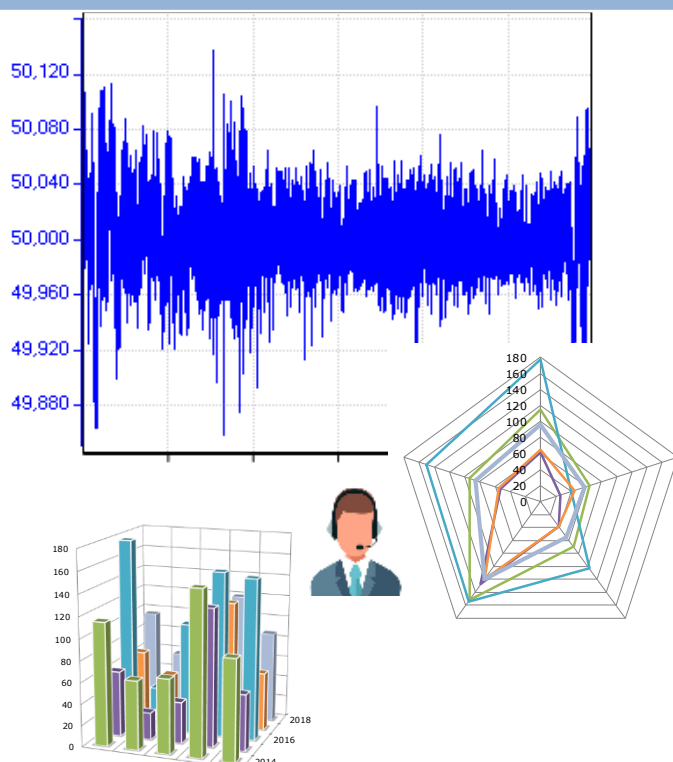




Electricidade
da Madeira

2018

Relatório da Qualidade de Serviço - Sistema Elétrico



D.E.P. - Direção de
Estudos e Planeamento

Maio de 2019

1	INTRODUÇÃO	3
2	SÍNTESE	3
2.1	Continuidade de serviço	3
2.2	Qualidade da onda de tensão	5
2.3	Qualidade comercial	5
3	CARACTERIZAÇÃO DO SEPM	7
3.1	Infraestruturas do SEPM	7
3.2	Cientes e consumos	10
4	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	12
4.1	Introdução	12
4.2	Continuidade de serviço – Rede de Transporte	12
4.2.1	Indicadores gerais	13
4.2.2	Indicadores individuais	15
4.3	Continuidade de serviço - Rede de Distribuição MT	17
4.3.1	Indicadores gerais MT	18
4.3.2	Indicadores gerais MT por tipo de incidente	22
4.3.3	Indicadores gerais MT por concelho	23
4.3.4	Comparação com os valores padrão MT	25
4.3.5	Indicadores individuais MT	27
4.4	Continuidade de serviço - Rede de Distribuição BT	29
4.4.1	Indicadores gerais BT	30
4.4.2	Indicadores gerais por tipo de incidente	33
4.4.3	Indicadores gerais BT por concelho	33
4.4.4	Comparação com os valores padrão BT	35
4.4.5	Indicadores individuais BT	37
4.5	Incidentes mais significativos	40
4.5.1	Ilha da Madeira	40
4.5.2	Ilha do Porto Santo	41
4.6	Incidentes grande impacto	42
5	QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	43
5.1	Introdução	43
5.2	Sumário	43
5.3	Plano de monitorização	44
5.4	Distorção harmónica	46
5.5	Tremulação (flicker)	46
5.6	Desequilíbrio de fases	46
5.7	Valor eficaz da tensão	46
5.8	Frequência	46
5.9	Cavas de tensão	47
5.10	Sobretensões	48
5.11	Síntese	49
5.12	Principais melhorias na monitorização da qualidade da onda de tensão	50
6	QUALIDADE COMERCIAL	51
6.1	Introdução	51
6.2	Inquérito de satisfação dos clientes	51
6.3	Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial	52
6.4	Indicadores individuais de qualidade de serviço comercial	52
6.4.1	Ativação de fornecimento	53
6.4.2	Desativação de fornecimento	53
6.4.3	Visitas às instalações dos clientes	54
6.4.4	Assistência técnica após comunicação de avaria pelo cliente	54
6.4.5	Restabelecimento de fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente	55
6.4.6	Atendimento presencial	56
6.4.7	Atendimento telefónico	57
6.4.8	Reclamações de clientes	59
6.4.9	Pedidos de informação	61
6.4.10	Leitura de contadores	63
6.4.11	Cientes com necessidades especiais e prioritários	64
6.5	Compensações	64
6.6	Principais ações para a melhoria da qualidade de âmbito comercial	68
Anexo I	Convenções e Definições	69
Anexo II	Classificação das causas das interrupções	75
Anexo III	Pontos de entrega da Rede de Transporte	77
Anexo IV	Qualidade da Onda de Tensão	78

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento da qualidade de serviço publicado em 20 de dezembro de 2017 determina no seu artigo 108.º o dever dos operadores de redes e comercializadores elaborarem, anualmente, o relatório da qualidade de serviço, definindo no artigo 109.º o conteúdo do mesmo, sendo aplicável a todo o território nacional.

Neste enquadramento, a EEM enquanto operador de rede e comercializador do setor elétrico, na RAM, vem dar cumprimento a essa obrigação, através do presente relatório.

Este documento está estruturado em seis capítulos e quatro anexos. Os três primeiros capítulos são genéricos, sendo o quarto referente aos indicadores da continuidade de serviço, mais especificamente indicadores gerais e individuais, o quinto à qualidade da onda de tensão e o sexto à qualidade comercial também detalhado por indicadores gerais e individuais. No anexo I, abordam-se as convenções e definições, para uma melhor compreensão do relatório. Os restantes anexos contêm informação de caráter técnico.

2 SÍNTESE

As questões técnicas de continuidade de serviço reportam-se às redes de transporte e às redes de distribuição em MT e BT.

Relativamente à qualidade de onda de tensão foram obtidos indicadores referentes aos níveis de tensão de 60 kV, 30 kV, 6,6 kV e BT, com base no plano de monitorização bianual estabelecido.

No capítulo referente à qualidade comercial, abordam-se os aspetos de relacionamento comercial da EEM com os seus clientes.

2.1 Continuidade de serviço

O Regulamento do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural aplicável ao SEPM estabelece que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, determinando os indicadores gerais, por ilha e por Região e os indicadores individuais, em cada ponto de entrega das diversas redes, comparando os resultados obtidos, em ambos os casos, com os padrões estabelecidos.

A evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnica das redes elétricas de transporte e distribuição assinalou, em 2018 um deterioramento nas duas ilhas. Para estes resultados contribuíram diversos fenómenos atmosféricos de grande relevância bem como interrupções com a origem na produção. As interrupções com origem na rede de distribuição foram responsáveis, de uma forma geral, por cerca de metade dos valores de SAIFI e pela quase totalidade dos valores do SAIDI.

Rede de transporte

Nos indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte (60 e 30 kV), referentes a interrupções, independentemente da causa, origem e tipo, obtiveram-se, em 2018, os seguintes valores:

Indicadores gerais da rede de transporte do SEPM - 2018

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	4,70	0,13	4,84
Frequência média de interrupções breves do sistema - MAIFI (n.º)	0,14	-	0,13
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	2,97	2,11	2,94
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	0,21	0,25	0,21
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	2,26	7,93	2,74
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	10,78	31,70	12,87

No que tange aos indicadores individuais verifica-se que 23,8% dos Pontos de Entrega (PdE's) da ilha da Madeira foram afetados, pelo menos uma vez. No Porto Santo, apenas um dos PdE's foi afetado.

Considerando apenas as interrupções longas nos termos do n.º 1 do Artigo 20.º do RQS, verifica-se que nenhum dos padrões individuais foi superado, em ambas as ilhas.

Rede de distribuição

Nas redes de distribuição foram caracterizados os indicadores gerais e individuais, incluindo a sua comparação com os padrões estabelecidos, por Zona de Qualidade de Serviço (ZQS), caracterizadas como A, B ou C, conforme detalhado nos pontos seguintes.

Rede de distribuição MT

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT, referentes às interrupções curtas e longas, independentemente da causa, origem e tipo, apresentam os seguintes valores:

Indicadores gerais da rede de distribuição MT do SEPM - 2018

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	95,70	4,46	100,16
Frequência média de interrupções breves do sistema - MAIFI (n.º)	0,57	0,77	0,58
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	85,76	68,08	84,83
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	1,19	2,16	1,24
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	55,06	66,04	55,51

Verificou-se um agravamento dos indicadores gerais totais, ao nível da END (48,8%), e da duração das interrupções (55,9%), mantendo-se estável o número de interrupções, conforme anteriormente referido, para a ilha da Madeira.

Na ilha do Porto Santo verificou-se um aumento de todos os indicadores, em grande parte devido a interrupções com origem na produção e em interrupções programadas.

