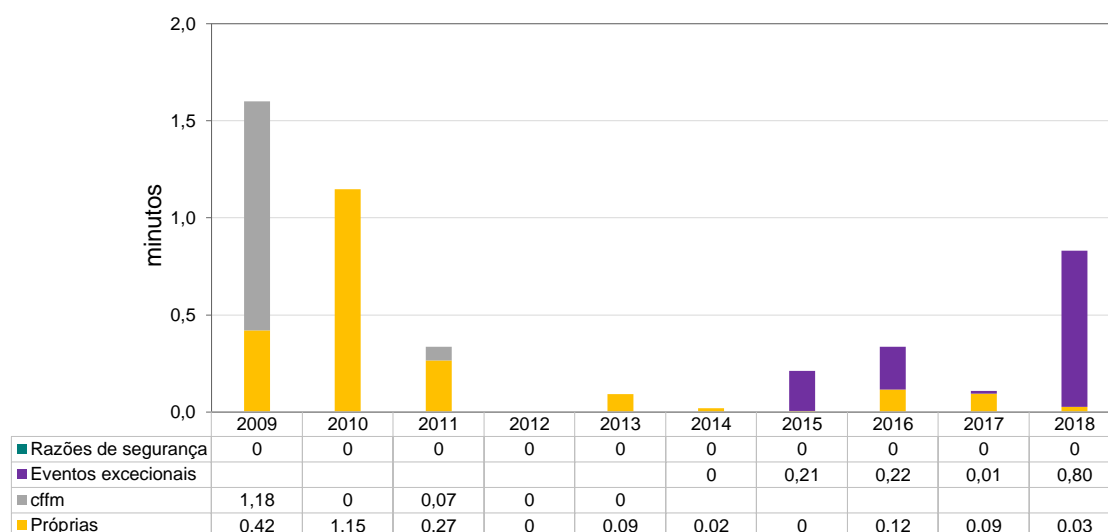


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

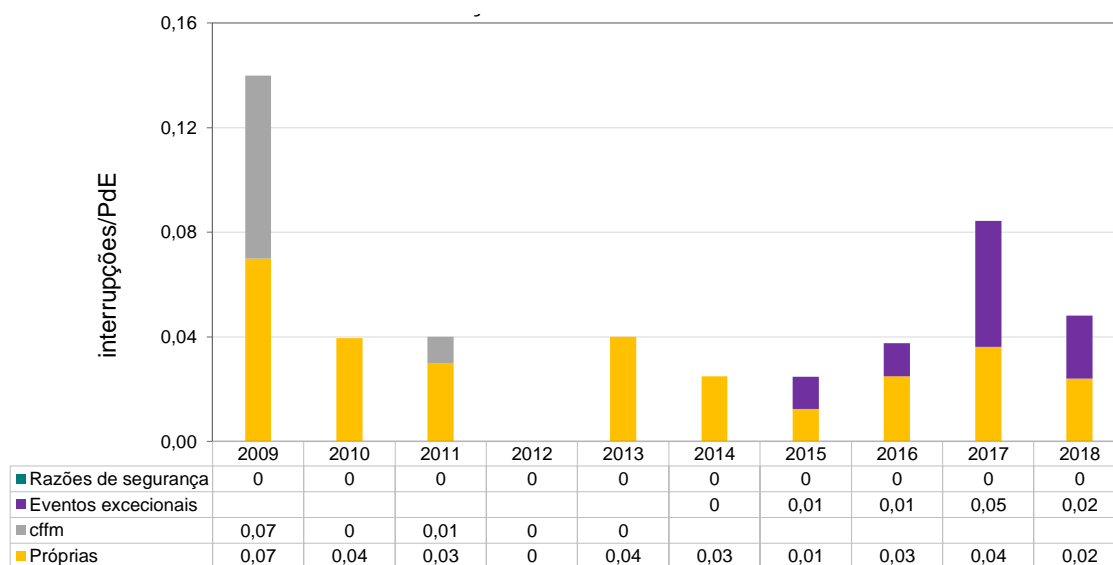


Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

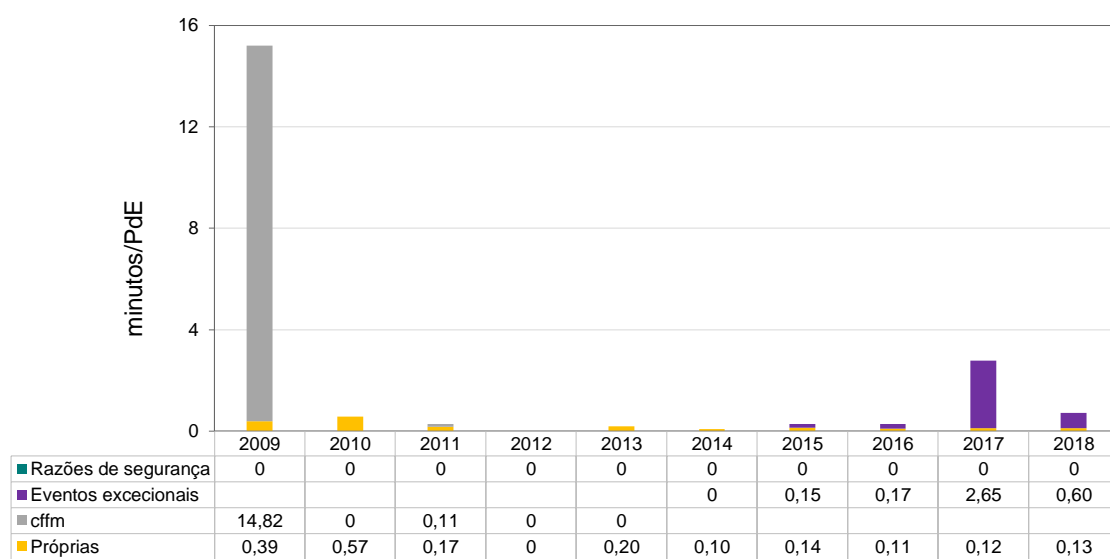


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

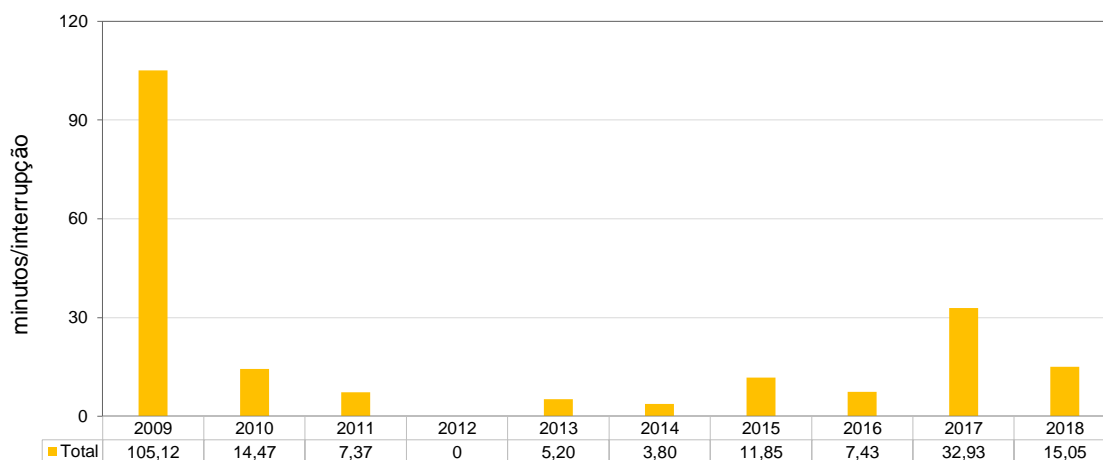
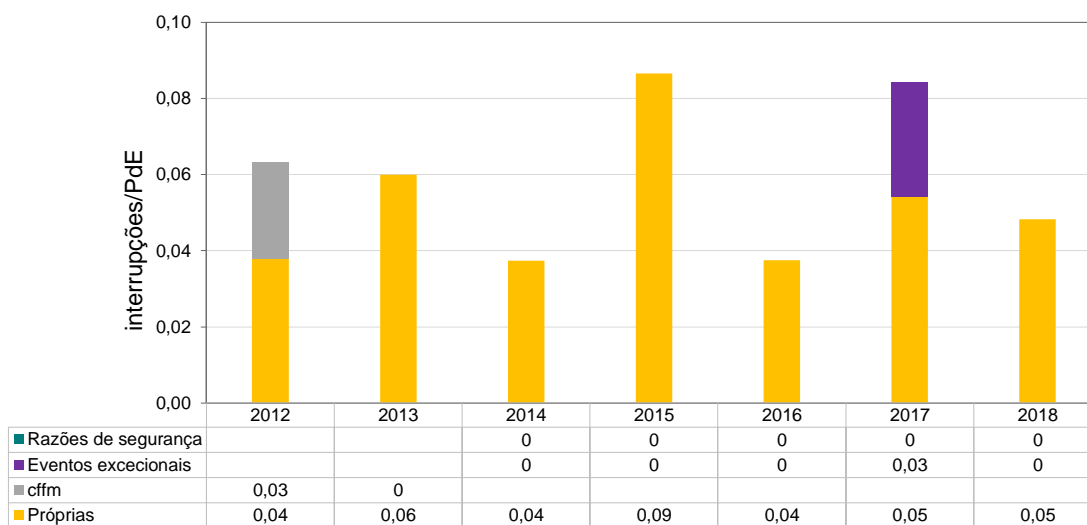


Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2018 apresentou uma redução dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) registaram um aumento devido essencialmente à ocorrência de um evento excecional ocorrido no dia 4 de agosto de 2018 e que afetou a Siderurgia Nacional, S.A.

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 2018, 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	2,50	76,60
TIE (minutos)	0	0,03	0,80
SAIFI (interrupções/PdE)	0,01	0,02	0,02
SAIDI (minutos/PdE)	41,10	0,13	0,60
SARI (minutos/interrupção)	3 411,00	2,60	12,50
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0,05	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 2018 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	2,01	1,86
220 kV	1,28	
400 kV	2,65	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2018 apresenta uma redução de 39% relativamente ao ano anterior. Refira-se que o indicador para o nível de tensão 220 kV foi o que apresentou uma maior redução, 58% face ao ano anterior. Esta redução deveu-se, em grande parte, à redução de incidentes com origem em incêndios.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2018, 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 2018, a ERSE aprovou a classificação de um incidente como evento excecional, na sequência de pedido fundamentado por parte da REN. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG.

O incidente classificado como evento excecional teve como causa um incêndio registado na freguesia de Samora Correia, concelho de Benavente, tendo no dia 4 de agosto de 2018 afetado a linha de 220 kV Carregado – Seixal. Este evento deu origem a duas interrupções de fornecimento de energia elétrica que afetaram exclusivamente o consumidor Siderurgia Nacional, S.A., unidade industrial localizada no concelho do Seixal, distrito de Setúbal, alimentada exclusivamente por uma linha de Muito Alta Tensão.

A contribuição do referido evento excecional para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 – Evento excecional na RNT

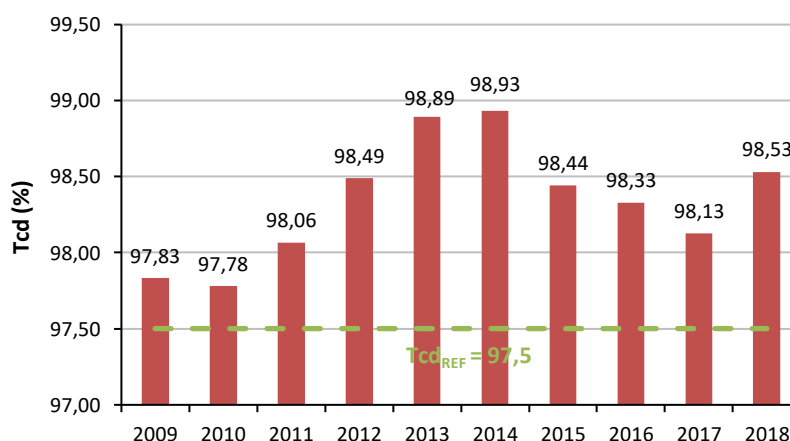
Indicador geral	Evento de 4 de agosto de 2018	
	Impacto dos eventos	Contribuição para o valor anual
ENF_i (MWh)	76,60	96,84%
TIE (minutos)	0,80	96,39%
SAIFI (interrupções/PdE)	0,02	40,00%
SAIDI (minutos/PdE)	0,60	1,43%
SARI (minutos/interrupção)	12,50	0,36%
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0%

3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

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

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

Na Figura 3-8 é apresentada a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT registada em 2018, tendo nesse ano atingido o valor de 98,53%. Contrariamente ao verificado nos três últimos anos, verifica-se uma melhoria da disponibilidade dos elementos da RNT.

Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT

3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2018 ocorreram na RNT cinco interrupções de fornecimento longas (quatro interrupções acidentais e uma interrupção prevista) e quatro interrupções de fornecimento breves.

Apesar da ocorrência destas interrupções de fornecimento de longa duração, significativamente afetados pelos incêndios, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2018 apresentou uma redução dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) registaram um aumento devido essencialmente à ocorrência de um evento excecional ocorrido no dia 4 de agosto de 2018 e que afetou a Siderurgia Nacional, S.A.

Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com as tendências verificadas nos últimos anos.

As interrupções com origem em “incêndios” corresponderam à causa com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

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

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

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

- zona A: Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta,
- zona B: Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000,
- zona C: Os restantes locais.

A caracterização da continuidade de serviço percecionada pelos clientes da EDA inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço no ano de 2018 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.2.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percecionada pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores gerais, que se apresentam no Quadro 3-6, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

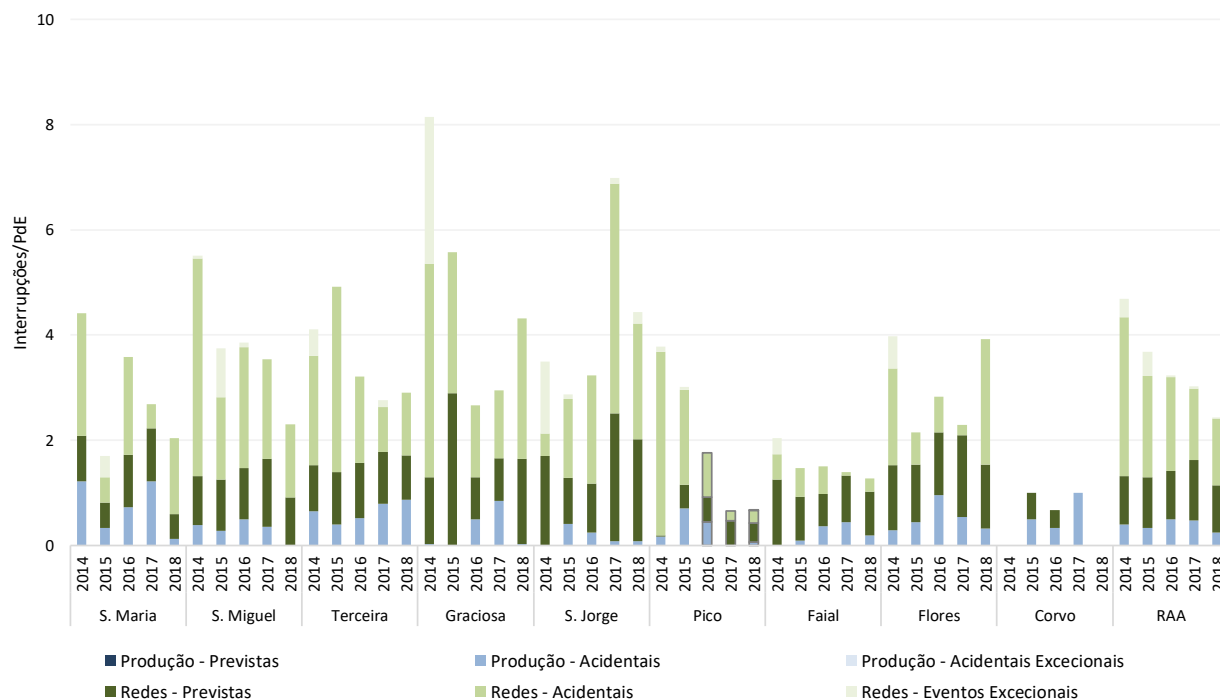
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2018

Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	63,60	118,82	8,62	191,04
TIEPI (min)	42,06	78,58	5,70	126,34
SAIFI MT (int./PdE)	0,69	6,24	0,21	7,14
SAIDI MT (min/PdE)	52,36	110,37	8,74	171,47
MAIFI MT (int./PdE)	0,90	1,52	0,01	2,43
SAIFI BT (int./cliente)	0,28	3,36	0,04	3,68
SAIDI BT (min/cliente)	8,09	57,50	1,21	66,80

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 29% 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 2014-2018, 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 2018 verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 52% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 37% para as interrupções acidentais. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Terceira, Graciosa e Flores, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de redução do número de interrupções com duração inferior a três minutos.

Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA

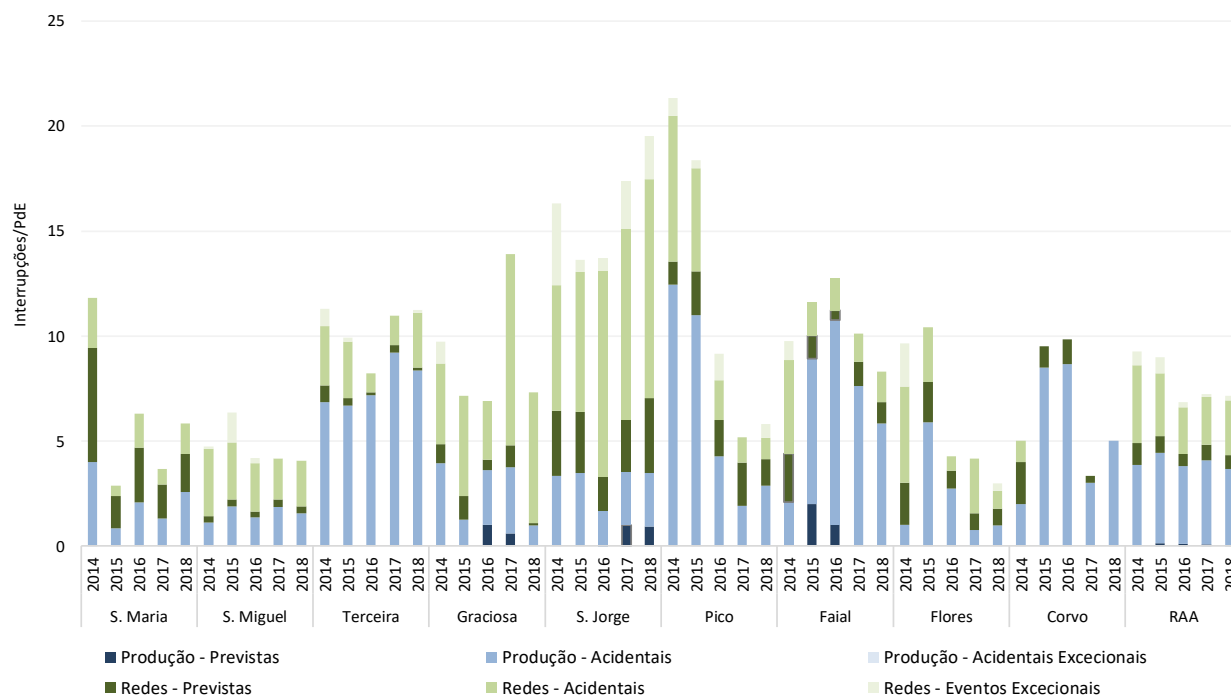
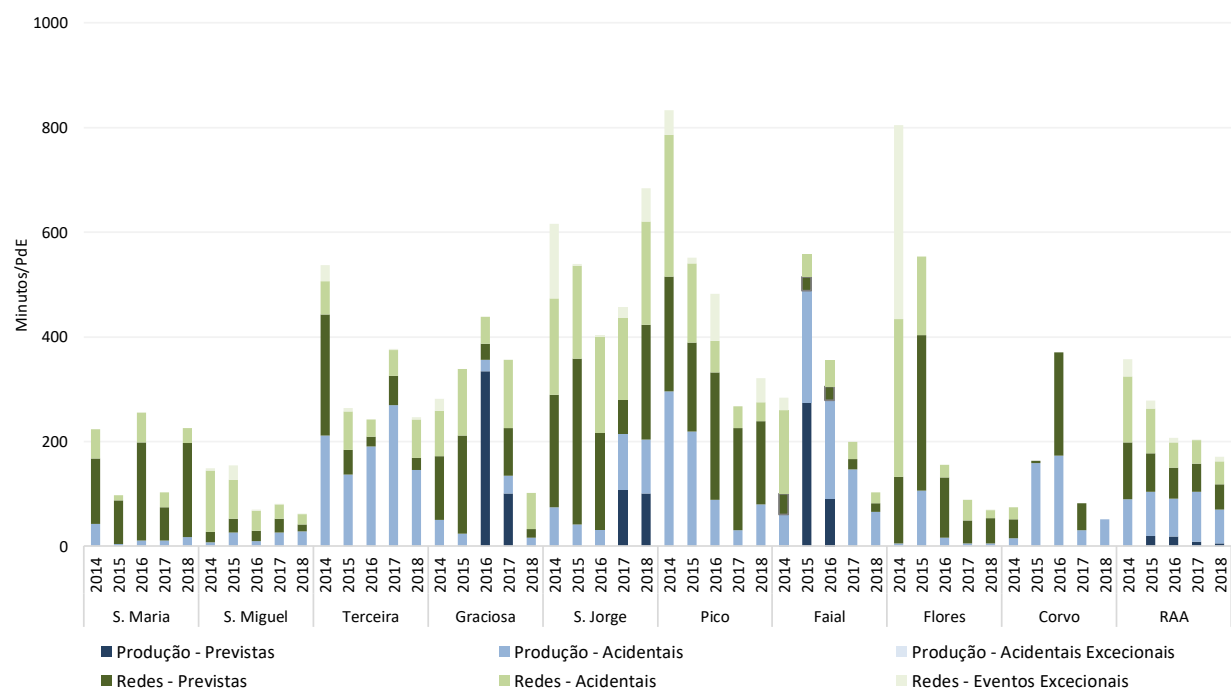


Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA



No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos pontos de entrega em MT, a nível da RAA, verifica-se que os valores registados para os indicadores gerais são ligeiramente inferiores aos dos valores registados em 2017, ou seja, dos mais baixos desde 2014.

Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA

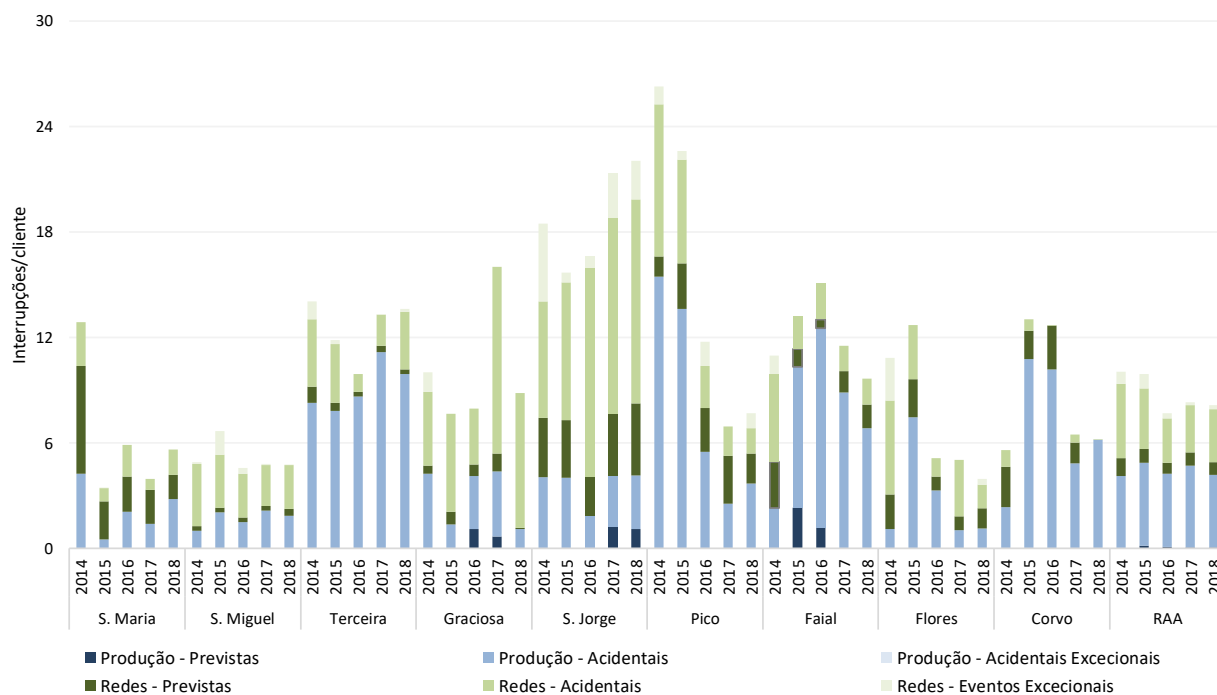
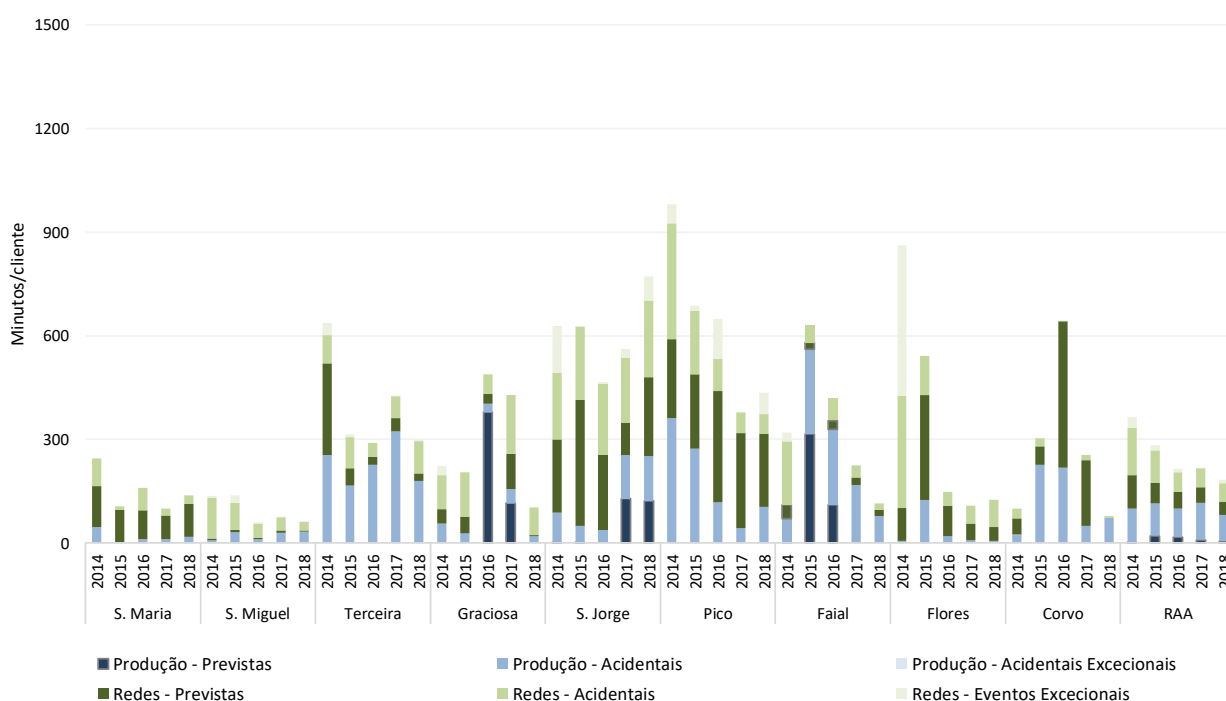


Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA



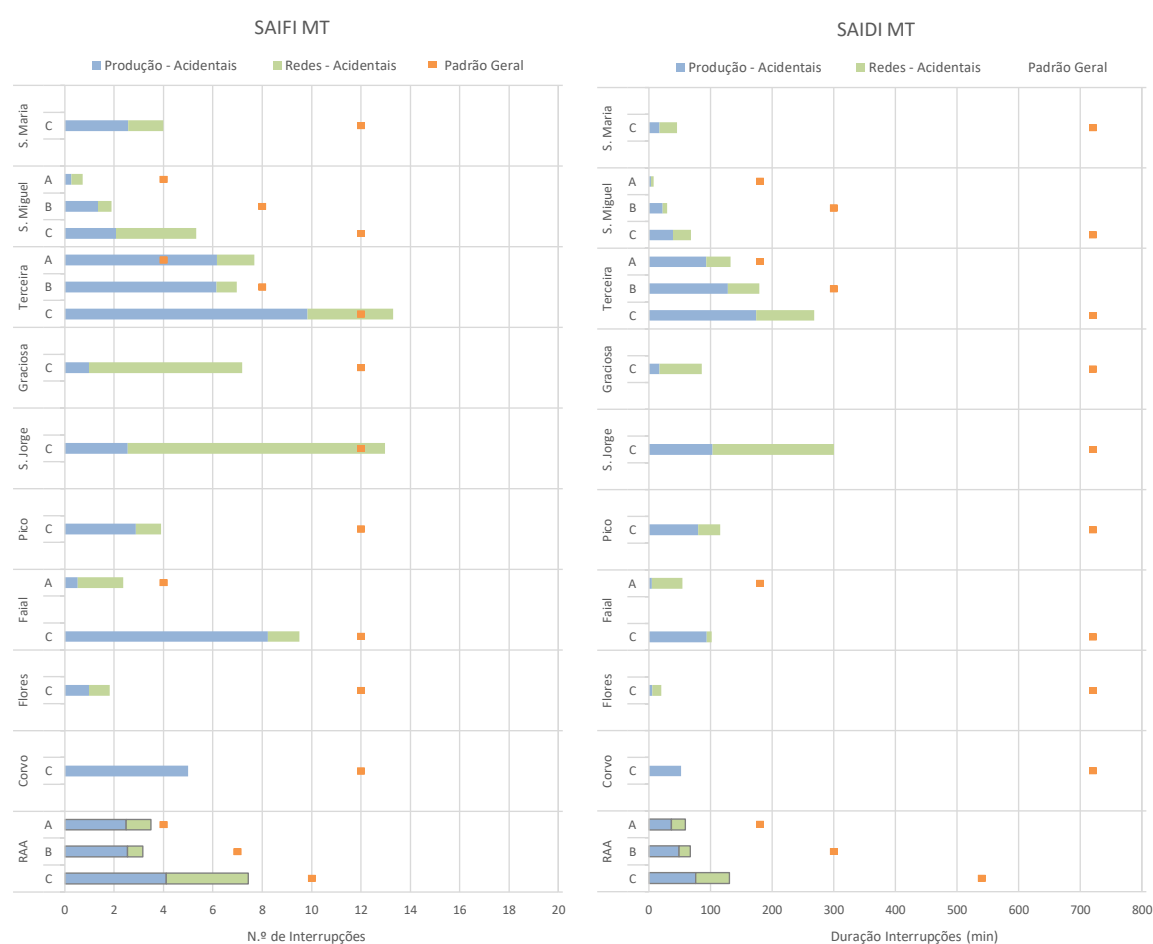
Em 2018, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA apresentam uma melhoria significativa quando comparado com o ano anterior, principalmente motivada por uma melhoria no desempenho da produção.

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.

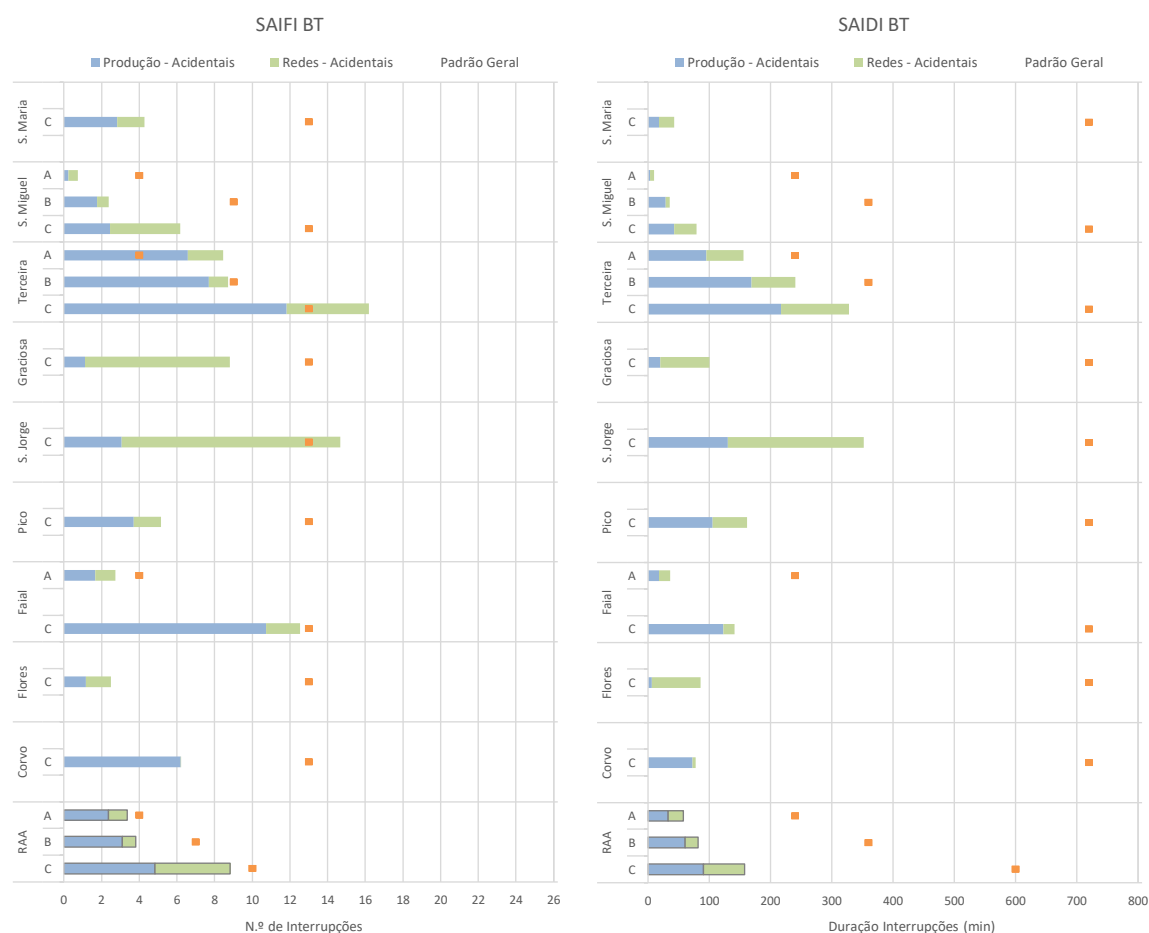
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2018



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, identificam-se incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e na zona C das ilhas de S. Jorge.

Em relação ao indicador SAIDI MT, verifica-se o cumprimento dos padrões em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço.

Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2018



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

A comparação com os padrões por ilha em BT demonstrou que, para o indicador SAIFI, não foram cumpridos os padrões nas zonas A, B e C da ilha Terceira e na zona C da ilha de S. Jorge. Verifica-se o cumprimento dos padrões relativos ao indicador SAIDI BT em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas no ano de 2018 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

No ano de 2018, a ERSE aprovou a classificação de 15 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 (12), escavações (2) e descarga atmosférica direta (1).

3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

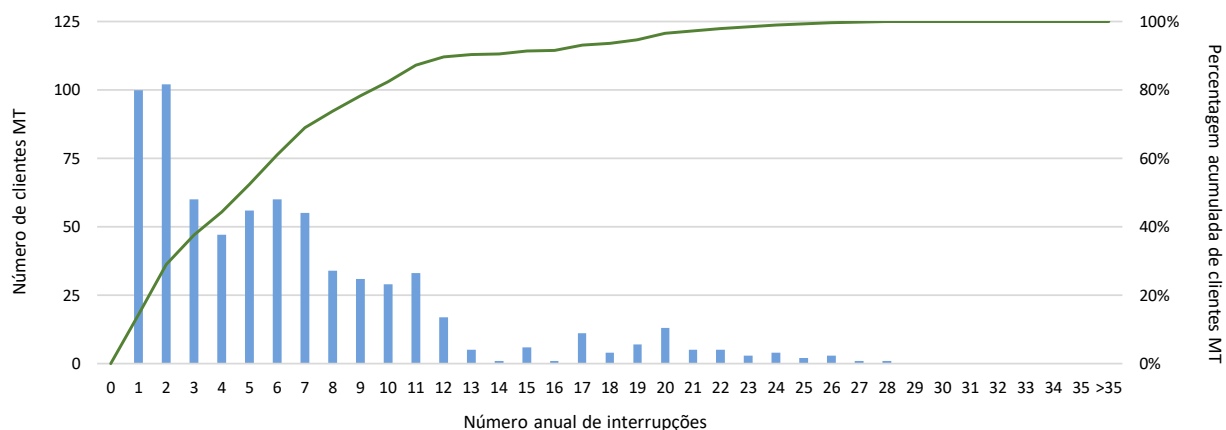
Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 0,15 MWh na ilha do Corvo, 5 MWh na ilha do Faial, 1,1 MWh na ilha das Flores, 1,5 MWh na ilha Graciosa, 4,5 MWh na ilha do 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 do ano de 2018 verificou-se a ocorrência de três incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA: dois incidentes na ilha de S. Jorge e um incidente na ilha do Pico.

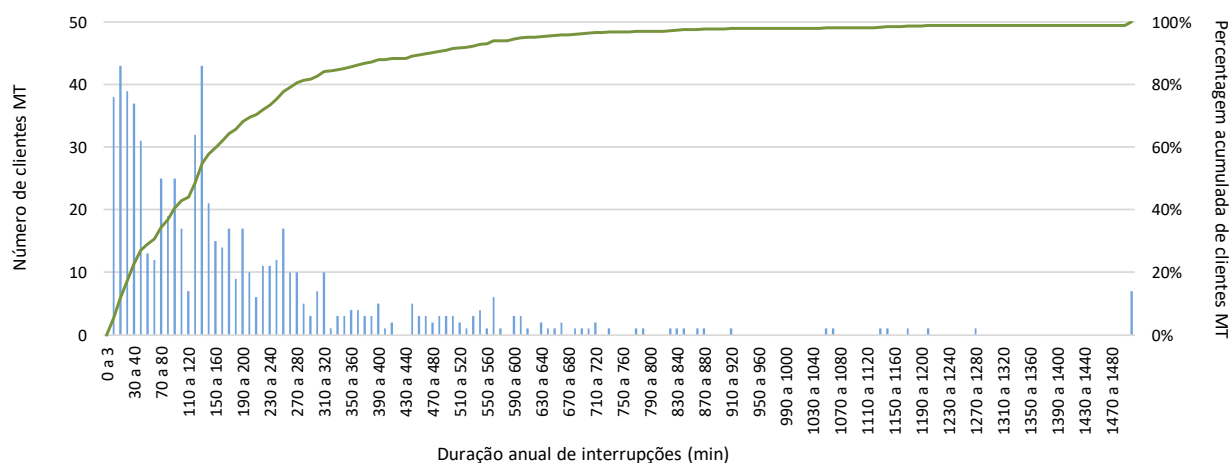
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

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.

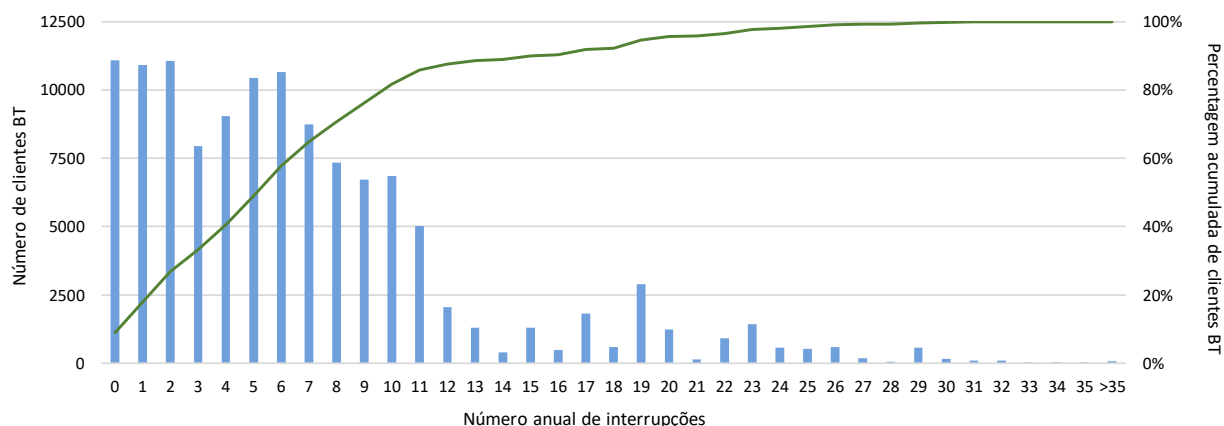
A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2018, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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

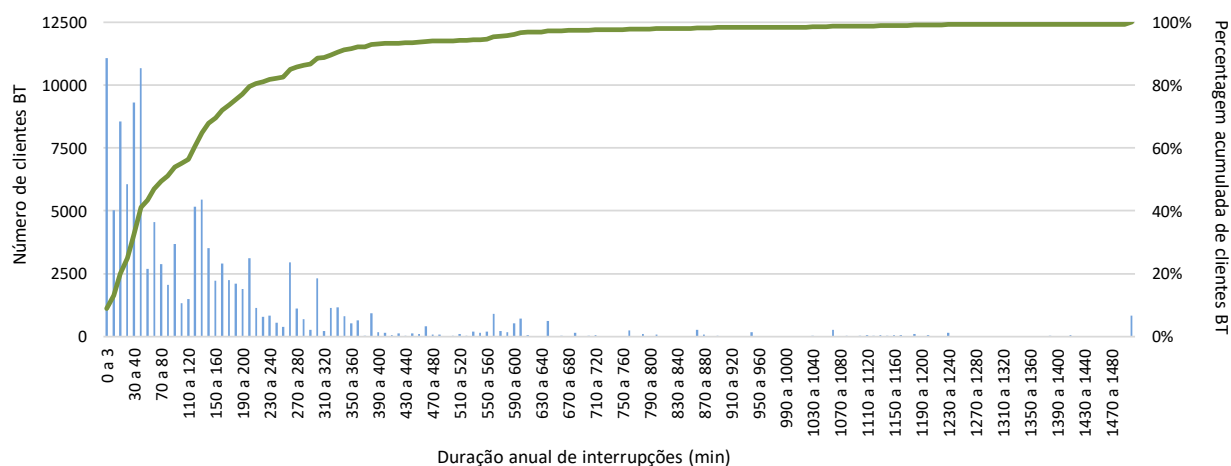
A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2018, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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 2018, 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 2018, 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 241 situações de incumprimento, das quais, 92% 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 3 875,03 euros (em 2017 este valor foi de 4 731 euros). O montante pago aos clientes em BT representa 71% do montante total.

As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 77% do montante pago aos clientes. A ilha Terceira continua a representar a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 51% do montante total, com especial incidência na zona A de qualidade de serviço.

O Quadro 3-7 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço, em 2018.

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

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	São Miguel	A			4				8
		A	17		11		126	1	155
	Terceira	B			1				1
		C			1				1
	São Jorge	C	1						1
	Faial	A		2	20				22
	Flores	C			57				57
	Total		17	3	32		188	1	241
Montante (euros)	São Miguel	A			24,31				24,31
		A	696,00		32,40		1183,60	73,46	1985,46
	Terceira	B			3,60				3,60
		C			4,57				4,57
	São Jorge	C	1,58						1,58
	Faial	A	433,72		164,40				598,12
	Flores	C			1257,39				1257,39
	Total		696,00	435,30	200,40		2469,87	73,46	3875,03

3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2018 registou-se uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA. Num horizonte de cinco anos, regista-se o melhor comportamento global para os indicadores TIEPI e SAIDI.

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

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 241 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 92% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 3 875 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 da 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 2018, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

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

3.3.1 INDICADORES GERAIS

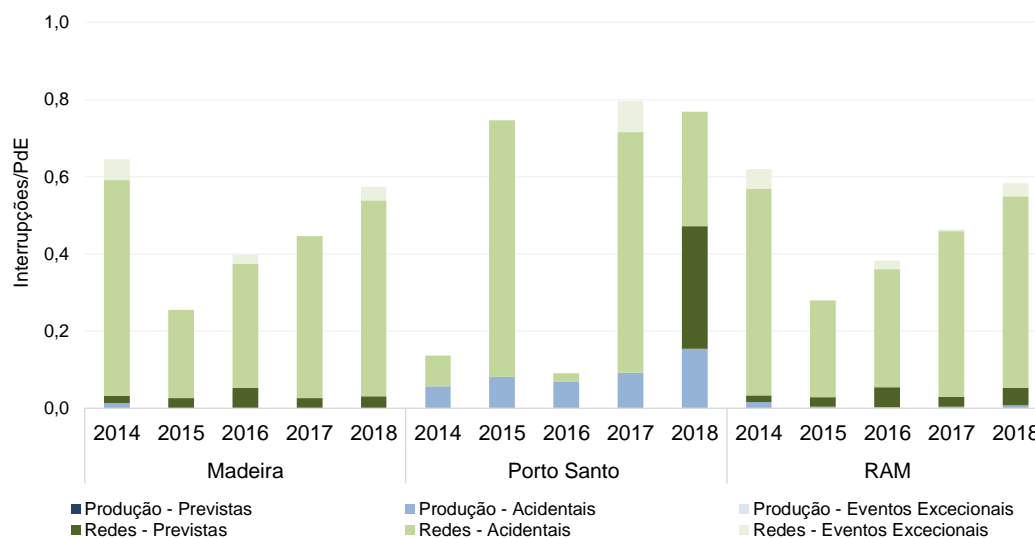
As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam no Quadro 3-8, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2018

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	18,26	47,07	34,83	100,16
TIEPI (min)	10,00	26,71	18,80	55,51
SAIFI MT (int./PdE)	0,21	0,88	0,15	1,24
SAIDI MT (min/PdE)	15,18	36,23	33,41	84,82
MAIFI MT (int./PdE)	0,05	0,50	0,03	0,58
SAIFI BT (int./cliente)	0,21	0,79	0,11	1,11
SAIDI BT (min/cliente)	17,23	31,21	14,96	63,4

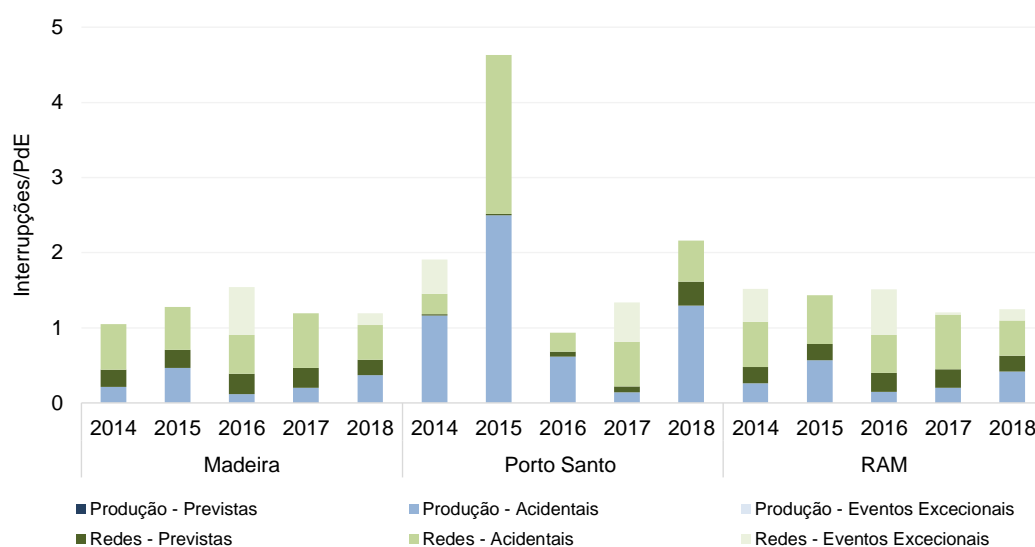
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EEM, as interrupções acidentais são as que têm o impacto mais significativo. Na rede de MT, verifica-se que o contributo das interrupções acidentais, excluindo os eventos excepcionais, esteve em linha com os resultados atingidos no ano anterior.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2014-2018 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM

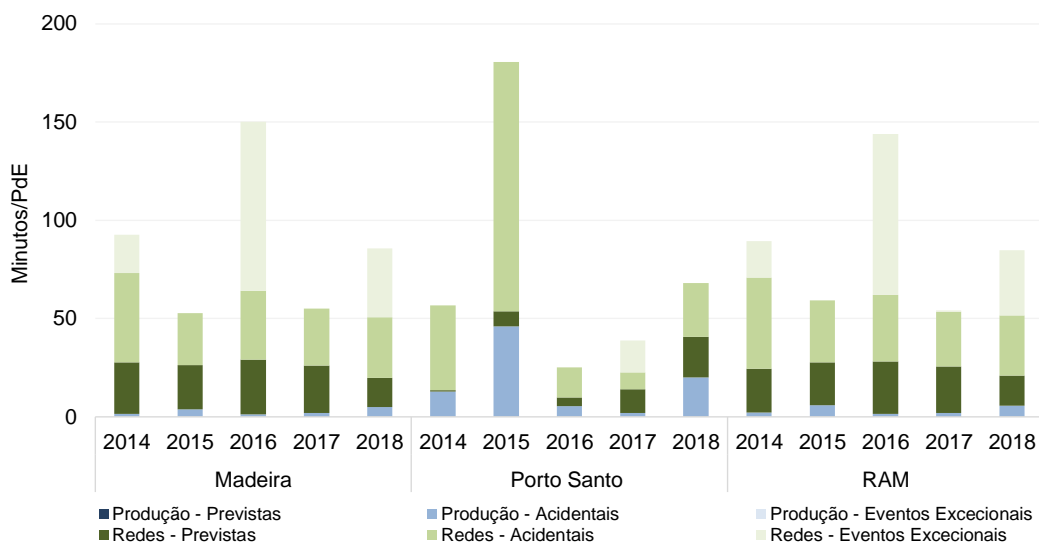
Da análise do indicador MAIFI MT da RAM conclui-se que grande parte das interrupções corresponde a interrupções acidentais com origem nas redes.

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 2014-2018. 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 2018 é semelhante ao verificado no ano anterior, aumentando o contributo da produção, mas reduzindo o das redes.

Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM



No que respeita ao indicador SAIDI MT, há uma degradação do indicador motivada por eventos excecionais.

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 2014-2018.

Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM

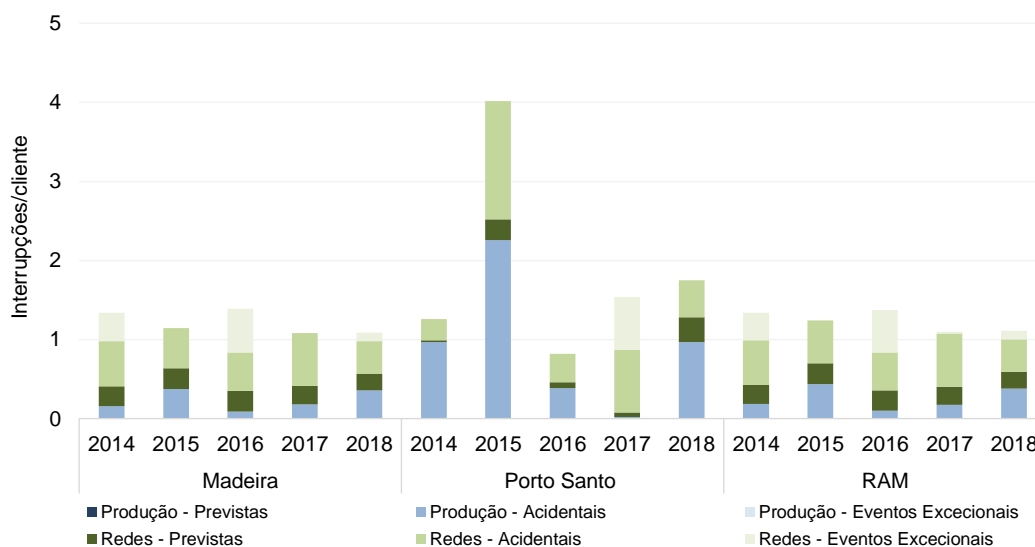
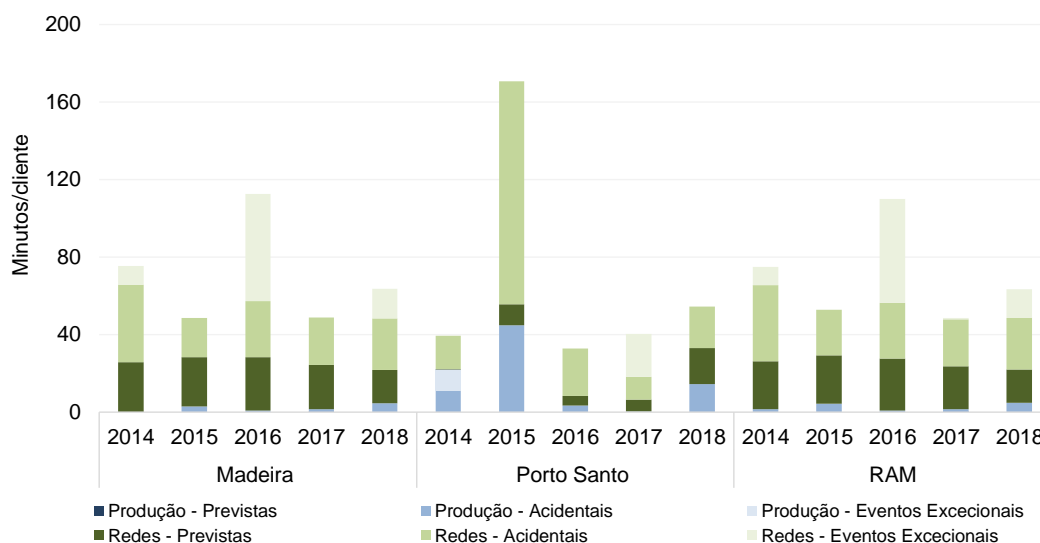


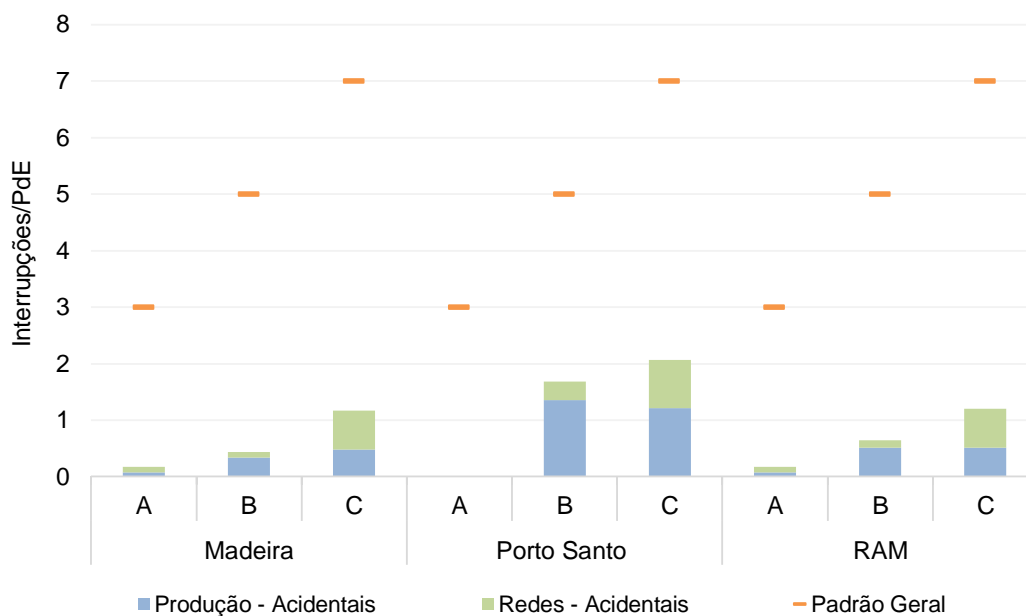
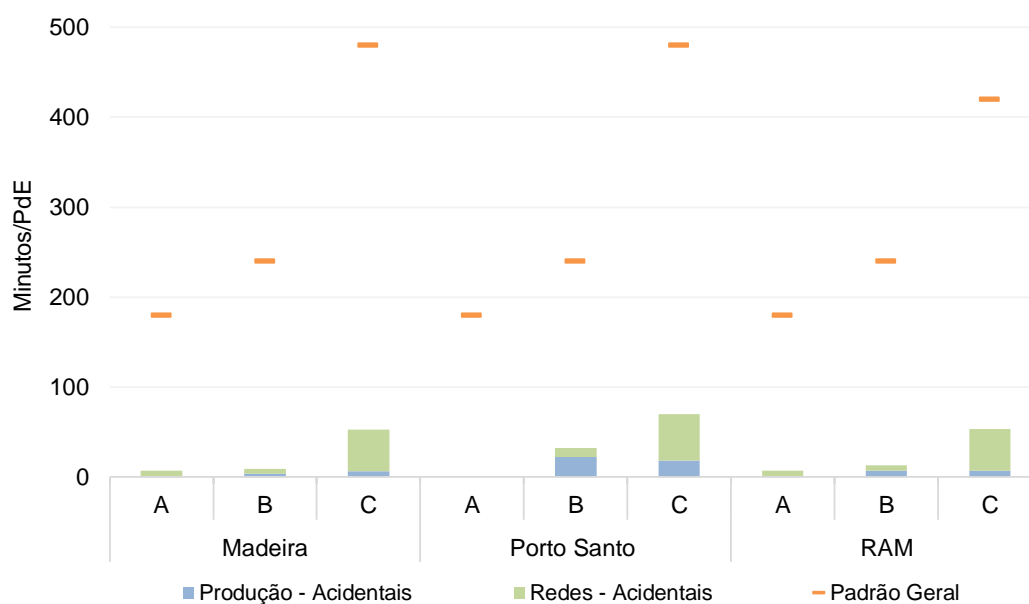
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM

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

3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

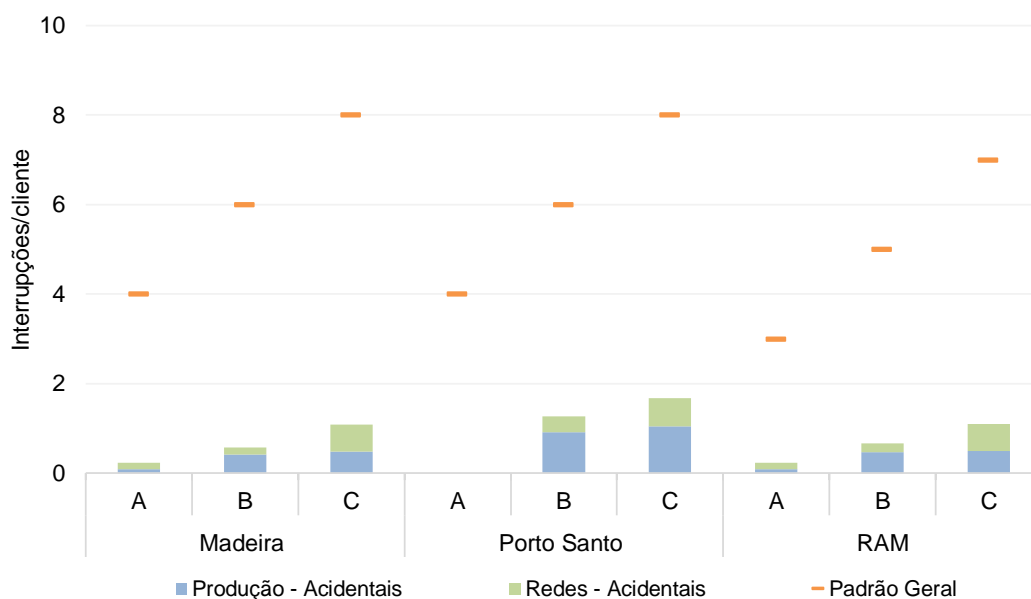
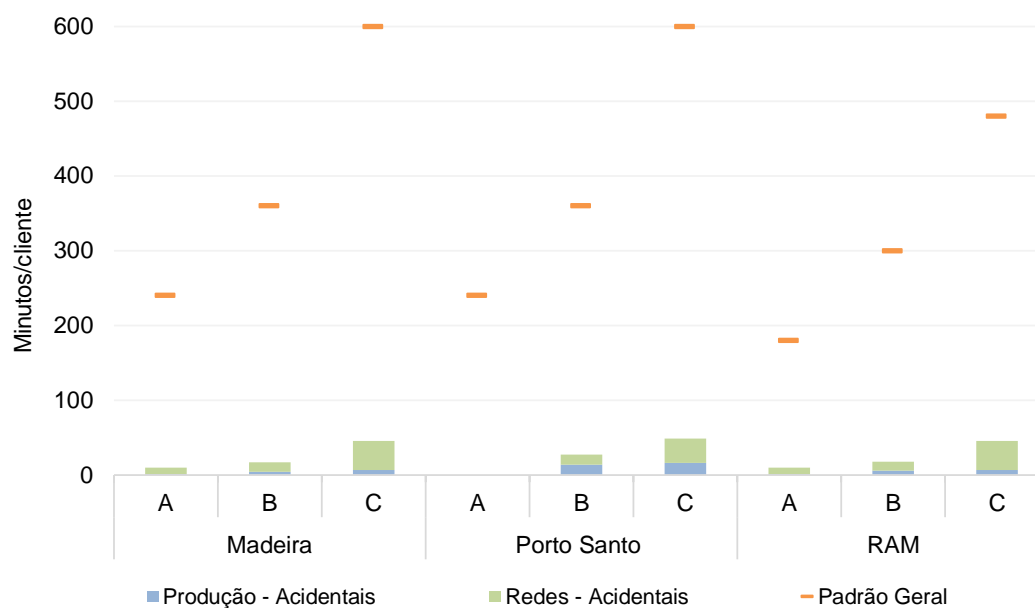
Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham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

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

Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2018**Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2018**

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 2018**Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2018**

3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

No ano de 2018, foram aprovados três pedidos de classificação como eventos excepcionais ocorridos nas redes da EEM, contrastando com o ocorrido no ano anterior em que apenas foi aprovado um pedido de classificação como evento excepcional. Os eventos excepcionados aprovados tiveram como causas vento intensidade excepcional (2) e escavações (1).