No que se refere aos indicadores padrão das redes de distribuição MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (SAIFI e SAIDI), estes encontram-se abaixo dos valores de referência, demonstrando um bom nível de qualidade de serviço.

Na RAM, apurou-se que os diversos indicadores mantiveram a evolução semelhante à verificada em 2017.

Em relação aos indicadores individuais, constata-se que 30 PdE's ultrapassaram o padrão individual, no que respeita à duração, 3 na zona A e 27 na zona C, apenas na ilha da Madeira.

Rede de distribuição BT

Os indicadores gerais referentes à rede BT apresentam, em 2018, os seguintes resultados:

Indicadores gerais da rede de distribuição BT do SEPM - 2018			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	1,09	1,75	1,11
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	63,71	54,45	63,40

Na rede de BT verifica-se, também, apenas um ligeiro agravamento dos indicadores na ilha da Madeira, apresentando valores ao nível dos últimos anos (exceção 2016), demonstrando um bom nível de continuidade de serviço. Na ilha do Porto Santo, verificou-se uma degradação dos indicadores, motivados por interrupções com origem na produção, seguindo a mesma tendência dos indicadores da rede MT.

Em termos comparativos com o valor padrão, verifica-se que não houve nenhuma violação dos indicadores gerais.

No que tange aos padrões individuais da qualidade de serviço, não existiu violação do número de interrupções por ponto de entrega, tendo, no entanto, sido ultrapassada a duração padrão em 229 clientes (36 da zona A, 25 da zona B e 168 na zona C), todos na ilha da Madeira.

2.2 Qualidade da onda de tensão

O plano de monitorização estabelecido para o ano 2018 foi cumprido, na generalidade, não tendo existido condicionalismos de maior.

A taxa de conformidade geral foi de 99,5% para a ilha da Madeira verificando-se a mesma taxa de conformidade (99,5%) para a ilha do Porto Santo.

As taxas de cumprimento do plano de monitorização atingiram 93,5% e 86,9%, nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respetivamente.

Os resultados obtidos nas campanhas levadas a cabo revelam que, regra geral, estão a ser cumpridas as condições estipuladas na NP EN 50 160 e no RQS, para os diversos níveis de tensão. Contudo, verificaram-se em dois dos pontos de entrega de BT, registos acima do padrão, para a amplitude da tensão, situações entretanto regularizadas no decorrer das campanhas.

2.3 Qualidade comercial

De forma a dar resposta ao estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço, a EEM manteve os esforços no sentido de cumprir as suas obrigações de recolha e registo de informação de âmbito comercial.

A atividade comercial, no decorrer do ano de 2018, a nível geral apresentou um desempenho consideravelmente positivo, sendo de referir que relativamente a indicadores gerais de qualidade de serviço a EEM obteve a seguinte performance:

- Para o atendimento presencial, considerando os centros monitorizados, a EEM apresenta 95,1% de atendimentos realizados com um tempo de espera inferior a 20 minutos;
- Relativamente a atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, foi conseguida uma percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior a 60 segundos de 82,1%;
- A percentagem de atendimentos telefónicos comerciais com tempo de espera inferior a 60 segundos foi de 91,0%;
- Dos pedidos de informação apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento 96,9% foram respondidos de imediato, enquanto que 99,5% dos pedidos de informação recebidos por escrito foram respondidos dentro dos prazos regulamentares;
- Apurou-se ainda que 93,9% das leituras realizadas a equipamentos de medição tiveram um período entre leituras inferior ou igual a 96 dias.

Tendo em conta os indicadores de qualidade de serviço individuais, é ainda de salientar que:

- Realização de 8 862 visitas às instalações de clientes;
- Realização de 2 327 interrupções por facto imputável ao cliente, tendo sido restabelecidas 1 776 ligações, das quais 14 foram efetuadas fora do prazo regulamentar, tendo sido objeto de compensação. Foram excluídas 5 situações por motivos de impossibilidade de acesso à instalação e por inobservância dos procedimentos definidos para solicitação de serviço por parte do cliente (ex.: a falta de pagamento da totalidade das faturas que resultaram na interrupção do fornecimento).
- Foram recebidas e tratadas 1 060 reclamações, das quais apenas 31 excederam o padrão individual de resposta;
- No que respeita ao número de avarias na instalação de alimentação individual do cliente, foram comunicadas 2 811 avarias, originando 2 598 assistências técnicas.
- Na área dos serviços técnicos, o inquérito de satisfação aos clientes apurou que 82,7% dos inquiridos avalia o desempenho da EEM com a nota máxima "Bom";
- Nos serviços de ativação de fornecimento em baixa tensão, a taxa de cumprimento foi de 95,4%;
- Foi cumprido o prazo estipulado em 99,0% da totalidade de visitas combinadas às instalações dos clientes realizadas;
- As assistências técnicas prestadas pela EEM aos seus clientes cumpriram os tempos de chegada ao local em 75% das assistências a clientes prioritários e 96,7% das assistências a clientes não prioritários.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

3.1 Infraestruturas do SEPM

Subestações

Em 2018, e à semelhança do ano anterior, manteve-se inalterado no número de subestações na RAM, das 32 subestações, 26 são destinadas a alimentar a rede MT na ilha da Madeira e 3 na ilha do Porto Santo, sendo as 3 restantes destinadas exclusivamente ao transporte (trânsitos de energia entre os níveis de tensão 60 e 30 kV).

Número de subestações por nível de tensão - 2018

kV	30/6,6	60/6,6	60/30	60/30/6,6	Total
Ilha da Madeira	20	4	3	2	29
Ilha do Porto Santo	3	-	-	-	3
Total RAM	23	4	3	2	32

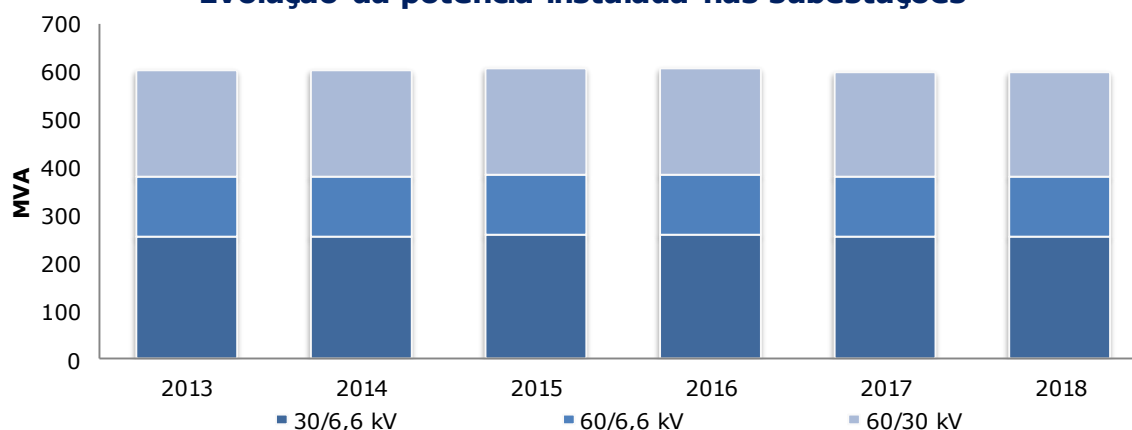
O número de transformadores e as potências instaladas constam no quadro seguinte:

Transformadores instalados nas subestações - 2018

	30/6,6		60/6,6		60/30		Total	
	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA	Nº TR's*	MVA
Ilha da Madeira	27	236,0	10	125,0	10	220,0	47	581,0
Ilha do Porto Santo	4	20,0	0	0,0	0	0,0	4	20,0
Total RAM	31	256,0	10	125,0	10	220,0	51	601,0

*Nº TR's - Número de transformadores

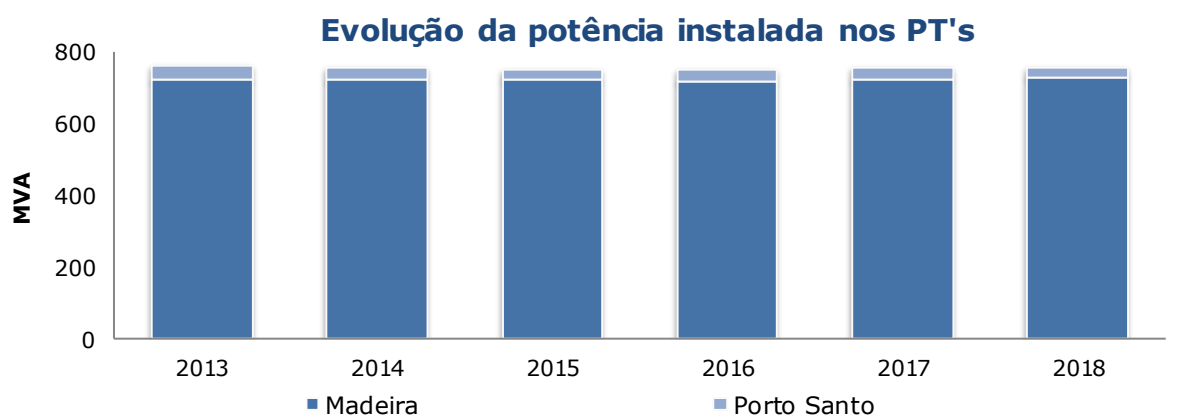
Evolução da potência instalada nas subestações