Em 2018, o impacto dos eventos excepcionais para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentado no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Eventos excepcionais na RAM

Indicador geral	Total Ano 2018
END (MWh)	34,83
TIEPI (min)	18,80
SAIFI MT (int./PdE)	0,15
SAIDI MT (min/PdE)	33,41
MAIFI MT (int./PdE)	0,03
SAIFI BT (int./cliente)	0,11
SAIDI BT (min/cliente)	14,96

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 2018 não foi reportado à ERSE a ocorrência de incidentes de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.

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.

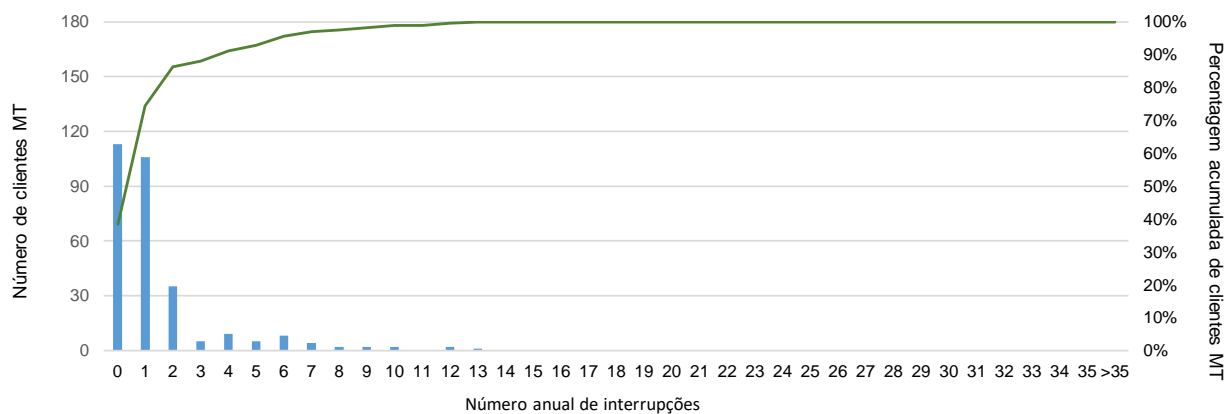
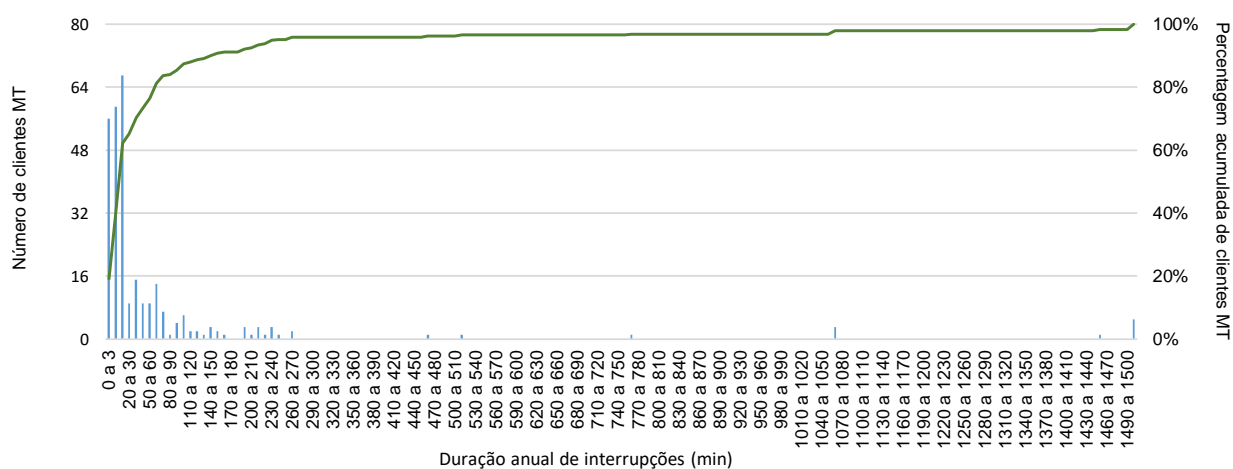
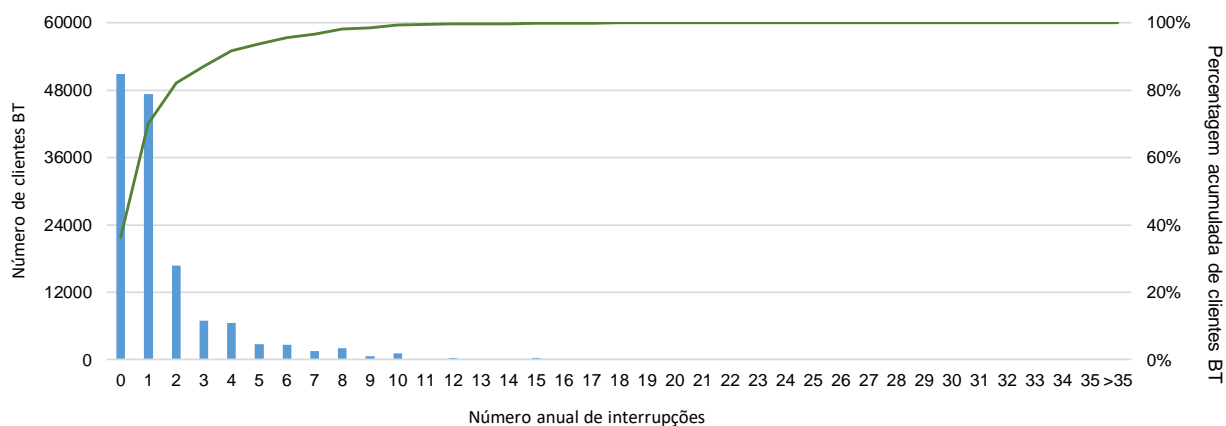
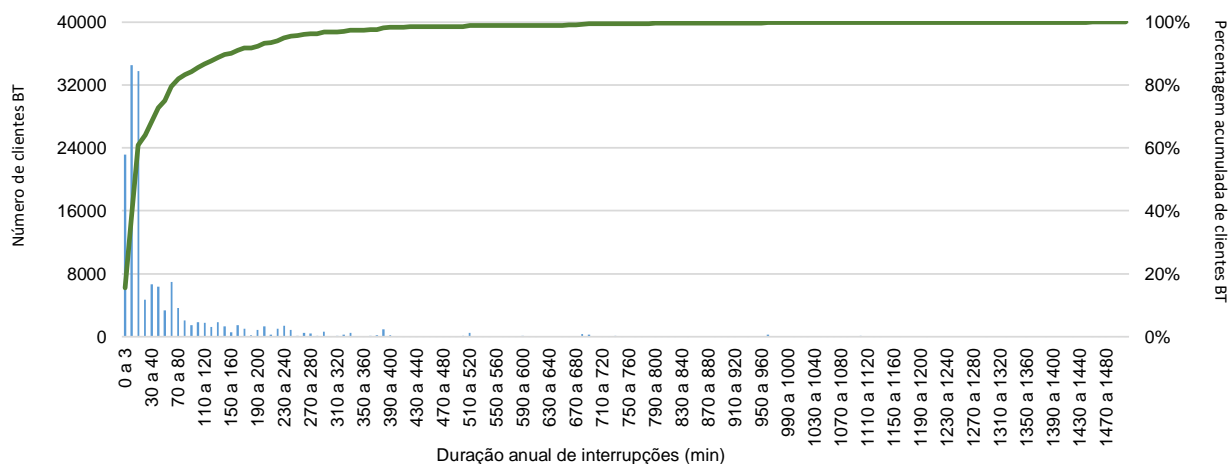
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM**Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM**

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 3-10 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2018, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 3-10 – Compensações na RAM

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Madeira	A		1			35	1	37
		B					23		23
		C		4			153	1	158
	Porto Santo	B							
	Total		0	5	0	0	211	2	218
Montante (euros)	Madeira	A		309,00			253,14	46,63	608,77
		B					481,24		481,24
		C		2384,23			2975,38	330,53	5690,14
	Porto Santo	B							
	Total		0	2693,23	0	0	3709,76	377,16	6780,15

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 6 780,15 euros, valor superior ao ano anterior (em 2017 este valor foi de 2 095,87 euros). Adicionalmente, foram registados 17 incumprimentos que, pelo facto de os montantes serem inferiores a 0,50 euros, foram devolvidos à tarifa de acesso às redes sendo montante total de 4,94 euros.

3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2018 registou-se uma ligeira degradação dos diversos indicadores de continuidade de serviço da RAM em relação ao ano anterior, essencialmente motivada por eventos excepcionais. No Porto Santo destaca-se o contributo das interrupções acidentais da produção. Verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.

À semelhança do ano 2017, 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 6 780,15 euros valor superior 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 3-11.

Quadro 3-11 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental

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

O desempenho da rede de distribuição da 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 2018 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 2018, que se apresentam no Quadro 3-12, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2018

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,19	0,08	0,27
SAIDI AT (min/PdE)	0	44,40	1542,40	1586,80
MAIFI AT (int./PdE)	0,01	1,37	0,18	1,56
END (MWh)	5,30	3900,31	5435,38	9341,00
TIEPI (min)	0,08	57,51	80,32	137,91
SAIFI MT (int./PdE)	0	1,77	0,46	2,23
SAIDI MT (min/PdE)	0,05	84,95	146,05	231,05
MAIFI MT (int./PdE)	0	11,57	0,79	12,36
SAIFI BT (int./cliente)	0	1,55	0,35	1,89
SAIDI BT (min/cliente)	0,23	80,98	119,65	200,86

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 considerável impacto.

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, esteve em linha com os 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 em subcomponentes associadas ao impacto no universo de clientes AT e no universo de produtores AT, a partir de 2014¹.

Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT com impacto na produção

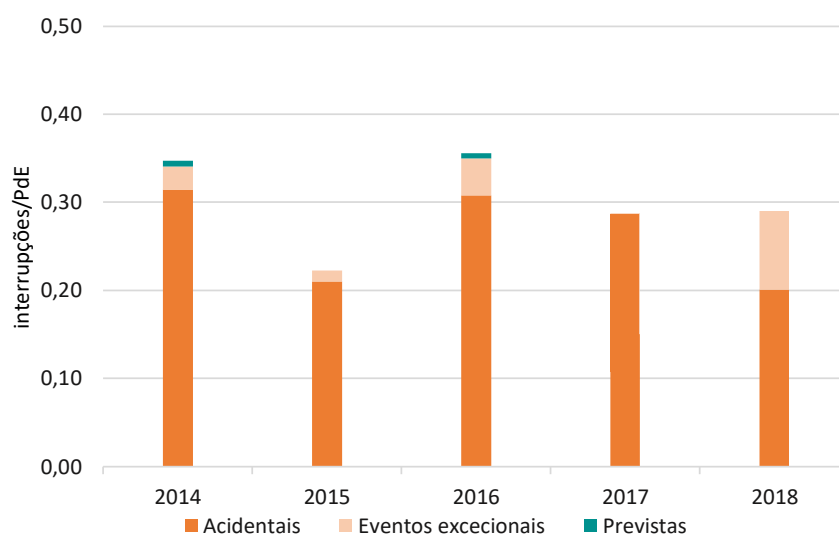
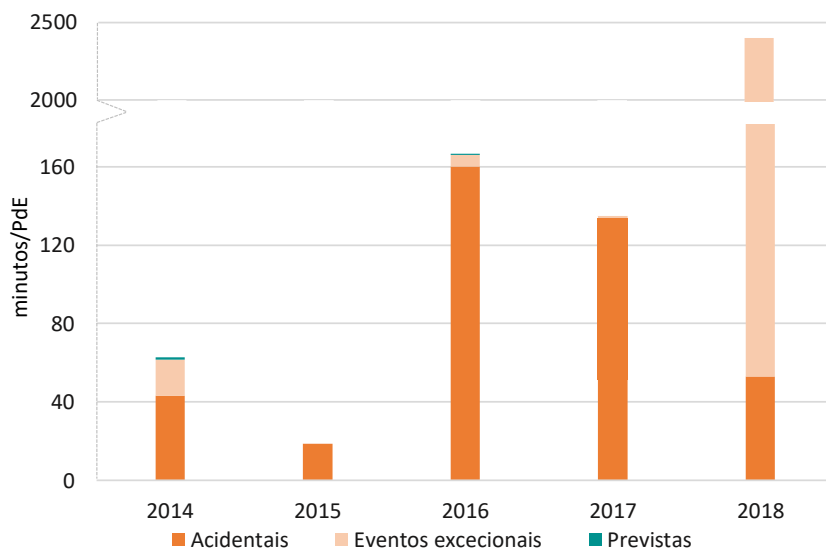


Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT com impacto na produção



¹ 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.

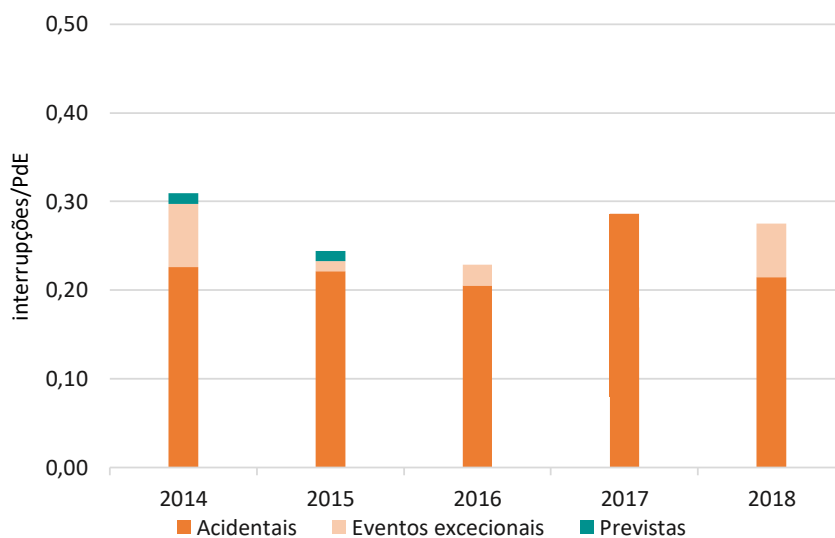
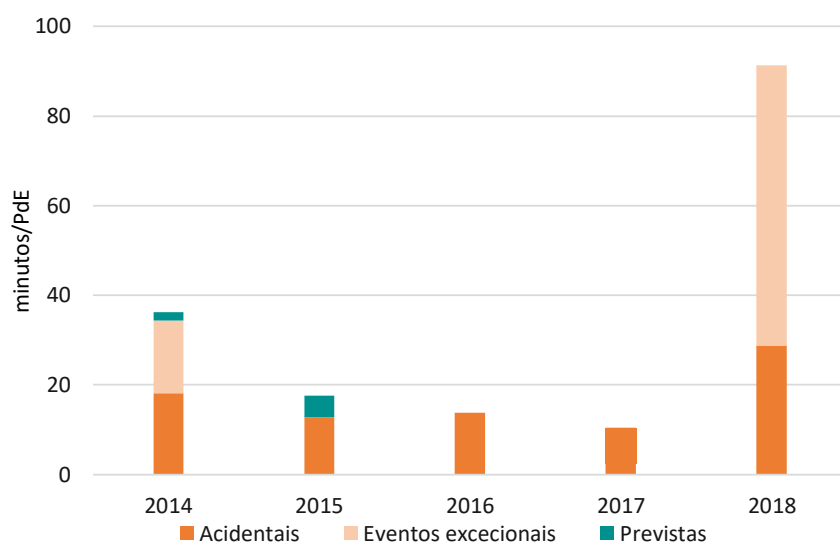
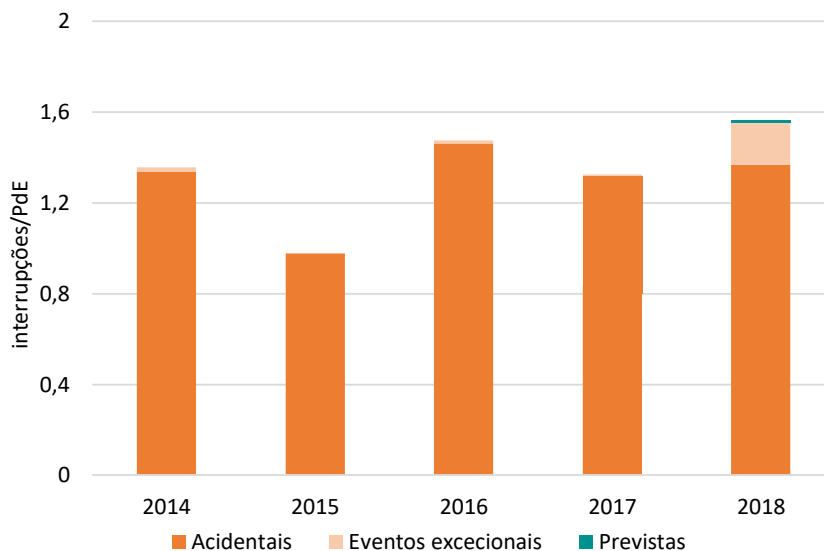
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT com impacto nos clientes**Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT com impacto nos clientes**

Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT com impacto nos clientes

No que respeita à rede AT, salienta-se que esta rede alimenta não só clientes AT, bem como 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.

A degradação verificada nos indicadores de continuidade de serviço em AT deve-se principalmente ao evento excecional provocado pela tempestade Leslie.

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 excecional cujo procedimento de decisão foi suspenso pela ERSE.

Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT

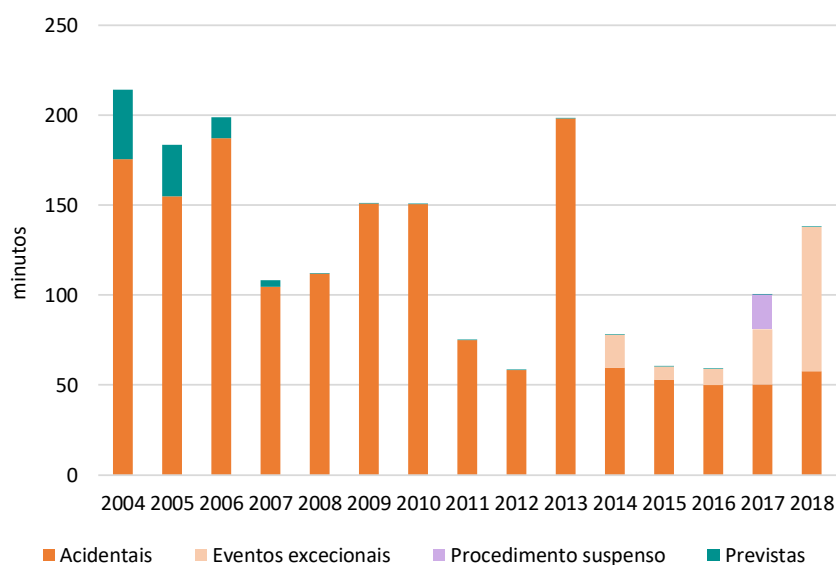


Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT

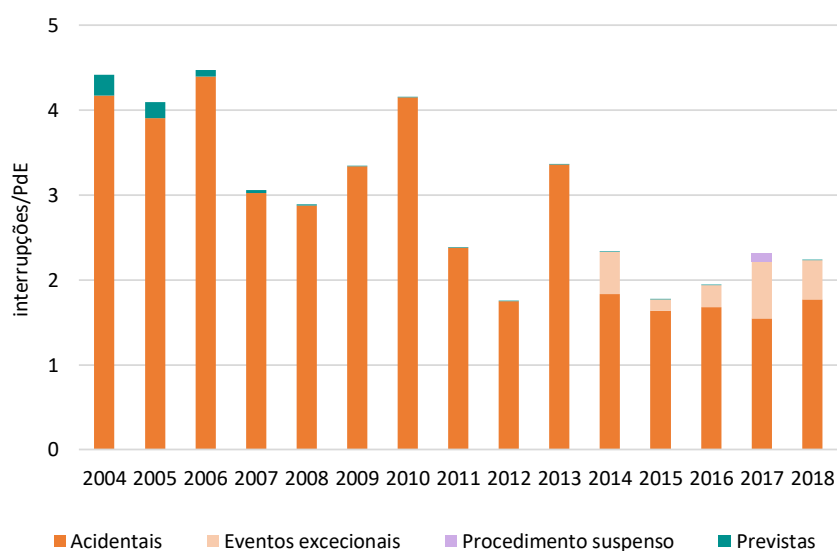


Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT

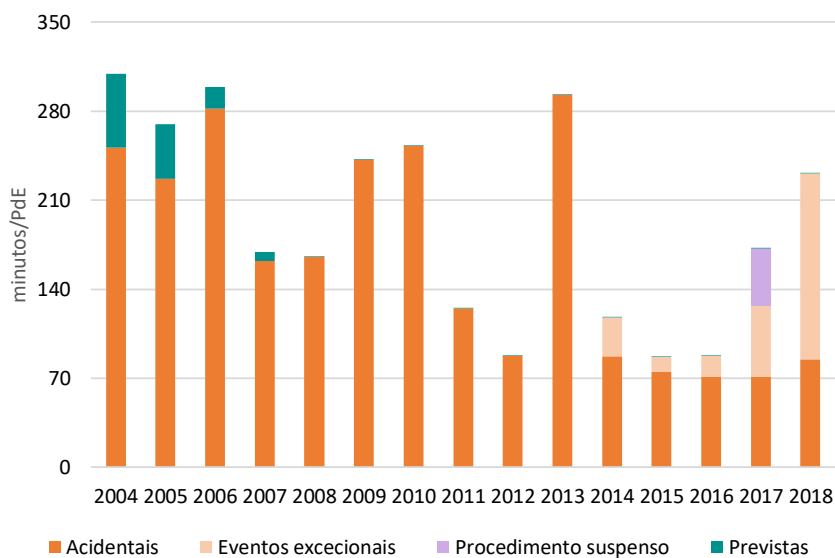


Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT

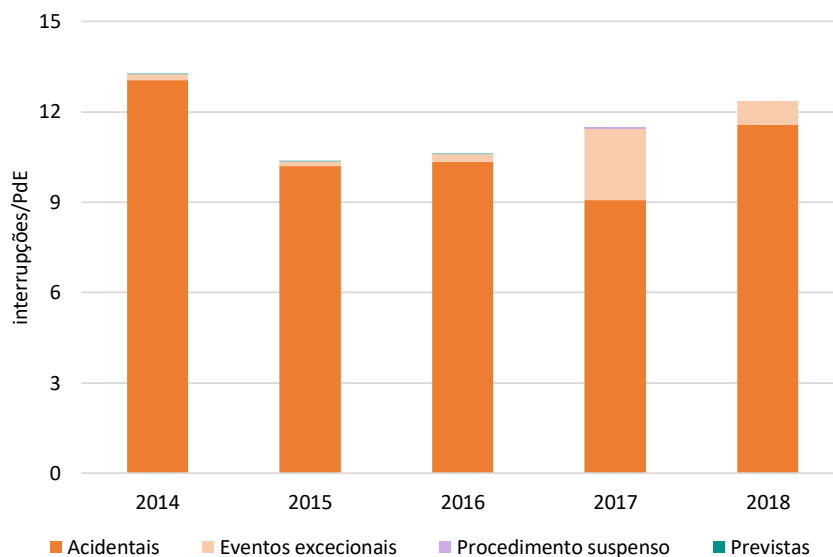


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT

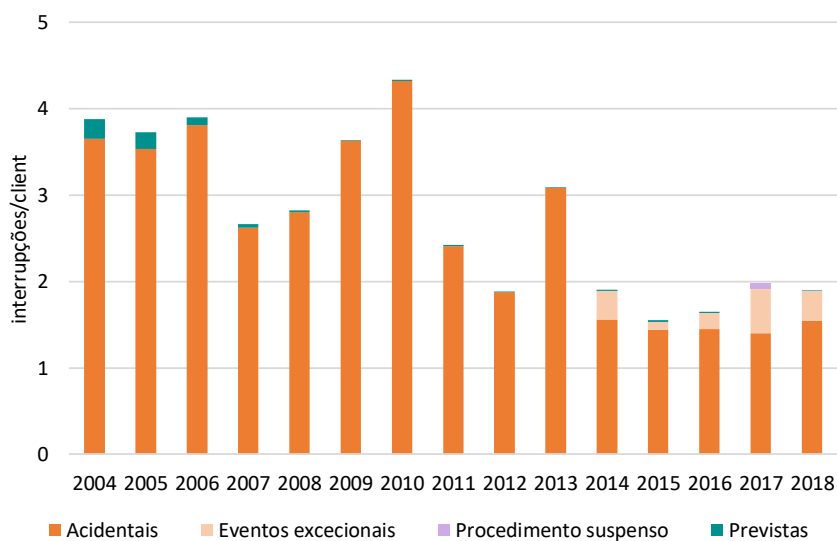
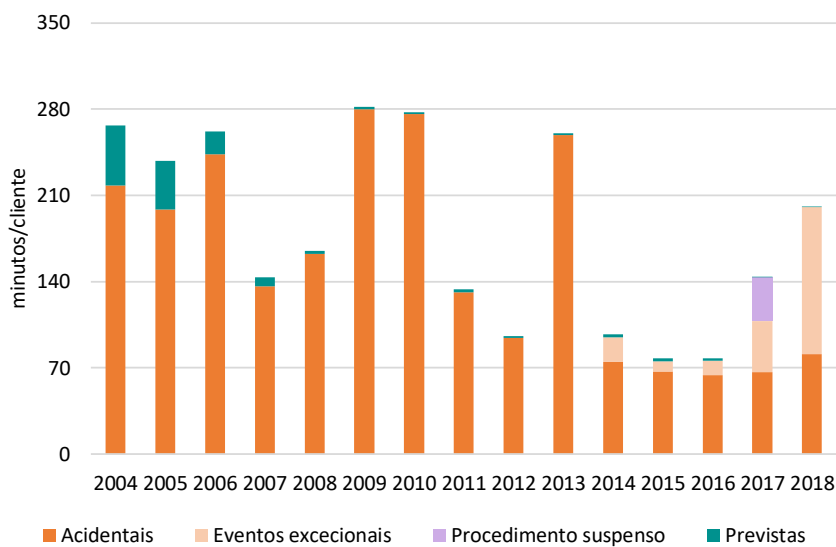


Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT



Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2018 registraram um aumento dos valores comparativamente aos valores verificados em 2017. Refira-se que este aumento é devido à ocorrência de eventos meteorológicos de elevada intensidade, conforme já referido, em especial a tempestade Leslie.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2018, por NUTS III.

Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2018

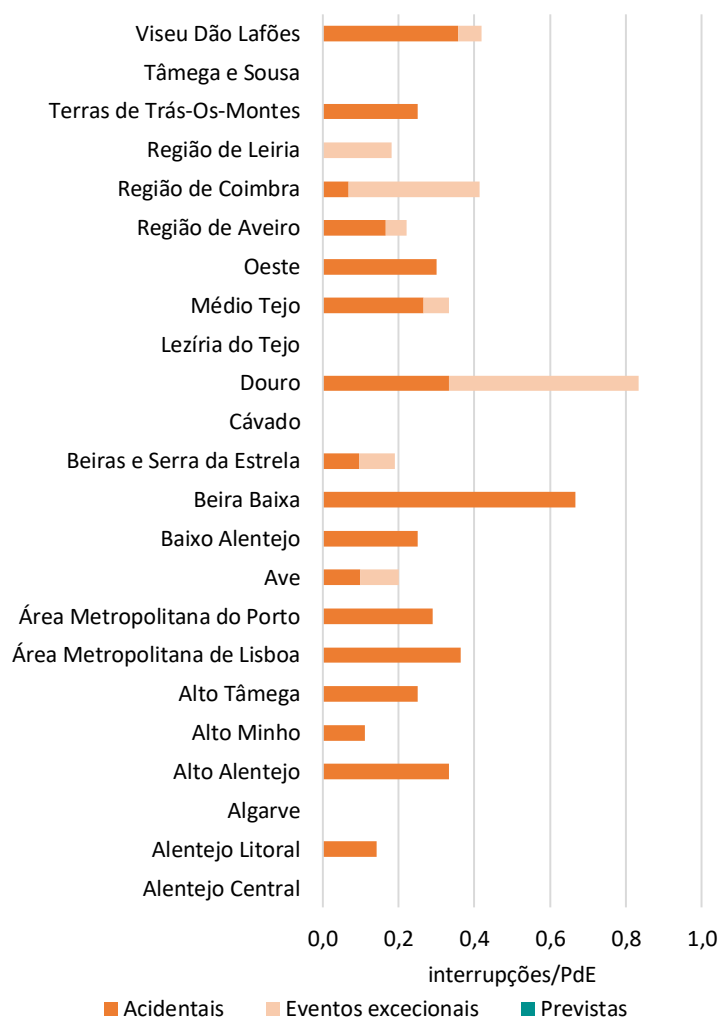


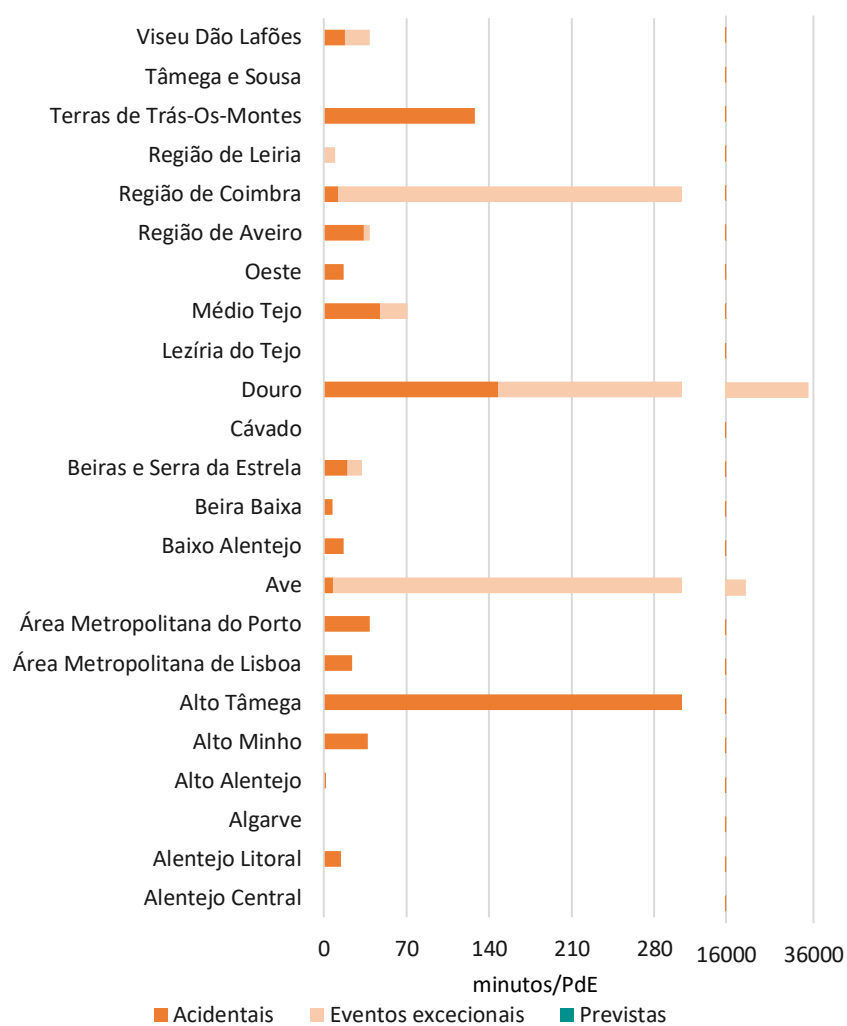
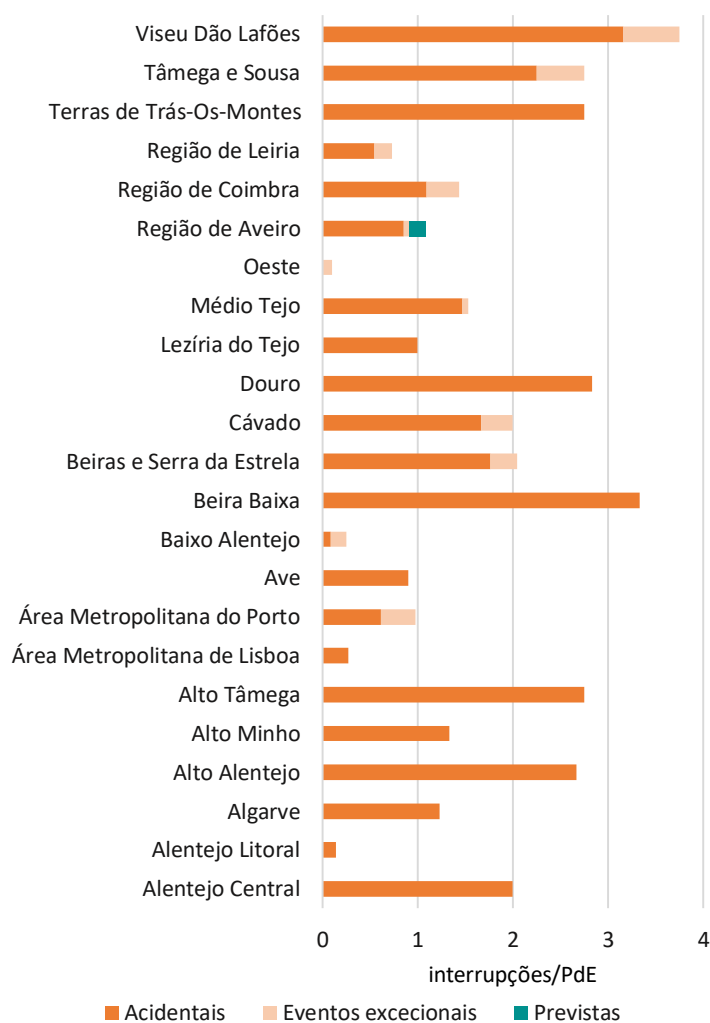
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2018

Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2018

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 2018, por NUTS III.

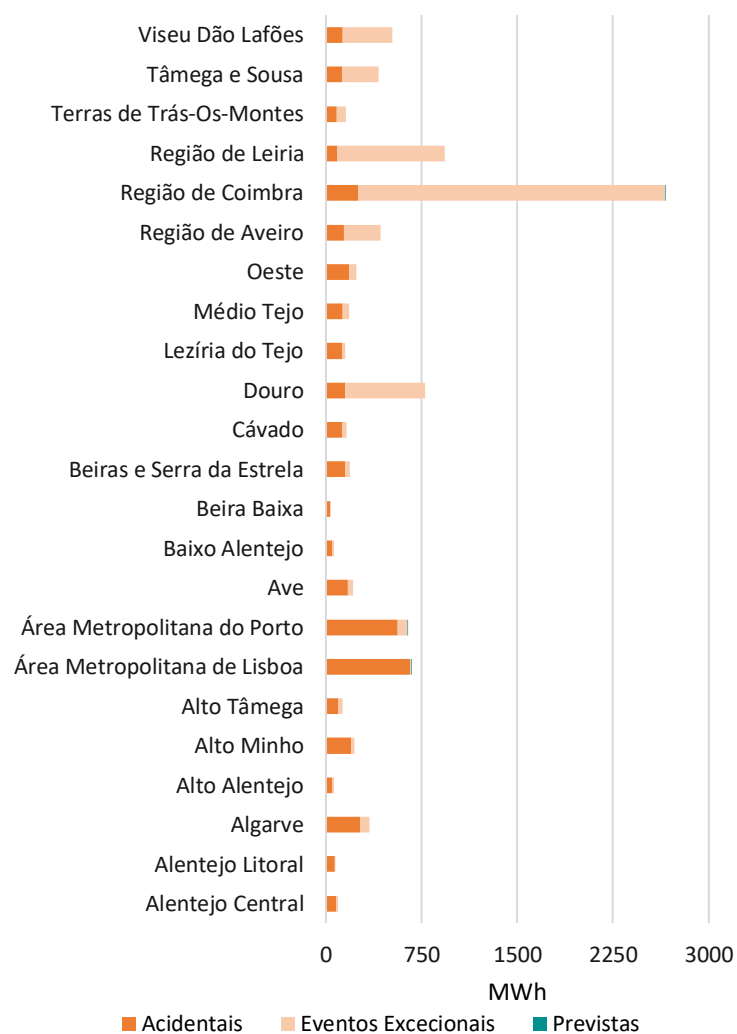
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2018

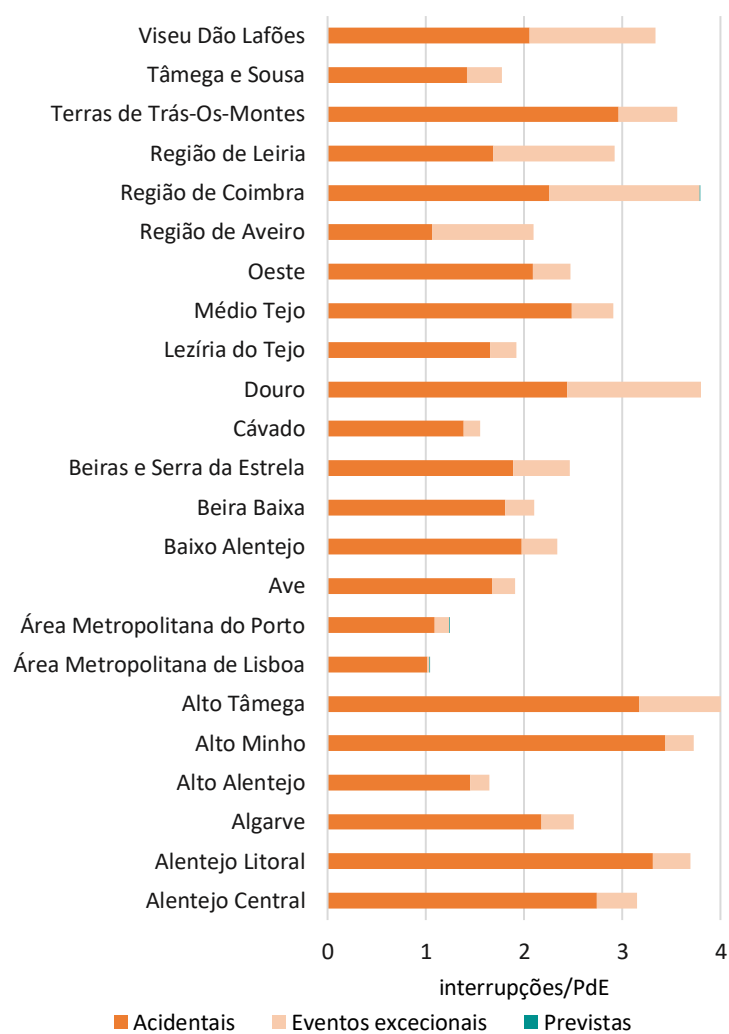
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2018