Postos de transformação

O quadro seguinte apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação, no final do ano de 2018:

Síntese dos postos de transformação - 2018						
	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)
Ilha da Madeira	276	172,52	1 389	553,87	1 665	726,38
6,6 kV	269	163,98	1 353	545,81	1 622	709,78
30 kV	7	8,54	36	8,06	43	16,60
Ilha do Porto Santo	18	12,93	73	17,85	91	30,78
6,6 kV	18	12,93	73	17,85	91	30,78
30 kV	0	0,00	0	0,00	0	0,00
RAM	294	185,45	1 462	571,71	1 756	757,16
6,6 kV	287	176,91	1 426	563,65	1 713	740,56
30 kV	7	8,54	36	8,06	43	16,60

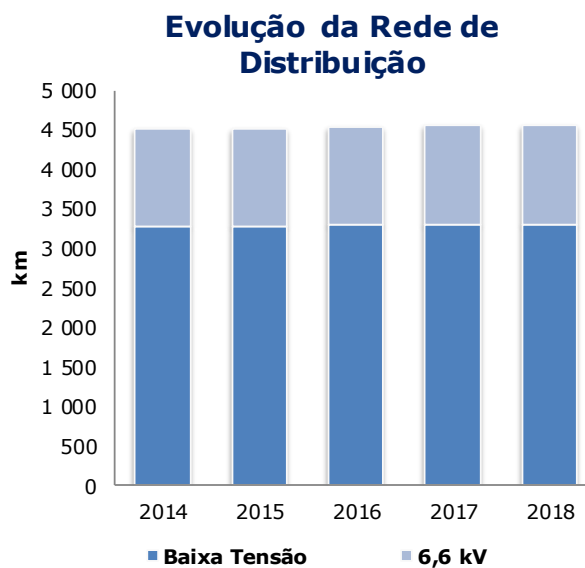
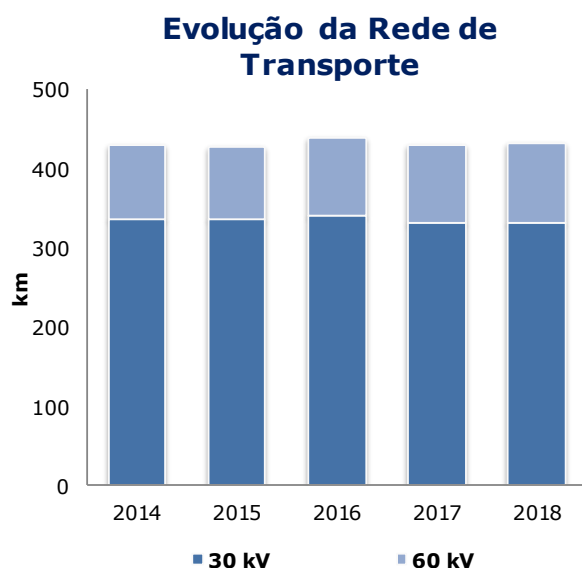


Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição

No quadro seguinte, são apresentadas as extensões das redes AT, MT e BT, referentes a 31 de dezembro de 2018:

Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição - 2018			
km	Aérea	Subterrânea	Total
Madeira	4 534	2 972	7 506
Rede de 60 kV	75	24	99
Rede de 30 kV	179	135	314
Rede de 6,6 kV	419	749	1 168
Rede BT e BT/IP	2 495	675	3 169
BT Ramais	1 185	525	1 710
Rede IP	180	864	1 045
Porto Santo	110	303	413
Rede de 30 kV	3	15	18
Rede de 6,6 kV	14	66	80
Rede BT e BT/IP	45	86	132
BT Ramais	36	49	85
Rede IP	11	87	98
Total RAM	4 644	3 275	7 919
Rede de 60 kV	75	24	99
Rede de 30 kV	182	150	332
Rede de 6,6 kV	433	816	1 249
Rede BT e BT/IP	2 540	761	3 301
BT Ramais	1 222	574	1 795
Rede IP	192	951	1 143

* Extensão planimétrica - SIT-GeoEEM, em 31/12/2018



3.2 Clientes e consumos

O número de contratos ativos referentes a instalações de consumo, no final de 2018 (excluindo as instalações eventuais, instalações EEM e iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, sintetiza-se no quadro seguinte:

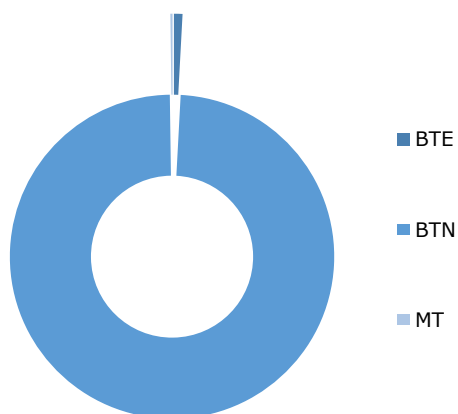
Contratos activos por concelho e por zona de qualidade de serviço - 2018				
	Zona de Qualidade de Serviço			Total Geral
	A	B	C	
Calheta		162	7 513	7 675
BTN		153	7 455	7 608
BTE		8	42	50
MT		1	16	17
Câmara de Lobos		973	12 913	13 886
BTN		944	12 844	13 788
BTE		22	60	82
MT		7	9	16
Funchal	37 738	13 352	6 317	57 407
BTN	37 227	13 245	6 266	56 738
BTE	421	90	40	551
MT	90	17	11	118
Machico		2 911	7 315	10 226
BTN		2 844	7 251	10 095
BTE		49	42	91
MT		18	22	40
Ponta do Sol		254	4 859	5 113
BTN		239	4 821	5 060
BTE		15	28	43
MT		0	10	10
Porto Moniz		277	1 788	2 065
BTN		263	1 764	2 027
BTE		14	12	26
MT		0	12	12
Porto Santo		2 325	1 667	3 992
BTN		2 276	1 650	3 926
BTE		35	11	46
MT		14	6	20
Ribeira Brava		1 028	5 819	6 847
BTN		998	5 782	6 780
BTE		28	33	61
MT		2	4	6
S. Vicente		223	3 583	3 806
BTN		215	3 555	3 770
BTE		7	26	33
MT		1	2	3
Santa Cruz		468	20 670	21 138
BTN		447	20 493	20 940
BTE		15	135	150
MT		6	42	48
Santana		151	4 800	4 951
BTN		148	4 761	4 909
BTE		3	28	31
MT		0	11	11
Total RAM*	37 738	22 124	77 244	137 106
BTN	37 227	21 772	76 642	135 641
BTE	421	286	457	1 164
MT	90	66	145	301

*Nº de Clientes em 31/12/2018

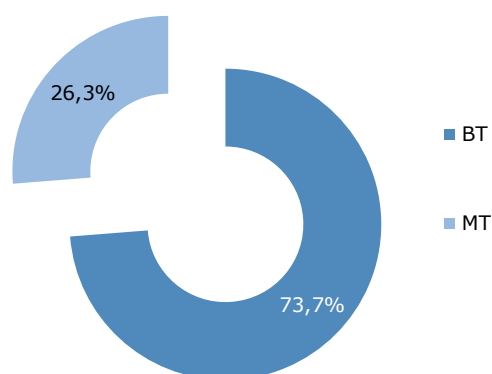
Em 2018 o número total de contratos, com as exclusões acima referidas, ascendeu a 137 106, dos quais 301 dizem respeito a clientes de média tensão (0,2% do total). Cerca de 98,9% dos contratos ativos são de baixa tensão normal, com potência contratada até 41,10 kVA.

Os consumos em BT e MT representam cerca de 73,7% e 26,3%, do consumo total, respetivamente. Ainda em relação aos consumos na média tensão verifica-se uma diminuição de cerca de 0,9%, face a 2017.

Distribuição dos clientes por tipo de contrato

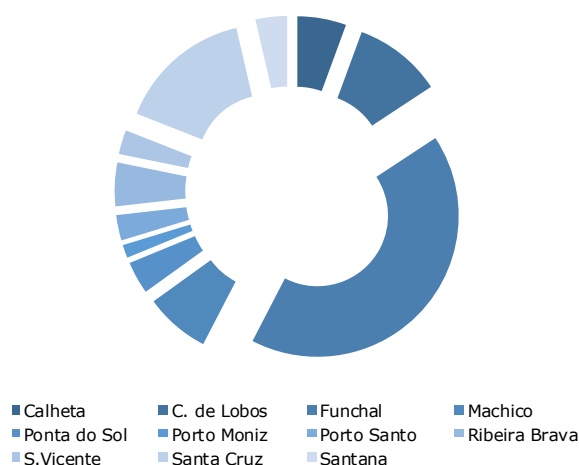


Energia consumida por nível de tensão

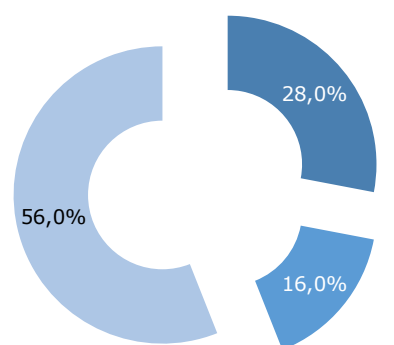


Os gráficos seguintes representam a distribuição de clientes por concelho e por zona de qualidade de serviço:

Distribuição de clientes por Concelho



Distribuição de clientes por zona de qualidade de serviço



4 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

4.1 Introdução

O RQS aplicável ao SEPM determina que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, compreendendo:

- A determinação dos indicadores gerais da rede de transporte, por ilha e para a Região;
- A determinação dos indicadores gerais das redes de distribuição, por ZQS, concelho, ilha e para a Região;
- A comparação dos indicadores gerais com os valores padrão estabelecidos para a rede de transporte, para a rede de distribuição em média (MT) e para a rede de baixa tensão (BT), por zona de qualidade de serviço, por ilha e para a Região;
- A determinação dos indicadores individuais por cada ponto de entrega das diferentes redes. Na rede de distribuição MT e BT, os indicadores são determinados por zona de qualidade de serviço (A, B e C).

Nesta caracterização foram consideradas as interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos) e longas (superiores a 3 minutos) de fornecimento de energia elétrica, em número e duração.

4.2 Continuidade de serviço – Rede de Transporte

A estrutura da rede explorada pelos Serviços de Transporte compreende os níveis de tensão 60 kV e 30 kV.

Existem, ainda, alguns troços a 30 kV com utilização mista de transporte (interligação de subestações) e distribuição (alimentação de PT's), apesar de se tratar de uma situação tendente decrescente.

Os indicadores a considerar são os seguintes:

Indicadores gerais:

- Energia não fornecida (ENF);
- Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI);
- Tempo de interrupção equivalente (TIE);
- Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI).

Indicadores individuais:

- Frequência das interrupções por ponto de entrega (FI);
- Duração total das interrupções por ponto de entrega (DI).

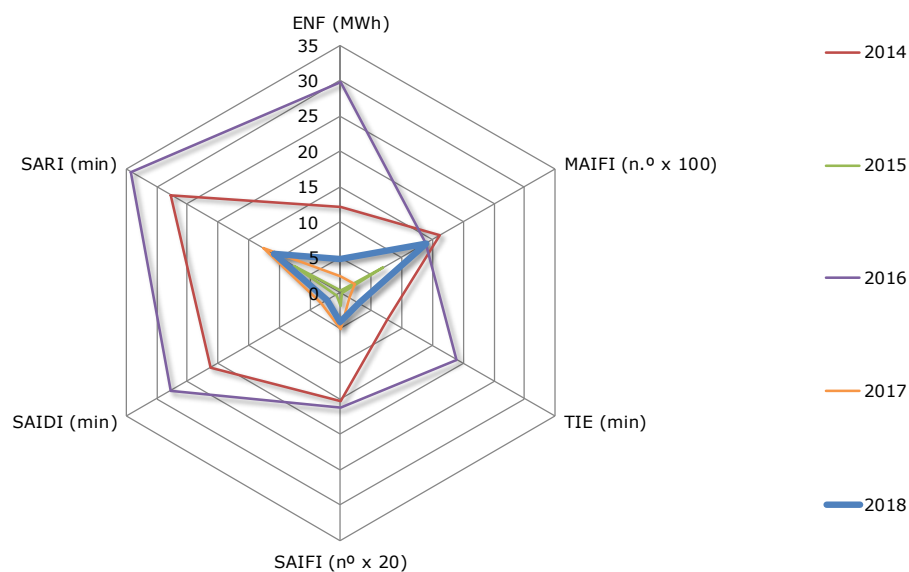
4.2.1 Indicadores gerais

No quadro seguinte, apresentam-se os indicadores gerais para cada ilha e para a Região, no seu conjunto:

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte do SEPM - 2018							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Madeira							
ENF (MWh)	4,15	0,55	-	-	-	-	4,70
MAIFI (n.º)	-	0,05	0,09	-	-	-	0,14
TIE (min)	2,62	0,35	-	-	-	-	2,97
SAIFI (n.º)	0,14	0,07	-	-	-	-	0,21
SAIDI (min)	1,74	0,51	-	-	-	-	2,26
SARI (min)	12,50	7,33	-	-	-	-	10,78
Porto Santo							
ENF (MWh)	-	-	0,13	-	-	-	0,13
MAIFI (n.º)	-	-	-	-	-	-	-
TIE (min)	-	-	2,11	-	-	-	2,11
SAIFI (n.º)	-	-	0,25	-	-	-	0,25
SAIDI (min)	-	-	7,93	-	-	-	7,93
SARI (min)	-	-	31,70	-	-	-	31,70
RAM							
ENF (MWh)	4,15	0,55	0,13	-	-	-	4,84
MAIFI (n.º)	-	0,04	0,09	-	-	-	0,13
TIE (min)	2,52	0,33	0,08	-	-	-	2,94
SAIFI (n.º)	0,13	0,06	0,02	-	-	-	0,21
SAIDI (min)	1,60	0,47	0,67	-	-	-	2,74
SARI (min)	12,50	7,33	31,70	-	-	-	12,87

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira, no período 2014-2018.

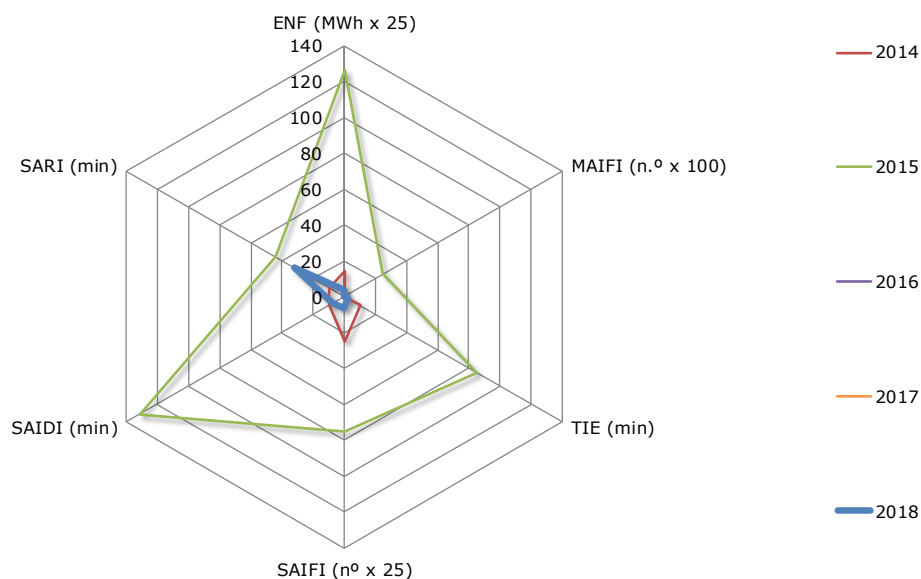
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Transporte)- Ilha da Madeira



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se uma melhoria dos indicadores SAIFI e SAIDI e um agravamento da ENF e MAIFI, face ao ano anterior, devido a interrupções com origem na produção. Para efeitos de uma maior visibilidade gráfica os indicadores SAIFI e MAIFI foram ampliados 20 e 100 vezes, respetivamente.

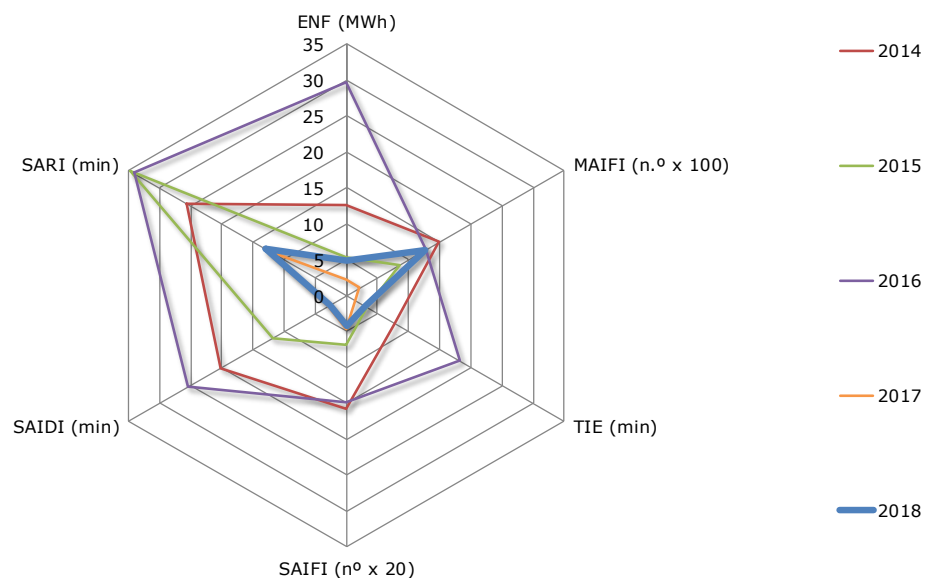
No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha do Porto Santo, verificados no período 2014-2018.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Transporte)- Ilha do Porto Santo