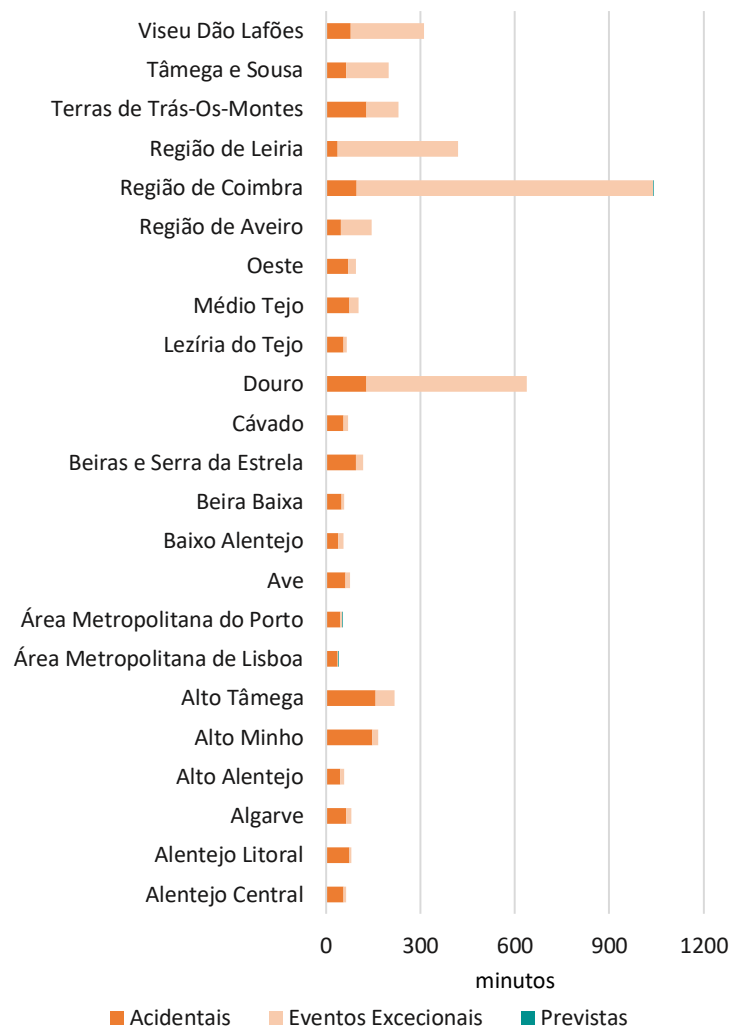
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2018

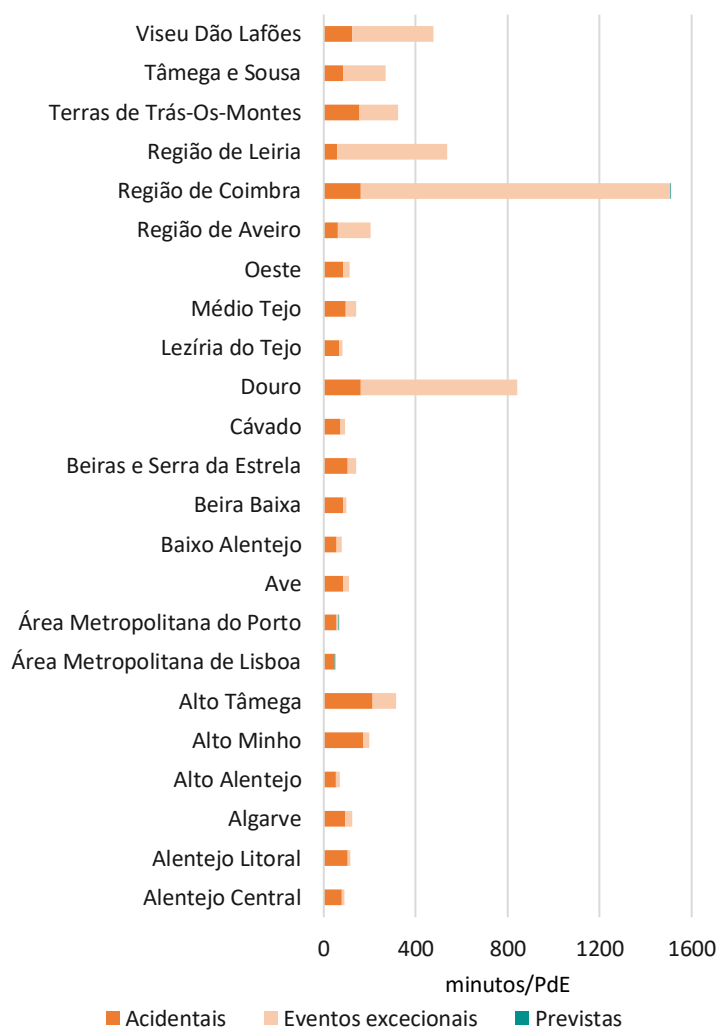
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2018

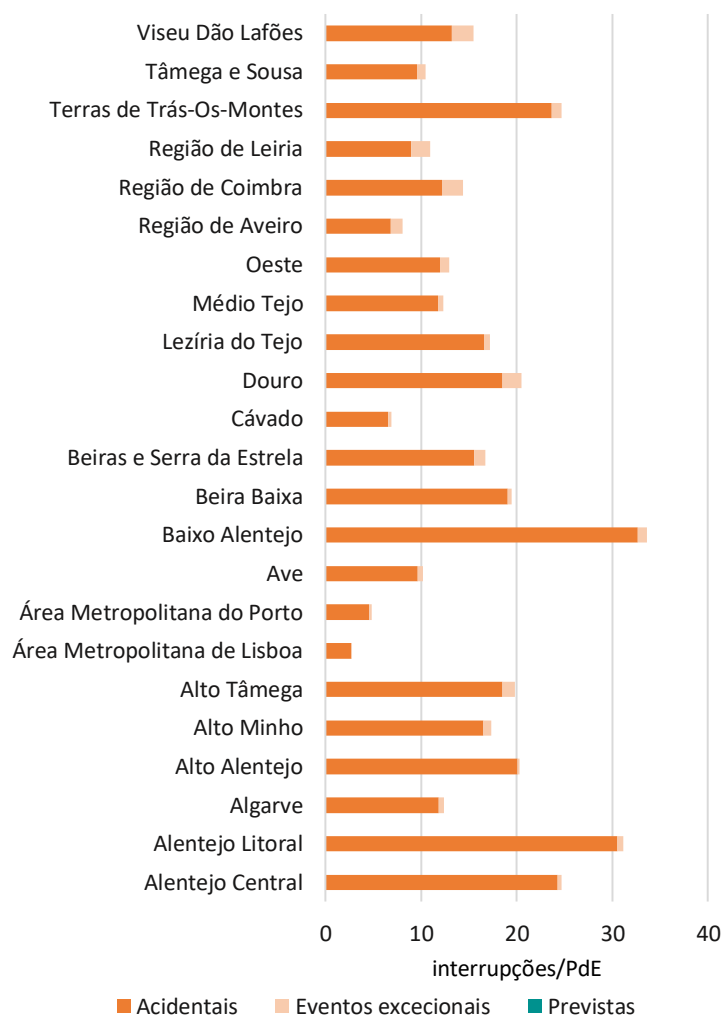
Figura 3-52 – MAFI MT por NUTS III, em 2018

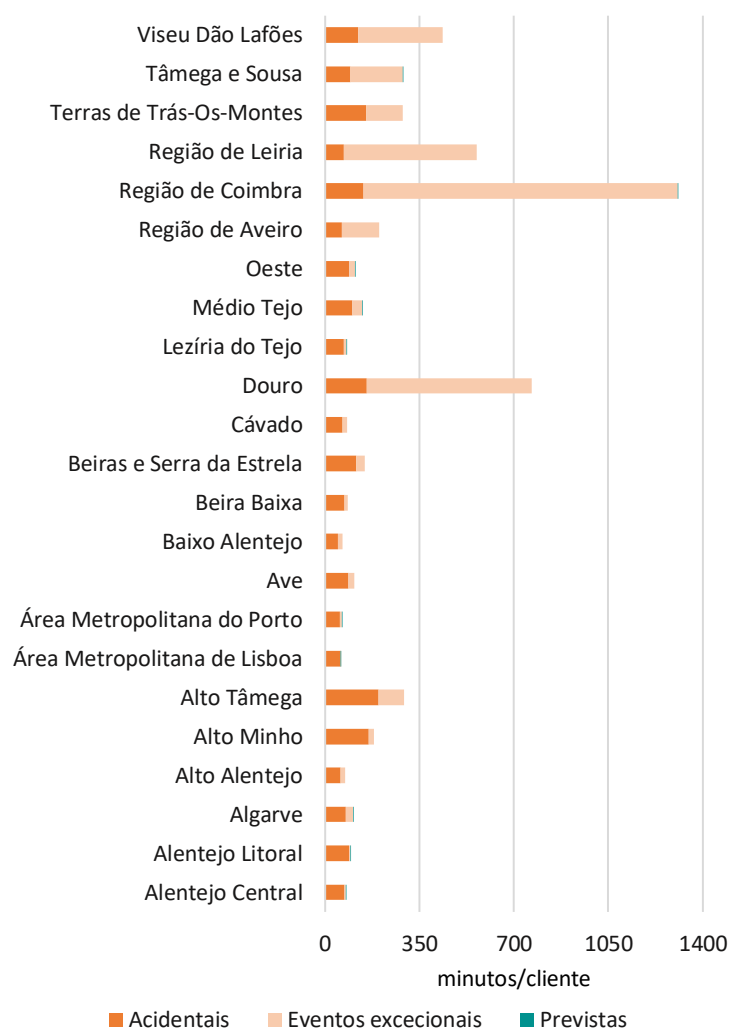
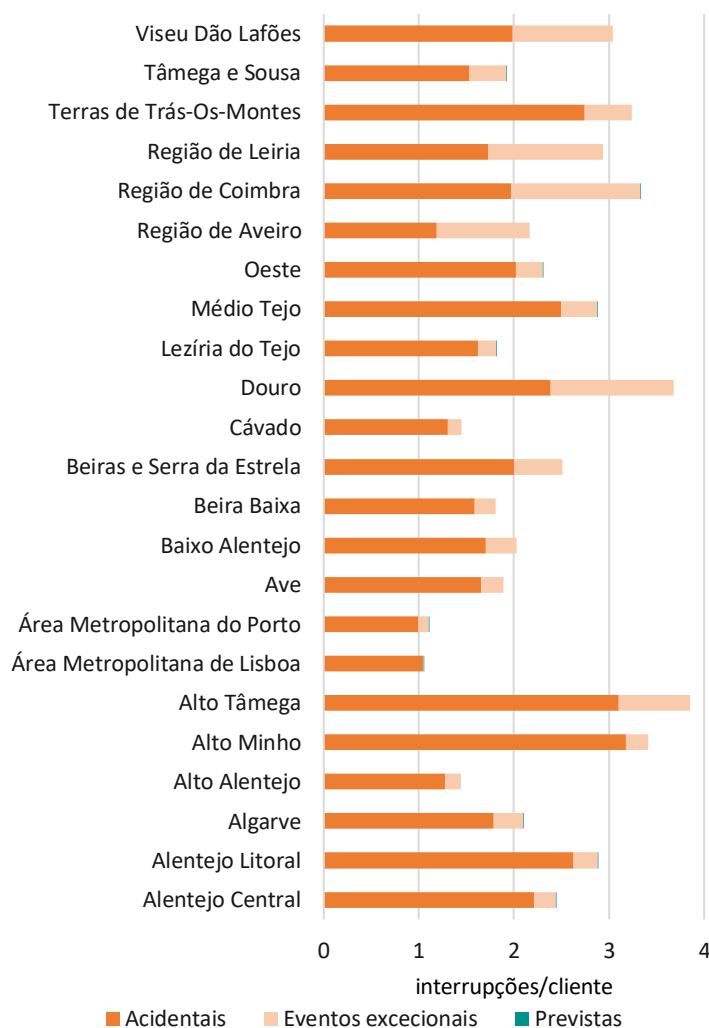
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2018

Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2018

3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2018, a ERSE aprovou a classificação de 332 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 cuja submeteram a classificação como evento excepcional.

Tempestade Emma de 27 de fevereiro a 2 de março de 2018

O evento excepcional de grande impacto ocorrido entre os dias 27 de fevereiro e 2 de março de 2018 resultou de uma massa de ar polar continental e de uma massa de ar tropical marítima que originaram

precipitação sob forma de neve na zona nordeste de Portugal continental. Segundo o relatório do Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), o núcleo principal de uma depressão complexa que condicionava o estado do tempo a oeste da Península Ibérica sofreu um processo de ciclogénese explosiva, com o desenvolvimento de uma depressão muito cavada, a qual foi designada de “Tempestade Emma”. As condições de instabilidade atmosférica associada à tempestade Emma originaram períodos de chuva com forte intensidade, assim como vento intenso cujas rajadas máximas atingiram 183 km/h, no concelho de Góis, e 142 km/h, no concelho de Seia.

O referido incidente afetou 243 760 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

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

Indicador geral	Evento 26 de fevereiro a 6 de março
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,03
SAIDI AT (min/PdE)	1507,84
MAIFI AT (int./PdE)	0,03
END (MWh)	1127,00
TIEPI (min)	15,74
SAIFI MT (int./PdE)	0,08
SAIDI MT (min/PdE)	35,58
MAIFI MT (int./PdE)	0,14
SAIFI BT (int./cliente)	0,06
SAIDI BT (min/cliente)	27,13

Tempestade Gisele de 14 e 15 de março de 2018

O incidente de grande impacto ocorrido entre os dias 14 e 15 de março de 2018 resultou da aproximação de uma superfície frontal fria, associada ao núcleo principal de uma depressão complexa denominada de “tempestade Gisele”. Segundo o relatório do IPMA, as condições climáticas verificadas em Portugal continental associadas à “tempestade Gisele” caracterizaram-se por precipitação, por vezes forte, alguma atividade de descargas atmosféricas elétricas e com vento de rajadas fortes. Exemplo disso, o tornado de nível F1 registado, cujas rajadas atingiram vento máximo instantâneo na ordem dos 117-180 km/h.

Refira-se que os fenómenos descritos provocaram danos nos equipamentos da rede elétrica que se encontravam expostos nas regiões norte e centro de Portugal continental.

O referido incidente afetou 82 488 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

Quadro 3-14 – Impacto da tempestade Gisele nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 14 e 15 de março
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	59,00
TIEPI (min)	0,87
SAIFI MT (int./PdE)	0,03
SAIDI MT (min/PdE)	1,58
MAIFI MT (int./PdE)	0,10
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	1,13

Tempestade Leslie de 13 de outubro de 2018

O evento de grande impacto ocorrido no dia 13 de outubro de 2018 resultou da aproximação da tempestade pós-tropical Leslie à costa ocidental portuguesa por onde entrou a norte da Figueira da Foz, pelas 22h40 do dia 13 de outubro de 2018, deslocando-se para nordeste, em direção à Galiza. Segundo o relatório do IPMA, à medida que a tempestade Leslie se aproximou da costa portuguesa, bandas nebulosas organizadas que se desenvolviam na massa de ar quente e instável iam atravessando o território de oeste para este, originando precipitação. A tempestade Leslie apresentava ainda ventos com uma força correspondente a tempestade tropical e vento sustentado de intensidade próxima de um furacão, com vento médio de 110 km/h. Refira-se que os fenómenos anteriormente descritos provocaram danos nos equipamentos da rede elétrica que se encontravam expostos em todo o território de Portugal continental.

O referido incidente afetou 785 581 clientes distribuídos pelos seguintes níveis de tensão: alta tensão, média tensão e baixa tensão.

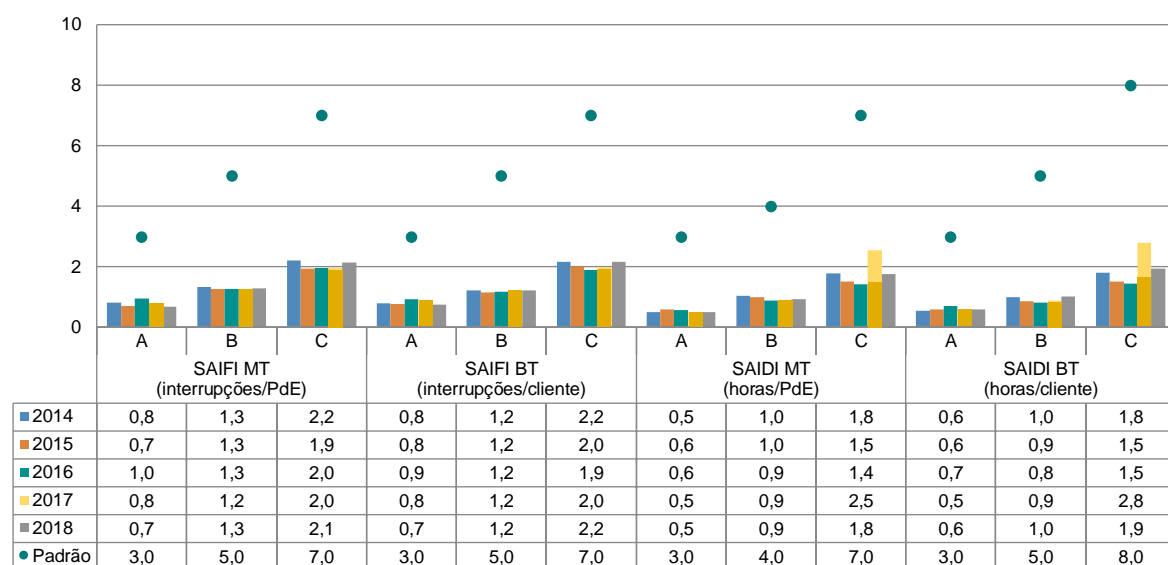
Quadro 3-15 – Impacto da tempestade Leslie nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 13 de outubro
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,04
SAIDI AT (min/PdE)	32,68
MAIFI AT (int./PdE)	0,15
END (MWh)	3962,00
TIEPI (min)	59,49
SAIFI MT (int./PdE)	0,24
SAIDI MT (min/PdE)	101,07
MAIFI MT (int./PdE)	0,41
SAIFI BT (int./cliente)	0,18
SAIDI BT (min/cliente)	85,65

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 3-55 apresenta os valores registados entre 2014 e 2018 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). Recordar-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excecionais.

Figura 3-55 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2018

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

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

3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

O Quadro 3-16 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2018 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações são pagas aos clientes em 2019.

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 3-16 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2018

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor a deduzir às tarifas de acesso às redes (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	MT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	BTE	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	BTN	A	512	2 239,20	43,20
		B	9	200,40	24,00
		C	25	68,40	0,00
		Total	546	2 508,00	67,20
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	1	61,68	0,00
		B	2	6 155,17	0,00
		C	16	30 005,34	0,00
		Total	19	36 222,19	0,00
	MT	A	69	27 330,06	28,07
		B	55	10 788,79	283,55
		C	143	66 104,82	351,83
		Total	267	104 223,67	663,45
	BTE	A	81	5 087,77	1 149,79
		B	85	4 103,94	50,11
		C	29	4 497,88	322,21
		Total	195	13 689,59	1 522,11
	BTN	A	9 408	58 719,38	3 655,68
		B	17 561	97 851,37	4 184,40
		C	18 550	335 096,69	8 654,19
		Total	45 519	491 667,44	16 494,27
	Total		46 546	648 310,89	18 747,03

No ano de 2018, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou um aumento de 71% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 77% superior ao montante pago no ano anterior.