Nesta ilha, os indicadores da continuidade de serviço da rede de transporte apresentam uma degradação face a 2017, facto que se compreende, uma vez que não foram registadas interrupções neste nível de tensão no ano transato, à semelhança do ocorrido já em 2016. Para efeitos de maior visibilidade gráfica, utilizou-se, também, fatores de escala distintos em alguns indicadores.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais verificadas no período 2014-2018, referentes à RAM.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Transporte)- RAM

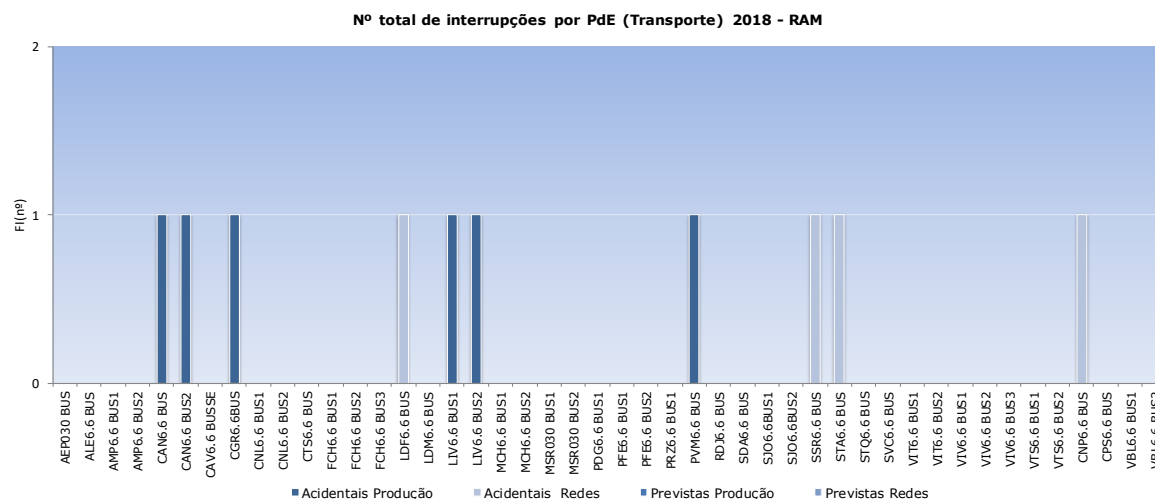
Nesta região os indicadores seguem a tendência já verificada na ilha da Madeira, sendo esta ilha com maior influência na variação nos indicadores.

4.2.2 Indicadores individuais

No anexo III, identificam-se os pontos de entrega da rede de transporte, com indicação dos que alimentam diretamente clientes, bem como os indicadores individuais, nos termos do Artigo 24.º, do RQS.

Número de interrupções

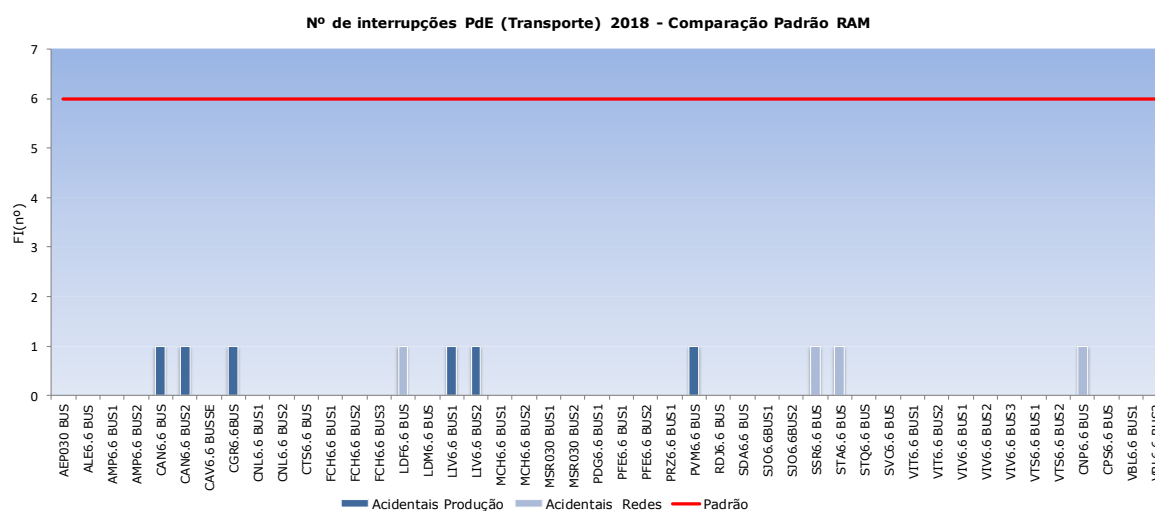
O número total de interrupções por PdE, com duração superior a 3 minutos, com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição, de ambas as ilhas, é o indicado no gráfico seguinte.



Em 2018, 23,8% dos PdE's da ilha da Madeira foram afetados, pelo menos uma vez, motivados por interrupções acidentais com origem na produção e nas redes (transporte e distribuição).

Na ilha do Porto Santo, foi afetado um PdE, já referido nos indicadores gerais.

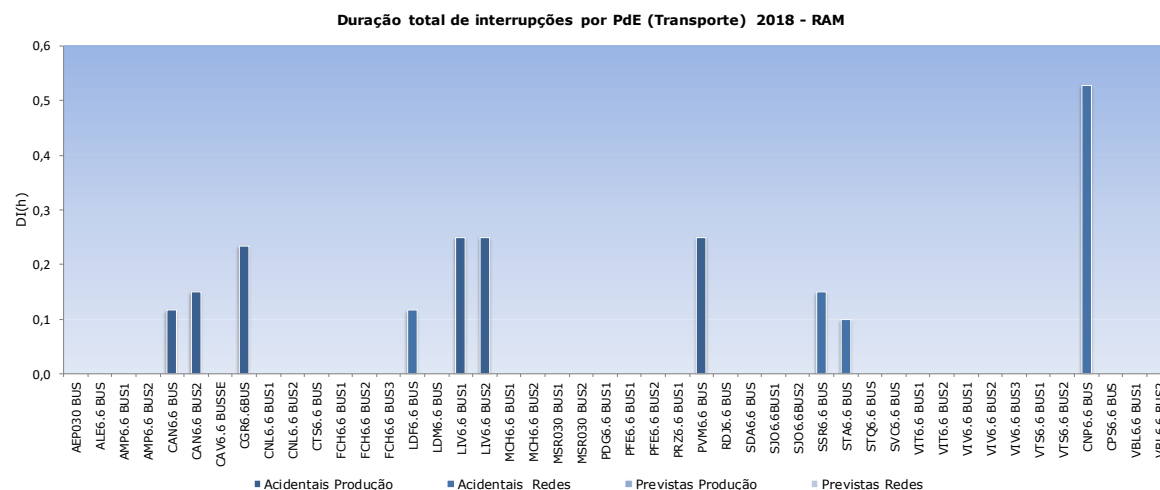
No gráfico seguinte, apresentamos o número de interrupções longas previstas no Artigo 24.º, bem como a sua comparação com o valor padrão.



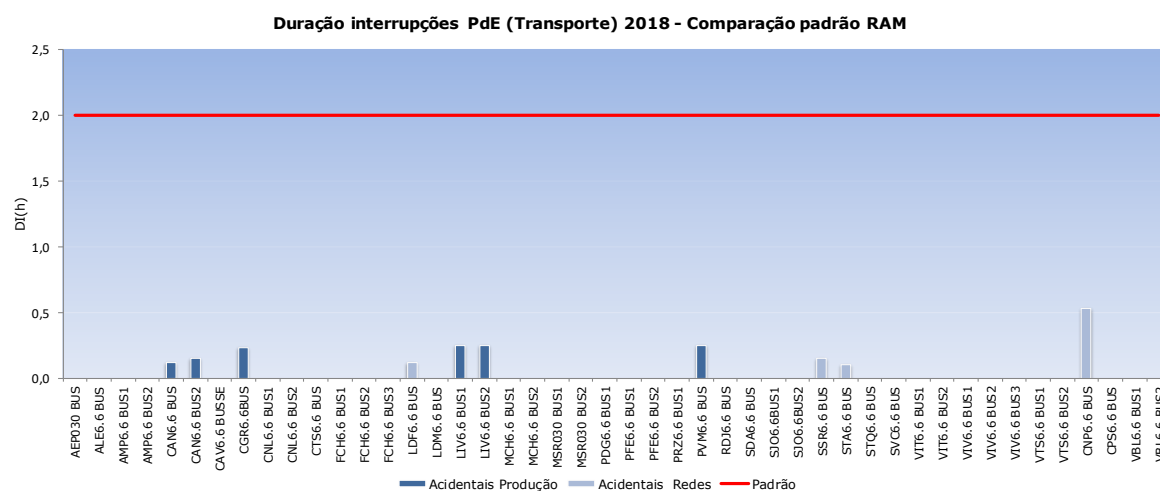
Verifica-se, que o número de interrupções não ultrapassou em nenhum PdE da rede de transporte o valor padrão.

Duração das interrupções

A duração total de interrupções longas com origem no sistema electrodutor e nas redes de transporte e distribuição é a indicada no gráfico que se segue.



No gráfico seguinte, assinala-se o número de interrupções longas, conforme definido no Artigo 24.º do RQS, evidenciando a sua comparação com o valor padrão.



Em 2018 nenhum PdE ultrapassou o padrão individual em ambas as ilhas.

4.3 Continuidade de serviço - Rede de Distribuição MT

Os indicadores gerais e individuais a considerar na rede de distribuição MT são os seguintes:

Indicadores gerais MT:

- Energia não distribuída (END);
- Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);
- Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI).

Indicadores individuais MT:

- Frequência das interrupções por PdE (FI);
- Duração total da interrupção por PdE (DI).

4.3.1 Indicadores gerais MT

Considerando a generalidade das interrupções, por origem, por tipo e por zona de qualidade de serviço, obtêm-se os seguintes indicadores.

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - Ilha da Madeira - 2018							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,25	-	3,29	-	-	1,12	4,66
MAIFI (n.º)	-	-	0,00	-	-	-	0,00
SAIDI (min)	0,51	-	7,21	-	-	2,93	10,65
SAIFI (n.º)	0,08	-	0,11	-	-	0,01	0,20
TIEPI (min)	0,39	-	6,07	-	-	2,72	9,18
Zona B							
END (MWh)	1,27	0,02	1,35	-	-	1,51	4,16
MAIFI (n.º)	-	0,01	0,08	-	-	-	0,09
SAIDI (min)	3,92	0,05	5,46	-	-	5,60	15,03
SAIFI (n.º)	0,34	0,01	0,10	-	-	0,06	0,51
TIEPI (min)	3,47	0,06	4,35	-	-	4,61	12,49
Zona C							
END (MWh)	6,02	1,70	64,53	-	2,47	12,17	86,89
MAIFI (n.º)	-	0,15	0,71	-	-	0,05	0,91
SAIDI (min)	6,75	2,55	100,94	-	3,18	18,55	131,96
SAIFI (n.º)	0,49	0,20	0,74	-	0,04	0,27	1,74
TIEPI (min)	6,86	1,95	79,57	-	2,71	14,43	105,52
Total Ilha							
END (MWh)	7,54	1,72	69,18	-	2,47	14,80	95,70
MAIFI (n.º)	-	0,09	0,45	-	-	0,03	0,57
SAIDI (min)	4,87	1,57	64,43	-	1,95	12,93	85,76
SAIFI (n.º)	0,37	0,12	0,50	-	0,03	0,18	1,19
TIEPI (min)	4,04	0,93	40,23	-	1,27	8,59	55,06

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - Ilha do Porto Santo - 2018

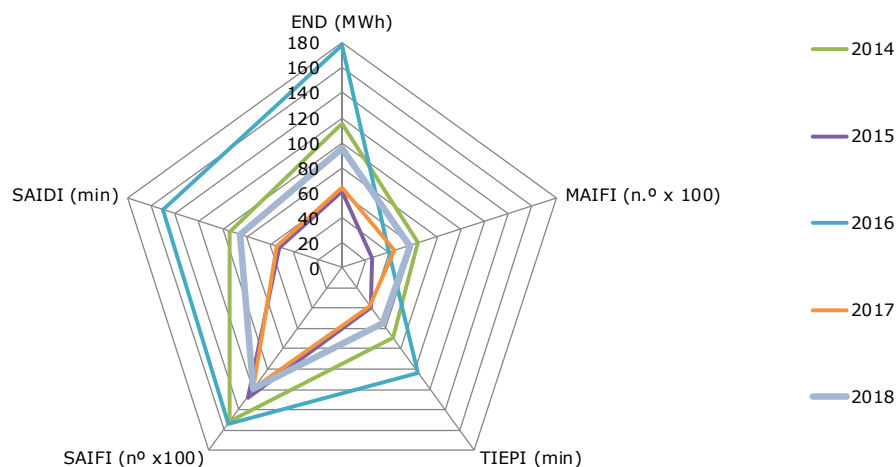
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
END (MWh)	2,31	-	0,25	-	-	0,18	2,75
MAIFI (n.º)	0,17	-	0,38	-	-	0,16	0,70
SAIDI (min)	22,11	-	10,29	-	-	7,88	40,27
SAIFI (n.º)	1,36	-	0,32	-	-	0,10	1,77
TIEPI (min)	46,78	-	7,04	-	-	3,95	57,78
Zona C							
END (MWh)	0,26	-	0,63	-	-	0,82	1,71
MAIFI (n.º)	0,13	-	0,18	-	-	0,54	0,86
SAIDI (min)	18,25	-	51,60	-	-	38,60	108,46
SAIFI (n.º)	1,21	-	0,85	-	-	0,63	2,70
TIEPI (min)	15,45	-	35,04	-	-	35,87	86,37
Total Ilha							
END (MWh)	2,57	-	0,89	-	-	0,99	4,46
MAIFI (n.º)	0,15	-	0,30	-	-	0,32	0,77
SAIDI (min)	20,07	-	27,39	-	-	20,63	68,08
SAIFI (n.º)	1,30	-	0,54	-	-	0,32	2,16
TIEPI (min)	37,72	-	15,13	-	-	13,19	66,04

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - RAM - 2018

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,25	-	3,29	-	-	1,12	4,66
MAIFI (n.º)	-	-	0,00	-	-	-	0,00
SAIDI (min)	0,51	-	7,20	-	-	2,93	10,64
SAIFI (n.º)	0,08	-	0,11	-	-	0,01	0,20
TIEPI (min)	0,39	-	6,07	-	-	2,72	9,18
Zona B							
END (MWh)	3,59	0,02	1,61	-	-	1,69	6,91
MAIFI (n.º)	0,03	0,01	0,13	-	-	0,03	0,19
SAIDI (min)	6,94	0,05	6,24	-	-	5,98	19,20
SAIFI (n.º)	0,51	0,01	0,14	-	-	0,07	0,73
TIEPI (min)	9,24	0,05	4,71	-	-	4,53	18,53
Zona C							
END (MWh)	6,28	1,70	65,17	-	2,47	12,98	88,59
MAIFI (n.º)	0,00	0,14	0,69	-	-	0,07	0,91
SAIDI (min)	7,14	2,46	99,07	-	3,07	19,24	130,98
SAIFI (n.º)	0,51	0,19	0,74	-	0,04	0,29	1,77
TIEPI (min)	7,08	1,90	78,43	-	2,64	14,98	105,03
Total RAM							
END (MWh)	10,11	1,72	70,06	-	2,47	15,79	100,16
MAIFI (n.º)	0,01	0,09	0,44	-	-	0,05	0,58
SAIDI (min)	5,66	1,49	62,49	-	1,85	13,33	84,83
SAIFI (n.º)	0,42	0,12	0,50	-	0,02	0,19	1,24
TIEPI (min)	5,42	0,89	39,20	-	1,22	8,78	55,51

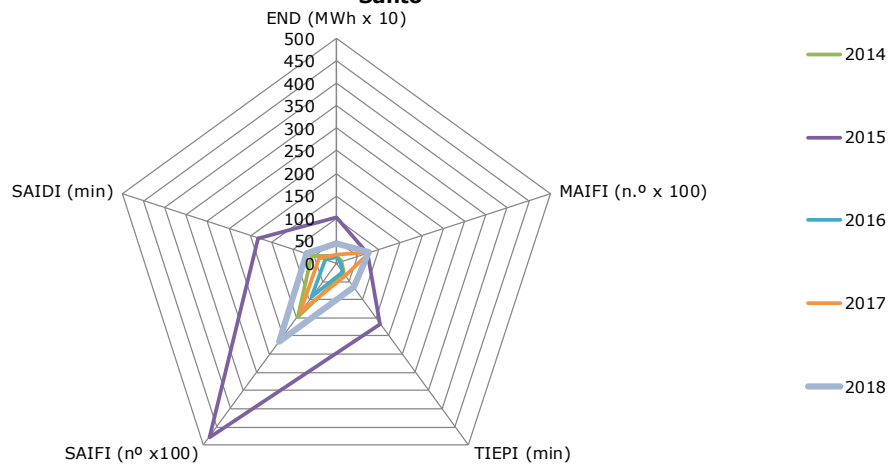
Por inspeção das tabelas anteriores verifica-se que, os incidentes com origem na rede de distribuição continuam a contribuir de forma mais expressiva para os valores finais dos indicadores.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição MT)- Ilha da Madeira