3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

- O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da Componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001 tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003. A Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende do valor da energia não distribuída, sendo 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 deslizando 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:

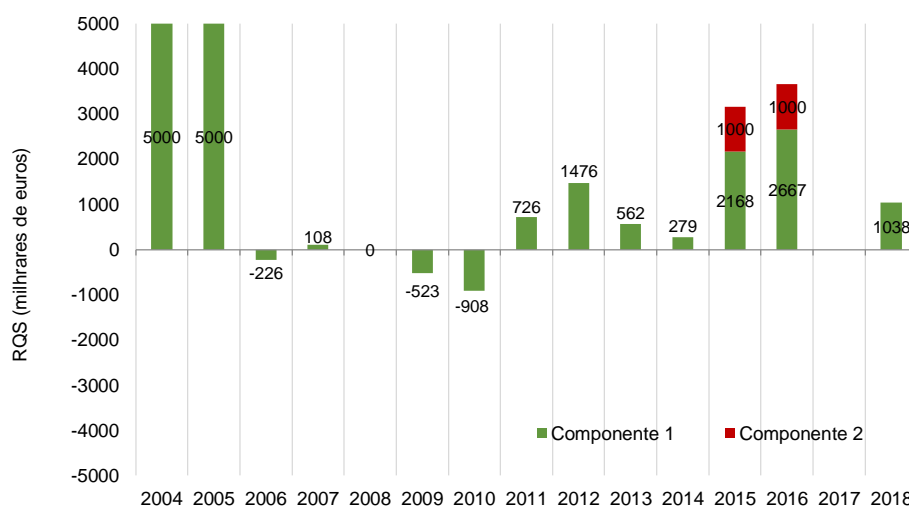
- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede nacional de transporte, em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
 - 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.
- 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 ao ano de 2017, nos indicadores de continuidade de serviço foi suspenso. Assim, a aplicação do incentivo à continuidade de serviço viu a sua aplicação suspensa relativamente ao ano de 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 (2016, 2017, e 2018) e uma vez que o valor do SAIDI MT 2017 não foi ainda determinado, pelo facto de existirem dois pedidos de classificação como EE com decisão suspensa, a componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente ao ano de 2018. Após a decisão final sobre a classificação dos eventos em causa haverá lugar ao cálculo da componente 2 do incentivo relativo ao ano de 2018.

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 3-56.

Figura 3-56 – Incentivo à continuidade de serviço



3.4.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A continuidade de serviço percecionada pelos clientes em 2018 degradou-se face a 2017, em especial por efeito da tempestade Leslie, com fortes impactos no território. Excluindo o efeito dos eventos excecionais, verifica-se que o desempenho da EDP Distribuição foi semelhante ao do 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.

No ano de 2018, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 71% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 77% comparativamente com o valor pago em 2017.

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 3-57 e na Figura 3-58 apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-57 – Evolução do SAIDI BT

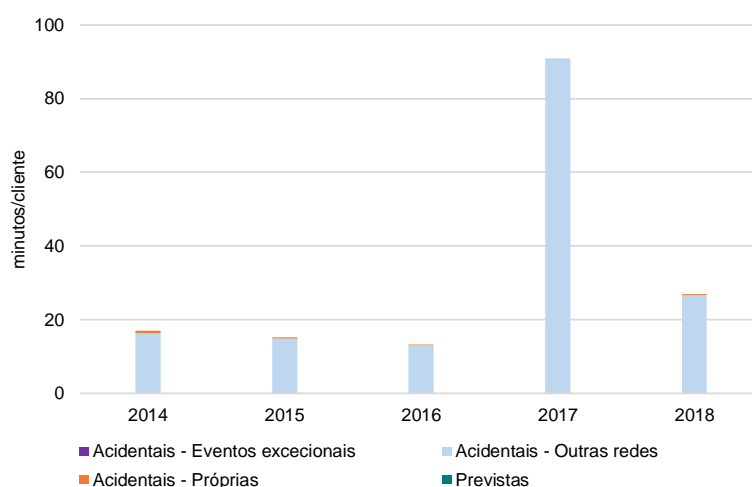
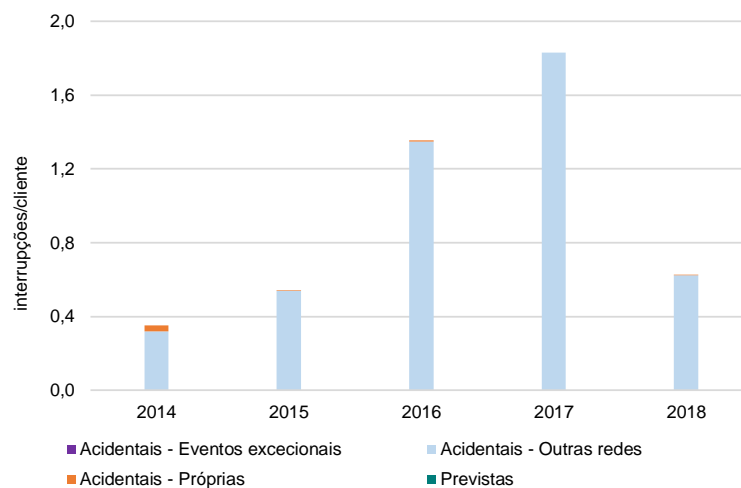


Figura 3-58 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2018, a A Celer foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes. As interrupções acidentais com origem em outras redes contribuíram com cerca de 99% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 26,90 minutos/cliente e 0,63 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 2017, a C.P de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 330,39 minutos/cliente (Figura 3-59) e um valor de SAIFI BT de 4,27 interrupções/cliente (Figura 3-60). A rede a montante da C.P. de Valongo do Vouga contribuiu para a totalidade dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT.

Figura 3-59 – Evolução do SAIDI BT

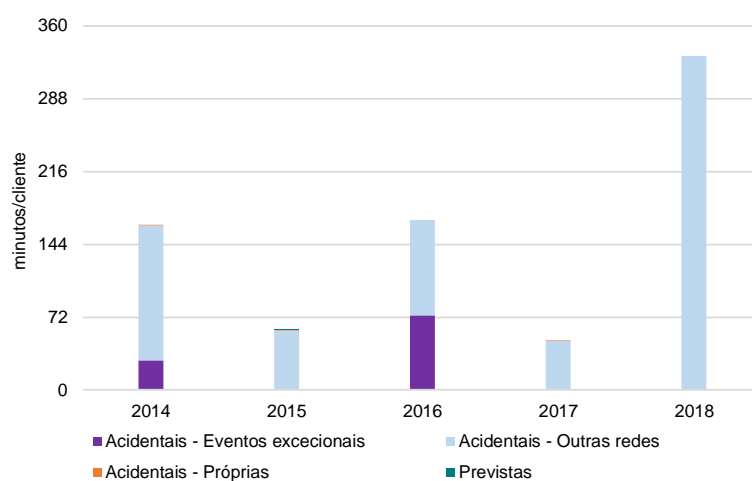
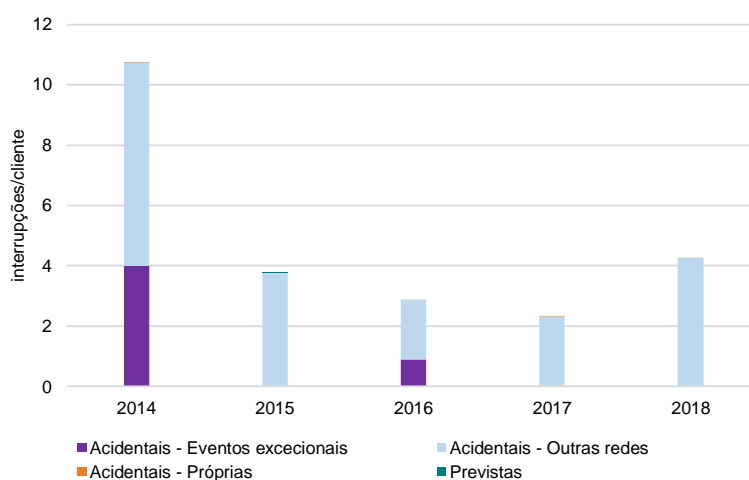


Figura 3-60 – Evolução do SAIFI BT



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 em 2018 foi afetada 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, 46,50 minutos/cliente e 2,39 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-61 e na Figura 3-62.

Figura 3-61 – Evolução do SAIDI BT

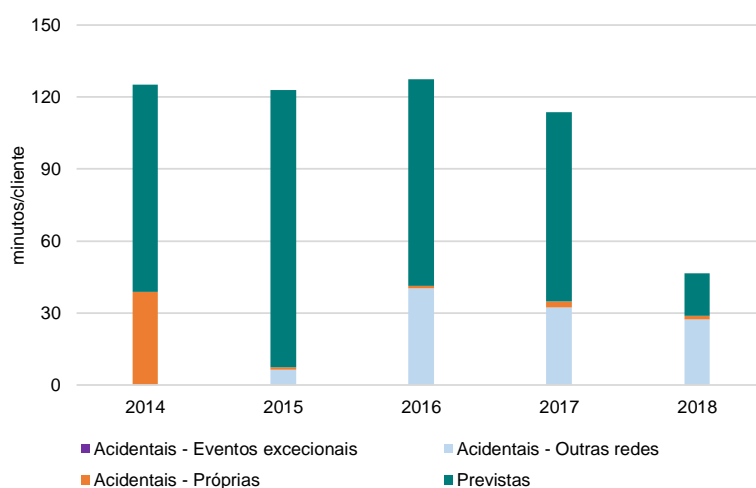
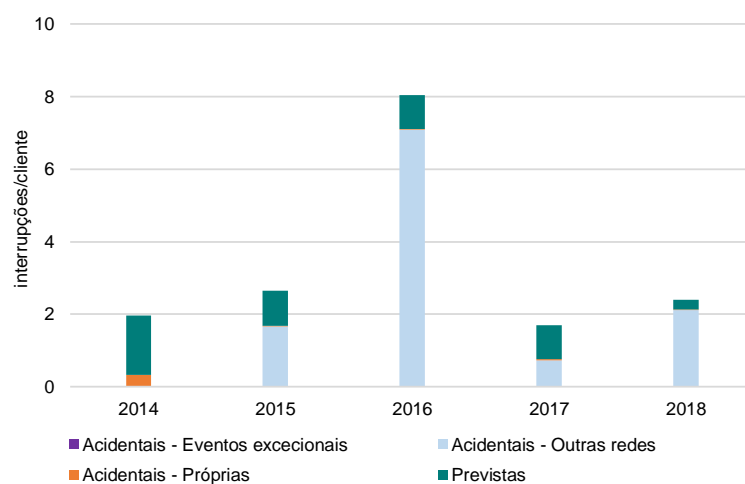


Figura 3-62 – Evolução do SAIFI BT



Relativamente às interrupções previstas, que representaram 38% e 11% 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 2018, 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 2018, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 159,07 minutos/cliente, Figura 3-71, e de SAIFI BT de 3,83 interrupções/cliente, Figura 3-72, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. As interrupções com origem noutras redes (incluindo as interrupções classificadas como eventos excecionais) contribuíram com 97,4% e 98,9% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente.

A CEVE informou ainda que em 2018 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-63 – Evolução do SAIDI BT

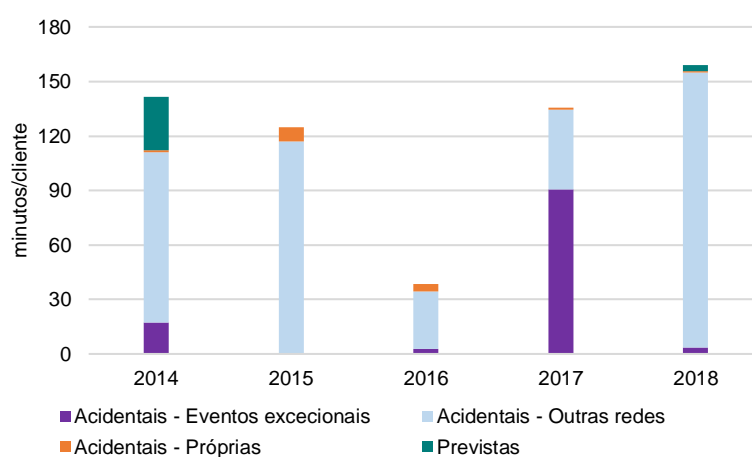
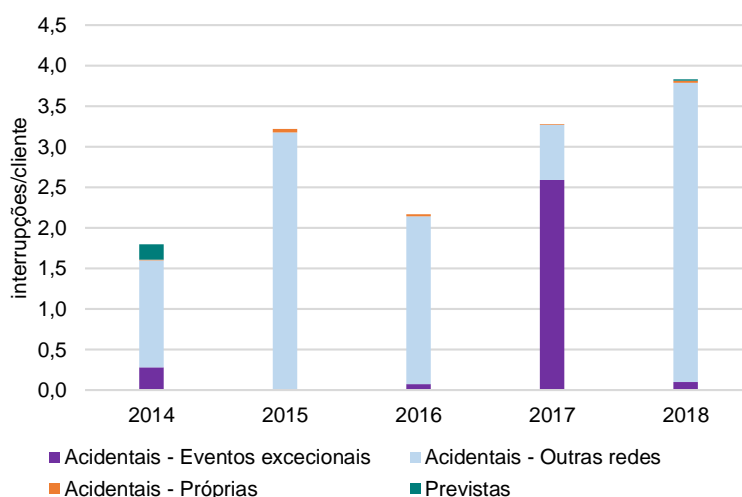


Figura 3-64 – Evolução do SAIFI BT



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

Em 2018, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 76,97 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-65, e um valor SAIFI BT de 5,13 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-66. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em aproximadamente 57% e 98% dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-65 – Evolução do SAIDI BT

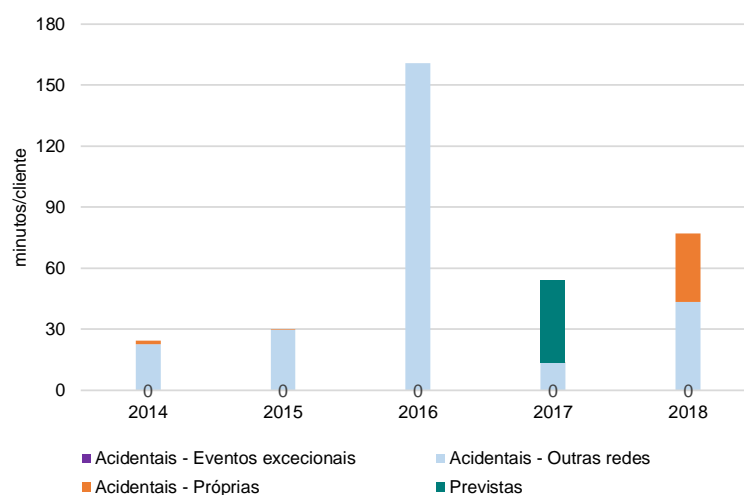
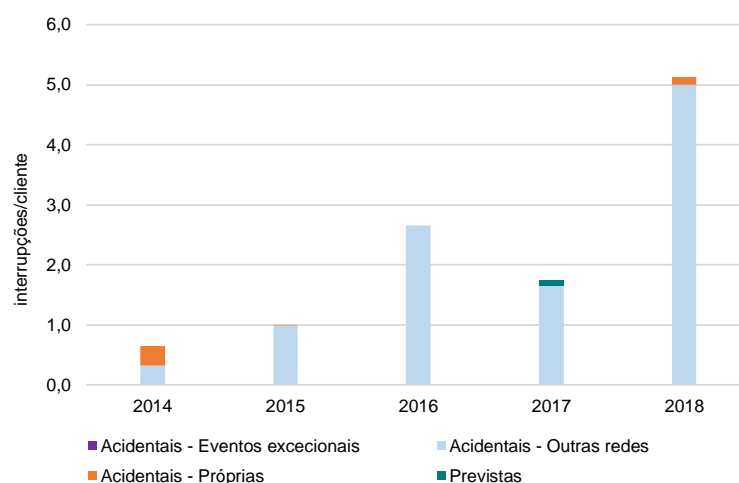


Figura 3-66 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2018, 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 2018, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 151,75 minutos/cliente (Figura 3-67) e de SAIFI BT de 5,72 interrupções/cliente (Figura 3-68), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT

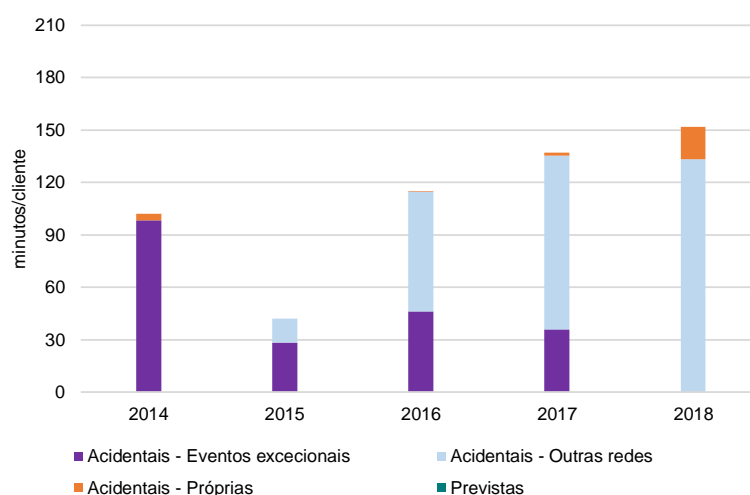
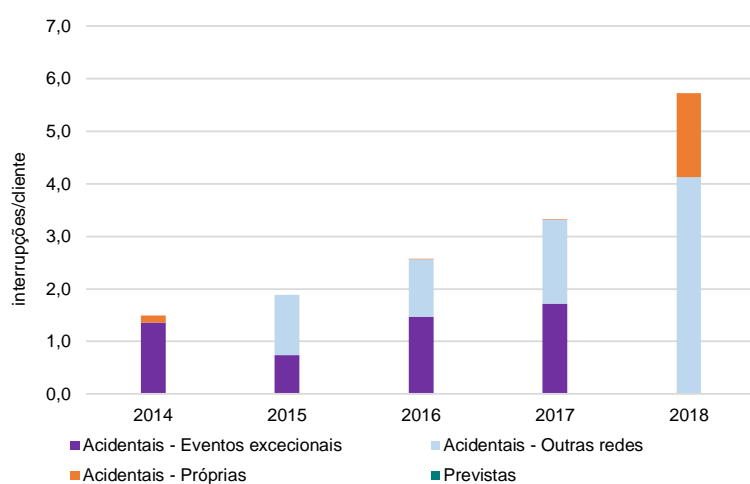


Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa ao ano de 2018, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Todos os clientes encontram-se em 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 76,80 minutos/cliente (Figura 3-69) e de SAIFI BT de 5,06 interrupções/cliente (Figura 3-70), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Em 2018, 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 3-69 – Evolução do SAIDI BT

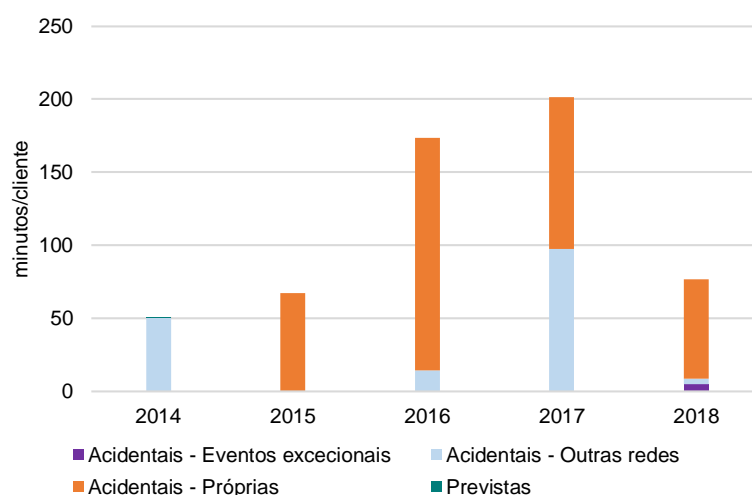
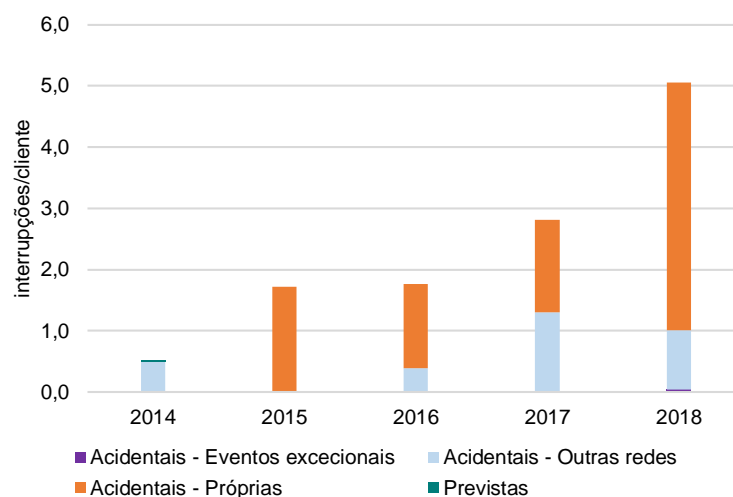


Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa ao ano de 2018, 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 2018, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 457,17 minutos/cliente (Figura 3-71) e de SAIFI BT de 15,13 interrupções/cliente (Figura 3-72), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT

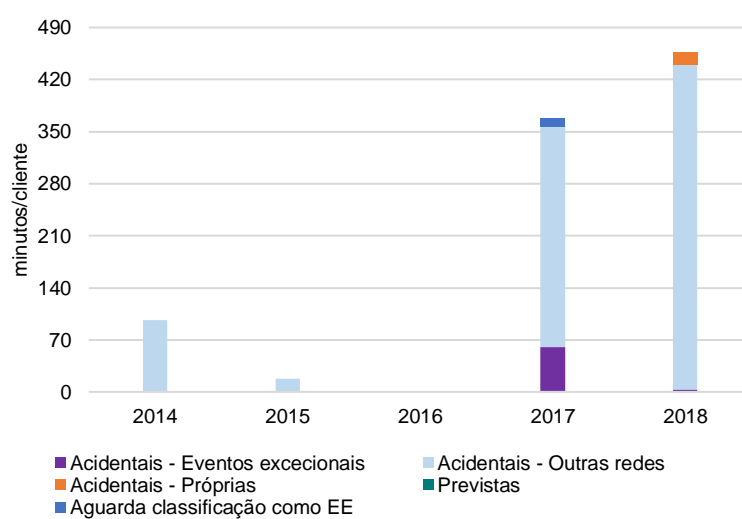
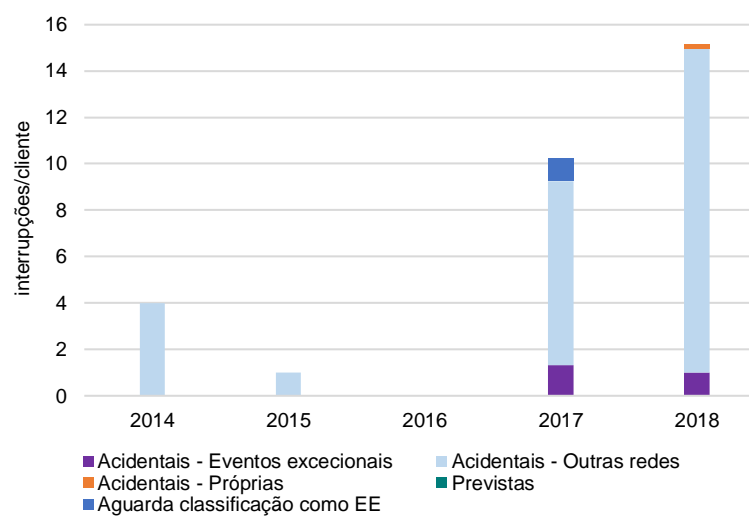


Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT



As interrupções registadas na rede a montante da J.F. de Cortes do Meio tiveram um contributo significativo para a totalidade dos valores registados de SAIDI BT e SAIFI BT. Os eventos excecionais que afetaram a rede da J.F. de Cortes do Meio tiveram origem na rede da EDP Distribuição.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2018, 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 2018, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 12,15 minutos/cliente (Figura 3-73) e de SAIFI BT de 0,17 interrupções/cliente (Figura 3-74), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT

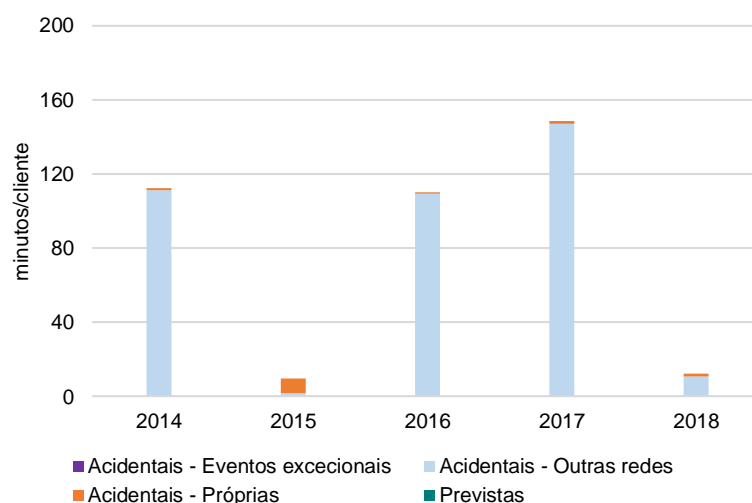
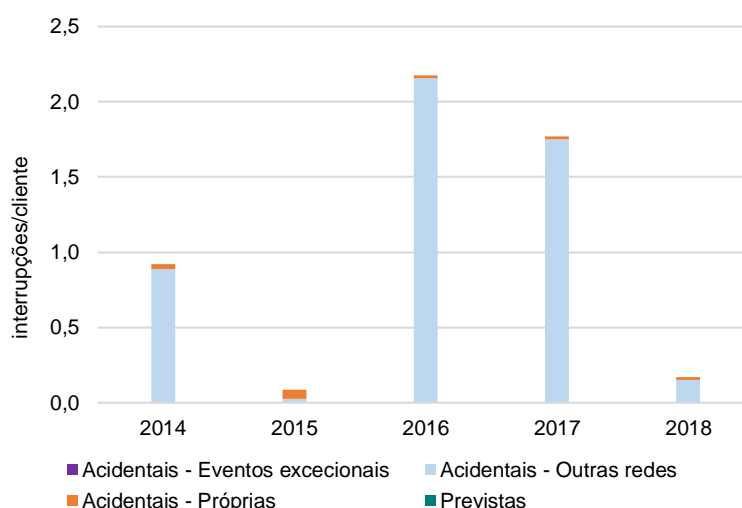


Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa ao ano de 2018, 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 2018, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 252,32 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,48 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 98,2% e 96,6% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT

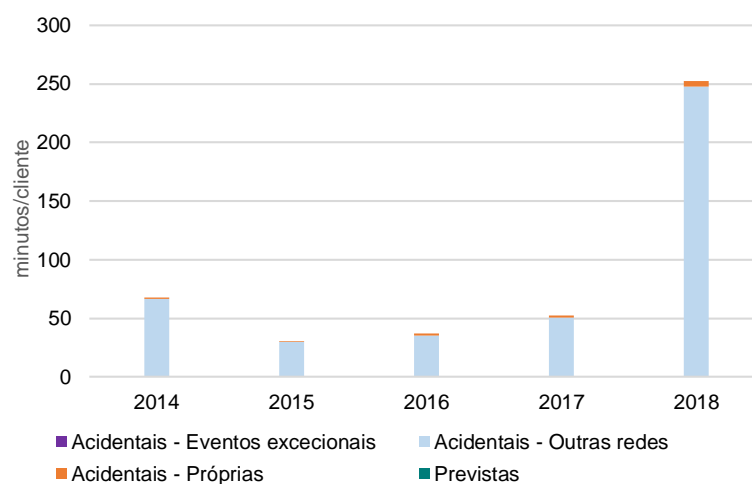
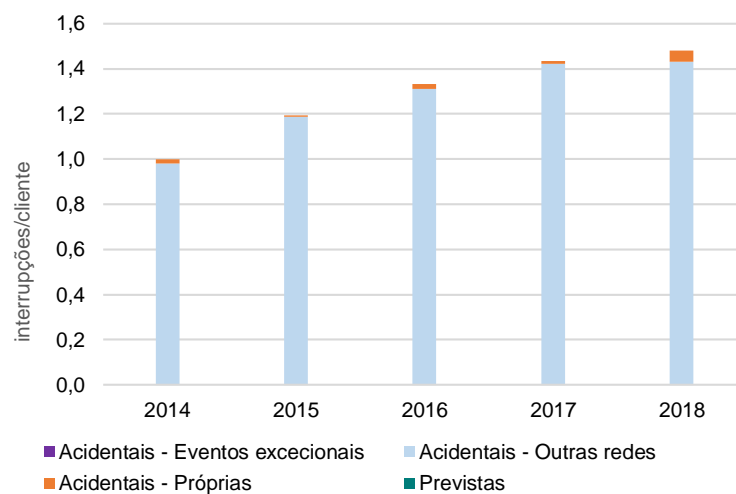


Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2018, 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 bienalmente 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 de muito alta tensão (MAT).

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 realizados pela REN podem ser consultados através da hiperligação:

http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/qualidade_de_energia_electrica/

A monitorização da qualidade de energia elétrica implementada pela REN para o ano de 2018 contemplou medições em 83 pontos de entrega da RNT.

No ano de 2018, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 83 pontos de entrega, o correspondente a 100% dos pontos de entrega existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes correspondeu a 52 semanas.

4.1.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Valor Eficaz da Tensão

Das ações de monitorização realizadas, identificaram-se incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão na subestação do Alto de São João e na subestação de Estremoz. Relativamente aos consumidores ligados em muito alta tensão, o valor eficaz ultrapassou o limite regulamentar no ponto de entrega da Siderurgia do Seixal.

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 de Carregado, 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 (REFER) na 7.ª harmónica e subestação de Mortágua (REFER) 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 83 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente em que o período de monitorização foi de 52 semanas. 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 2018

N.º de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado						
Tensão residual (% de U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	220	46,86	1,14	0,29	0	0
	150	35,46	0,69	0,38	0,23	0
	60	45,70	1,98	1,27	0,51	0
80 > u ≥ 70	220	16,00	0	0	0	0
	150	12,77	0	0	0	0
	60	16,03	0,27	0,32	0,14	0
70 > u ≥ 40	220	12,57	0	0,14	0	0
	150	15,92	0	0	0	0
	60	16,92	0,48	0,11	0,13	0,06
40 > u ≥ 5	220	0,57	0	0	0	0
	150	0,92	0	0	0	0
	60	2,65	0,14	0,02	0,06	0
5 > u	220	0,14	0	0,14	0	0
	150	0,23	0	0,23	0,08	0
	60	0,13	0	0	0,02	0

U_c – Tensão declarada

Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2018

N.º de sobretensões registadas por PdE monitorizado				
Sobretensão (% Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0	0	0
	150	0	0	0
	60	1,40	0,06	0
120 > u > 110	220	0,29	0	0
	150	0,85	0	0
	60	1,89	0,11	0

Uc – Tensão declarada

Em 2018, foi realizada monitorização permanente em sete 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 83. Este valor compara com o valor de 113 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2017.

Do total das 6 892 cavas de tensão registadas na RNT em 2018, cerca de 95% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos e cerca de 403 provocou uma variação na amplitude inferior a 80% da tensão declarada.

Em relação às sobretensões, registaram-se cinco eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 231 sobretensões registadas em 2018, cerca de 95% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 60% provocou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2018, a REN contemplou medições em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

No ano de 2018 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 2018, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 36% 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 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 relativa à EDA pode ser consultada através da hiperligação:

<http://www.eda.pt/Regulacao/Paginas/Indicadores-de-Qualidade-da-Onda-de-Tensao.aspx>

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA respeitante ao ano de 2018 teve uma taxa de realização de 89,3%. 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, no ano de 2018, realizou 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 2018 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2018

Ilha S. Maria					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (10 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	14,00	1,50	1,50	0	0
$80 > u \geq 70$	0	0,50	1,00	1,50	0
$70 > u \geq 40$	0	1,00	2,00	4,00	0
$40 > u \geq 5$	0	1,00	1,50	0,50	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2018

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 30 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2018

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	24,33	5,00	2,00	0	0
	30	15,71	4,29	0,71	0	0
	10	14,73	2,91	0,91	0	0
$80 > u \geq 70$	60	9,00	15,33	1,00	0	0
	30	14,14	4,14	1,29	0,29	0
	10	18,00	5,45	0,64	0	0
$70 > u \geq 40$	60	1,67	13,00	2,67	7,33	0
	30	14,43	8,86	4,00	2,86	0
	10	9,91	11,18	5,91	3,18	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0,67	0	0	0
	30	3,00	5,00	0,86	0,57	0
	10	0,09	0,82	0	0,09	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0,29	0,29	0,29	0	0
	10	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2018

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	3,00	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, sete pontos da rede de 30 kV e onze pontos da rede de 10 kV.

O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 77 e identificou-se apenas 0,43 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2018

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	41,67	2,00	0,67	2,00	0,00
	15	74,33	6,78	2,11	2,89	0,11
	6,9	57,50	2,00	0,00	0,00	0,00
$80 > u \geq 70$	30	4,67	0,67	0,67	0,00	0,67
	15	10,89	0,89	0,56	0,67	0,56
	6,9	9,00	0,00	1,00	0,00	0,00
$70 > u \geq 40$	30	1,67	8,33	1,00	0,00	0,67
	15	15,33	10,33	2,78	0,11	0,78
	6,9	5,00	10,00	3,00	1,00	0,00
$40 > u \geq 5$	30	0,00	4,00	4,33	0,00	0,00
	15	0,44	4,11	4,56	0,11	0,00
	6,9	5,00	10,00	3,00	1,00	0,00
$5 > u$	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00
	6,9	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2018

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	0,33	0
	15	0	0,44	0,44
	6,9	0	0	0
$120 > u > 110$	30	2,00	0,33	0
	15	0,78	1,89	0,22
	6,9	0	1,00	0

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu sobre três 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 118, tendo-se verificado um número de sobretensões de 3,1.

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 2018, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2018

Ilha Graciosa					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	26,00	22,50	6,00	2,00	0
$80 > u \geq 70$	0	2,50	6,00	0	0
$70 > u \geq 40$	0,50	2,50	0	0	5
$40 > u \geq 5$	4,50	24,00	1,00	1,00	0
$5 > u$	0	0	0	1,00	0

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2018

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	21,00	1,00	0
$120 > u > 110$	13,50	6,00	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV, no qual se registaram 100 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2018

Ilha S. Jorge					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	32,00	7,00	2,00	7,00	0
$80 > u \geq 70$	7,00	6,00	3,00	9,00	0
$70 > u \geq 40$	4,00	5,00	2,00	4,00	0
$40 > u \geq 5$	7,00	1,00	2,00	5,00	0
$5 > u$	2,00	0	1,00	1,00	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2018

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
$120 > u > 110$	6,00	3,00	0

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 107 cavas de tensão e nove 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2018

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	21,00	2,00	0	0	0
	15	8,00	6,33	2,33	2,00	0
$80 > u \geq 70$	30	1,00	2,00	0	1,00	0
	15	0	1,33	0,67	1,00	0
$70 > u \geq 40$	30	1,00	6,00	8,00	3,00	0
	15	0,67	3,00	7,00	2,67	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	0	1,00	0
	15	1,00	0,67	1,00	0,67	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	15	0,33	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2018

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
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	15	0,33	0,33	0

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 41, tendo-se identificado uma média de uma sobretensão por ponto de rede monitorizado.

O Quadro 4-15 e o Quadro 4-16 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2018, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2018

Ilha Faial					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	22,67	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	0,67	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	0	0	2,00	0	0
$40 > u \geq 5$	0	4,33	0,67	1,00	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2018

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	0	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 32. No ano de 2018, não foram registadas 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 2018, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2018

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

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2018

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	0	0,40

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em cinco pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 22 cavas de tensão e uma sobretensão.

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 2018, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2018

Ilha Corvo					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	352,00	30,00	2,00	0	0
$80 > u \geq 70$	0	0	0	2,00	0
$70 > u \geq 40$	0	0	0	1,00	3,00
$40 > u \geq 5$	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 2018

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	0	0

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 390 cavas de tensão. No ano de 2018, não foram registadas 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 o ano de 2018 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 89,3%, 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. Para a EEM, a publicação pode ser consultada em:

<http://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/qualidade-de-servi%C3%A7o/monitoriza%C3%A7%C3%A3o-da-qualidade-de-energia-el%C3%A9trica-na-ram/>

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EEM respeitante ao ano de 2018 teve uma taxa de realização de 94% para a ilha da Madeira e de 87% 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 2018 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 2018 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. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e um ponto anual na ilha do Porto Santo, 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 2018

Ilha da Madeira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	60	8,33	4,33	0,33	0	0
	30	26,14	3,14	0	0	0
	6,6	13,60	3,40	0,40	0	0
	0,23	6,30	3,00	0,20	0	0
$80 > u \geq 70$	60	0,33	1,33	0	0	0
	30	4,43	0	0	0	0
	6,6	6,60	0,80	0	0	0
	0,23	0,30	0,60	0,10	0	0
$70 > u \geq 40$	60	0,67	0	0	0	0
	30	0,86	0,43	0	0	0
	6,6	15,60	0,80	0	0	0
	0,23	0,80	0,30	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0	0	0	0
	30	0,57	0	0	0	0
	6,6	0	0,20	0	0	0
	0,23	0	0,10	0,10	0	0
$5 > u$	60	0	0,33	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0,10	0	0	0	0

Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2018

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

No ano de 2018, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 634 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 622 na ilha da Madeira e 12 na ilha do Porto Santo. Na ilha da Madeira, identificou-se uma média de duas sobretensões 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 2018

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	1	1	1	0	0
	0,23	5	1	1	0	0
$80 > u \geq 70$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	1	1	0	0
$40 > u \geq 5$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	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 2018

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	0	0

Em 2018 não se registaram sobretensões nos pontos de rede monitorizados na ilha do Porto Santo, tal como foi verificado no ano anterior.

4.3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2018 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. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto anual na rede BT na ilha do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

No ano de 2018, em 27 pontos de rede monitorizados, registaram-se 634 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 622 na ilha da Madeira e 12 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, apenas na ilha da Madeira foram registadas sobretensões em 2018.

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 realizados pela EDP Distribuição podem ser consultados através da hiperligação:

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

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2018, aprovado pela ERSE, prevê a monitorização de 98 subestações AT/MT em 2018, 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 2018, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (58 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 68 subestações AT/MT (104 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 162 barramentos MT das 98 subestações de AT/MT monitorizadas registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.

Tremulação

No que diz respeito à tremulação, tratam-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte da EDP Distribuição.

Distorção harmónica de tensão

Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas a harmónicas pares, 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 119 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 as 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.

Distorção harmónica de tensão

Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações relativas à 15.^a harmónica de tensão que foram objeto de estudo mais aprofundado por parte da EDP Distribuição.

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 o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 162 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 98 subestações AT/MT, no ano 2018, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 162 barramentos MT, 20 barramentos são de 10 kV, 92 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)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	69,96	9,74	8,14	0,76	0
	15	47,67	4,64	4,36	0,37	0
	10	21,00	0,95	1,00	0,30	0
$80 > u \geq 70$	30	19,52	4,56	2,68	0,04	0
	15	12,74	1,45	1,48	0,17	0
	10	9,35	0,35	0,75	0	0
$70 > u \geq 40$	30	20,08	6,58	4,14	0,26	0
	15	12,66	1,90	1,02	0,25	0
	10	12,60	0,50	0,60	0	0
$40 > u \geq 5$	30	8,44	3,00	1,20	0,08	0
	15	2,51	0,58	0,14	0,10	0
	10	0,25	0,25	0,15	0	0
$5 > u$	30	0,06	0,04	0	0	0
	15	0,08	0,02	0	0,01	0
	10	0,05	0,05	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados o número médio anual de cavas de tensão foi de 107 por barramento. Do número total de cavas registadas, 79% 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 (% Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0,04	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,10	0	0
	15	0,18	0,01	0,01
	10	0,15	0	0

Uc – Tensão declarada

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

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

4.4.3 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 2018, 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 2018, 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 relativo à A Celer encontrava-se disponível em:

<http://www.aceler.pt/>

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

Em 2018, 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 2018, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação n.º 3 (Ervedal) e n.º 4 (Vidigueira) 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.

De acordo com a informação da C.E. de Loureiro, e no caso do PT n.º 4, verificou-se uma severidade da tremulação superior ao previsto na NP EN 50160, com 88,54 % dentro dos valores previsto na norma referida. Todos os restantes parâmetros deste PT n.º 4 estavam em conformidade com a EN 50160. Para o PT n.º 3 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização relativo à C.E. de Loureiro encontrava-se disponível em:

http://celoureiro.com/seccao.php?s=qualidade#tabs-monitorizacao2017_2018

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

Em 2018, 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 2018 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 relativos à C.E. de Vale D'Este encontrava-se disponível em:

<http://www.ceve.pt/index.php?id=156>

4.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2018, 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 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 2018 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados relativo à A LORD encontrava-se disponível em:

<https://www.alord.pt/energia/qualidade-de-servico/>

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

Em 2018, 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 2018, 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 relativos à CESSN encontrava-se disponível em:

<http://www.cessn.pt>

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 Ródão
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	Sertão
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	Aguar 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