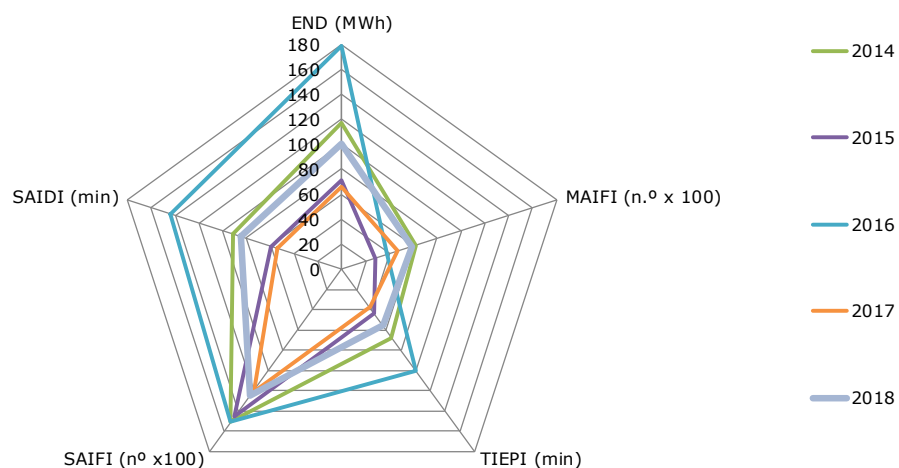
No que toca à evolução dos indicadores gerais na ilha da Madeira, verifica-se, em 2018, uma degradação de todos, com exceção do indicador SAIFI, comparativamente ao ano anterior, embora continue a apresentar valores dentro da média dos últimos anos. Esta deterioração dos indicadores, ficou a dever-se a fenómenos atmosféricos, alguns classificados de eventos excecionais, bem como a interrupções com origem na produção.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição MT)- Ilha do Porto Santo

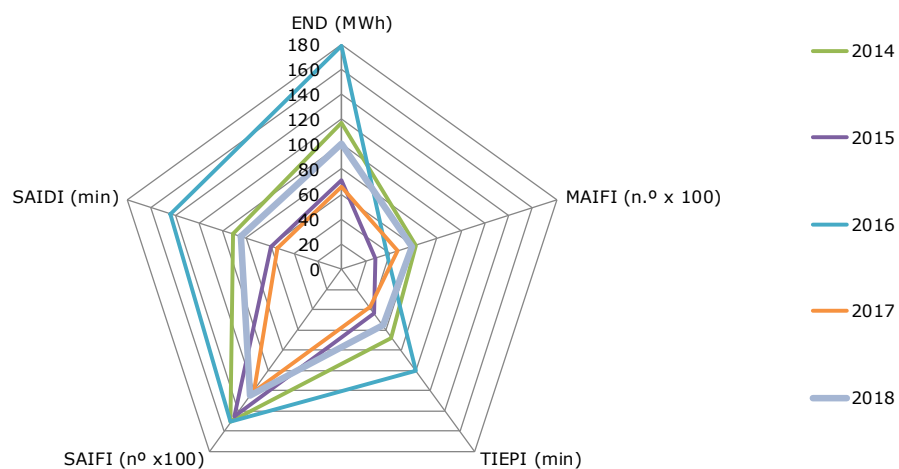


Relativamente à ilha do Porto Santo, a leitura do gráfico evidencia uma degradação da continuidade de serviço, em todos os indicadores com exceção do MAIFI.

As interrupções com origem na produção contribuíram em 57,8% para os valores apurados, ao mesmo tempo que se verificou um aumento das interrupções programadas, face a 2017.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição MT)- RAM

No que diz respeito aos indicadores no conjunto das ilhas da RAM, apresenta-se no gráfico seguinte a sua evolução no período 2014-2018.

Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição MT)- RAM

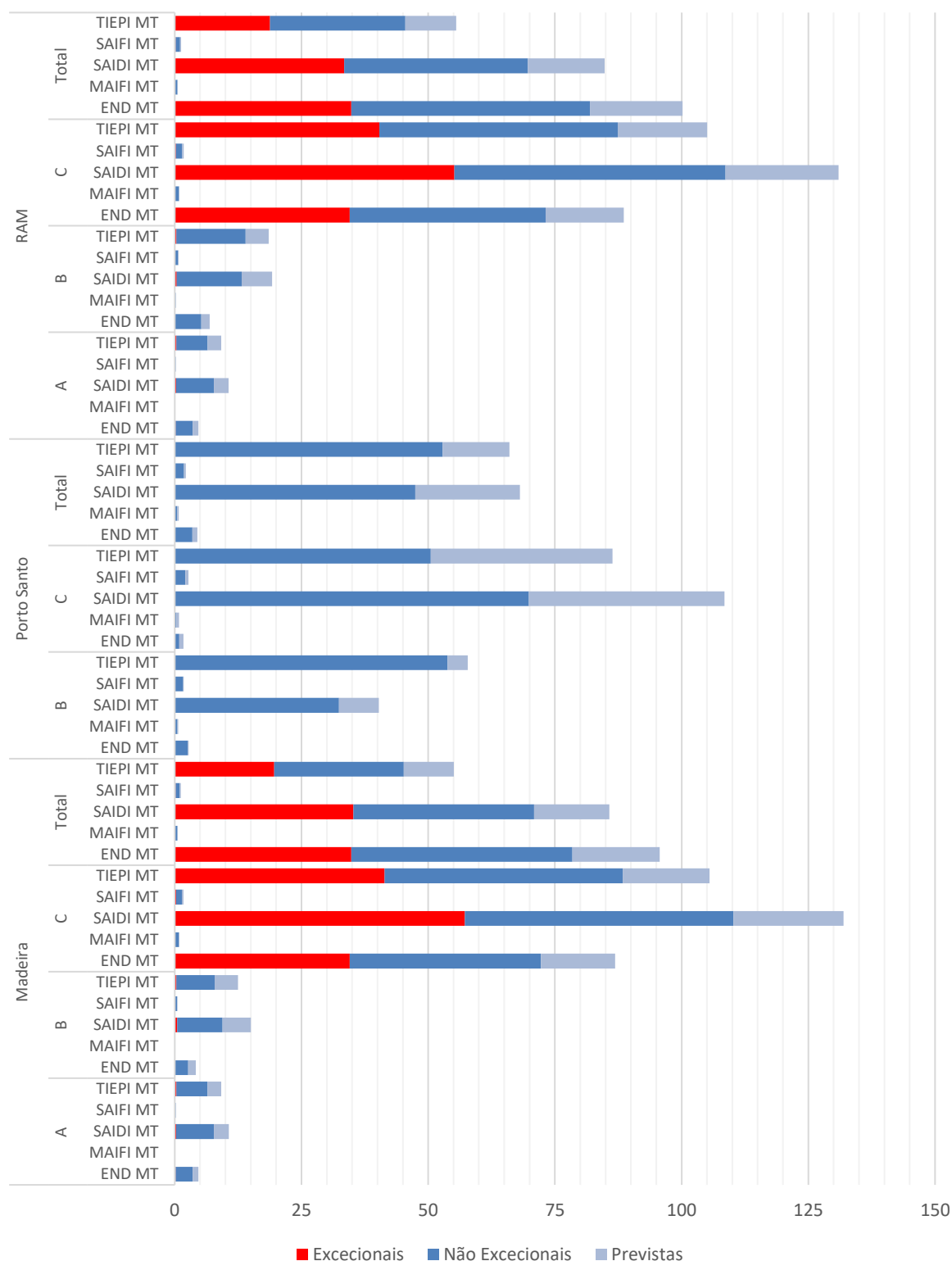
Como seria de esperar, verifica-se que os indicadores da RAM seguem a tendência dos indicadores da ilha da Madeira, com uma ligeira degradação dos valores face ao ano anterior.

As interrupções com origem na rede de distribuição são responsáveis pela maioria dos valores obtidos em 2018.

4.3.2 Indicadores gerais MT por tipo de incidente

No gráfico seguinte, salienta-se a influência do tipo de incidente nos resultados finais dos indicadores:

Indicadores gerais MT por tipo de incidente - 2018



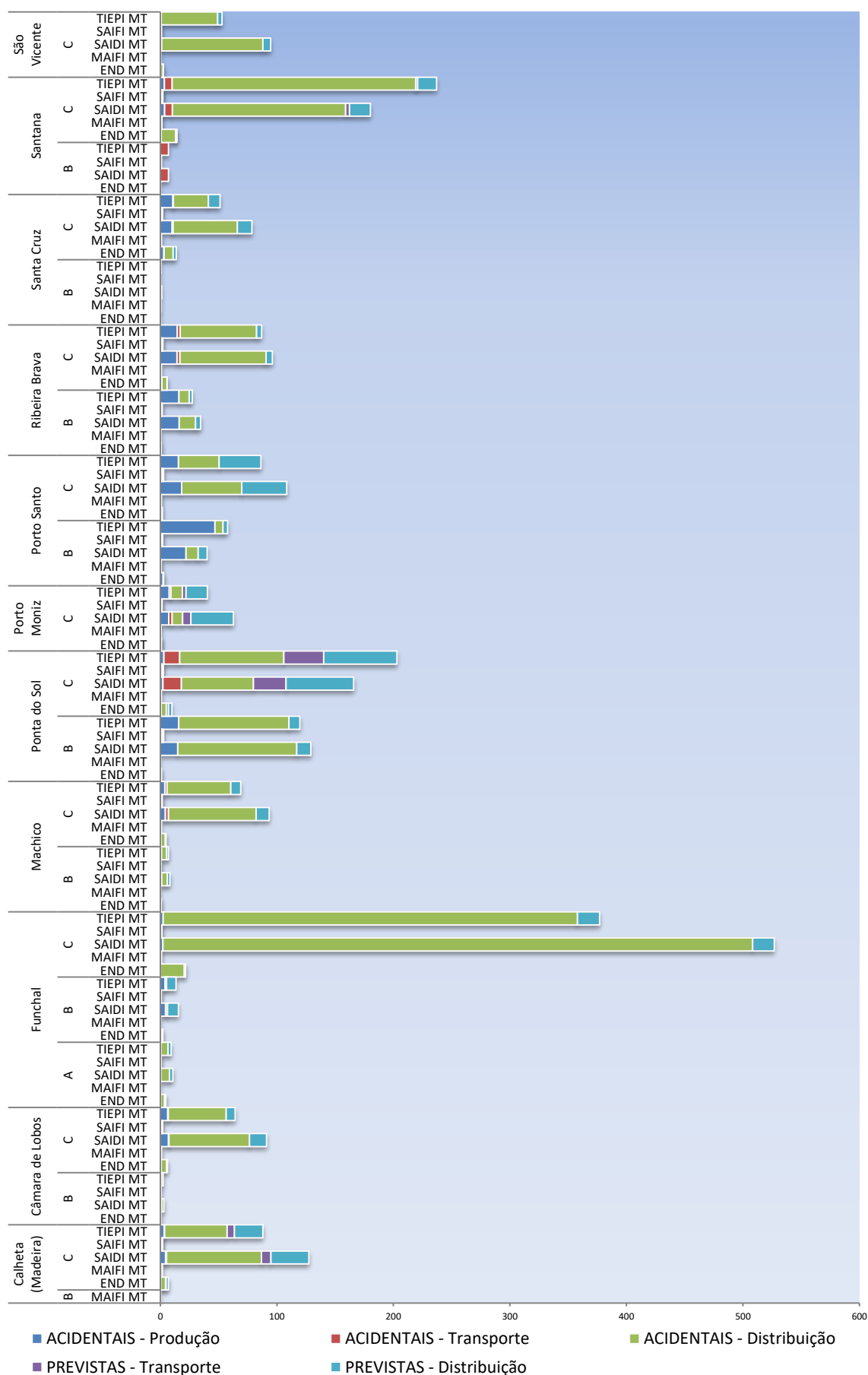
Da análise do gráfico anterior, conclui-se que os eventos excepcionais tiveram um impacto considerável nos indicadores de 2018 na Ilha da Madeira, atingindo 36,4%, 41,1% e

13,1% do valor total, nos indicadores END, SAIDI e SAIFI, respetivamente. Já na ilha da Porto Santo, não existiram eventos excecionais, representando os incidentes não excecionais 77,7%, 69,7% e 85,2 dos indicadores END, SAIDI e SAIFI, respetivamente.

4.3.3 Indicadores gerais MT por concelho

Nos termos do número 3 do Artigo 109.º, os indicadores gerais por concelho, são os seguintes:

Indicadores Gerais MT por concelho da RAM - 2018



Nos indicadores gerais MT, por concelho, os municípios do Funchal e Santana são os que apresentam pior desempenho.

Em oposição, os concelhos com melhores indicadores foram em Santa Cruz e Porto Moniz.

4.3.4 Comparação com os valores padrão MT

Para efeitos de comparação com os valores padrão definidos no RQS, consideram-se as interrupções acidentais longas com origem nas redes e na produção, nos termos do Artigo 24.º.

Dessa análise, obtiveram-se os seguintes valores para os indicadores gerais da rede de distribuição MT:

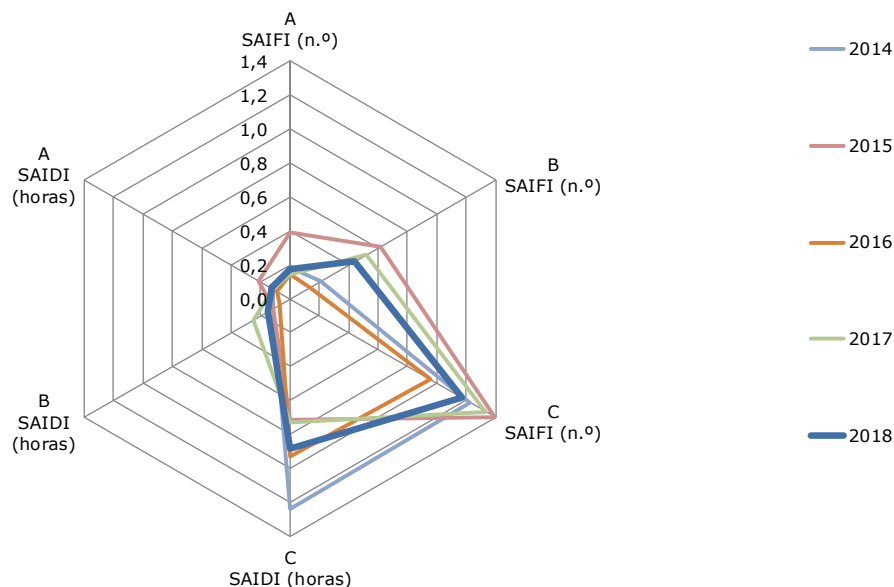
Indicadores gerais distribuição MT - Padrão - 2018						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI (n.º)	3	0,18	5	0,44	7	1,17
SAIDI (Horas)	3	0,12	4	0,15	8	0,88
Porto Santo						
SAIFI (n.º)	3	N/A	5	1,68	7	2,06
SAIDI (Horas)	3	N/A	4	0,54	8	1,16
Total RAM						
SAIFI (n.º)	3	0,18	5	0,65	7	1,21
SAIDI (Horas)	3	0,12	4	0,21	7	0,89

N/A - Não Aplicável

Da análise ao quadro anterior, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores gerais da rede de distribuição MT, são inferiores aos do padrão estabelecido no RQS.

Os valores obtidos em 2018, são ligeiramente superiores aos do ano anterior essencialmente ao nível das zonas A e C de qualidade de serviço, na ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, verificou-se um aumento significativo dos indicadores, em grande parte, devido a interrupções com origem na produção, fator que teve muito pouco impacto no ano anterior. De notar, que os incidentes classificados como eventos fortuitos ou de força maior (FFM) e apesar de se tratarem de interrupções acidentais, são excluídos para efeitos de comparação com os valores padrão. Assim, apresenta-se no gráfico seguinte a evolução dos respetivos indicadores.

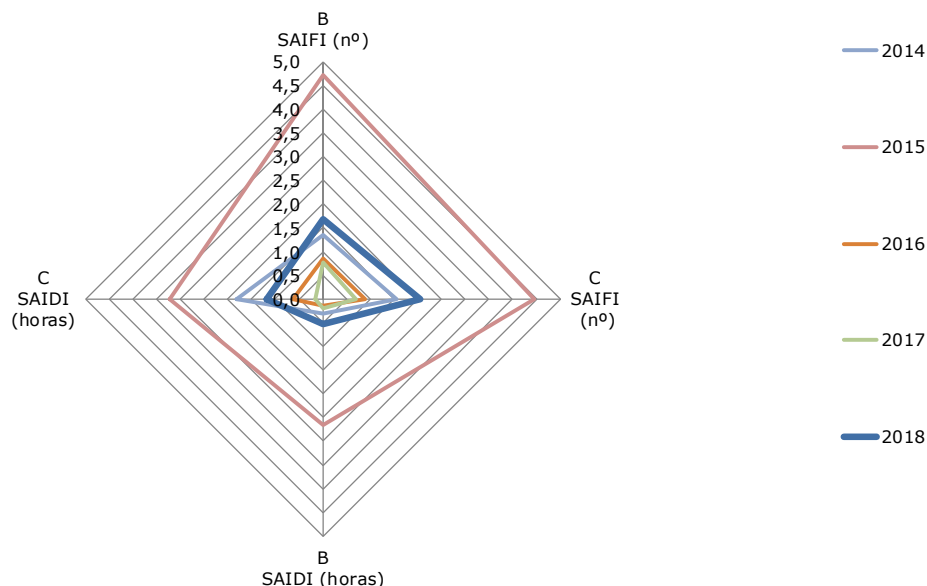
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição MT -Ilha da Madeira



Comparativamente a 2017, os indicadores gerais MT de 2018 mostram uma melhoria nas zonas de qualidade de serviço B e C, e um desempenho ligeiramente inferior no SAIFI e SAIDI, na zona A.

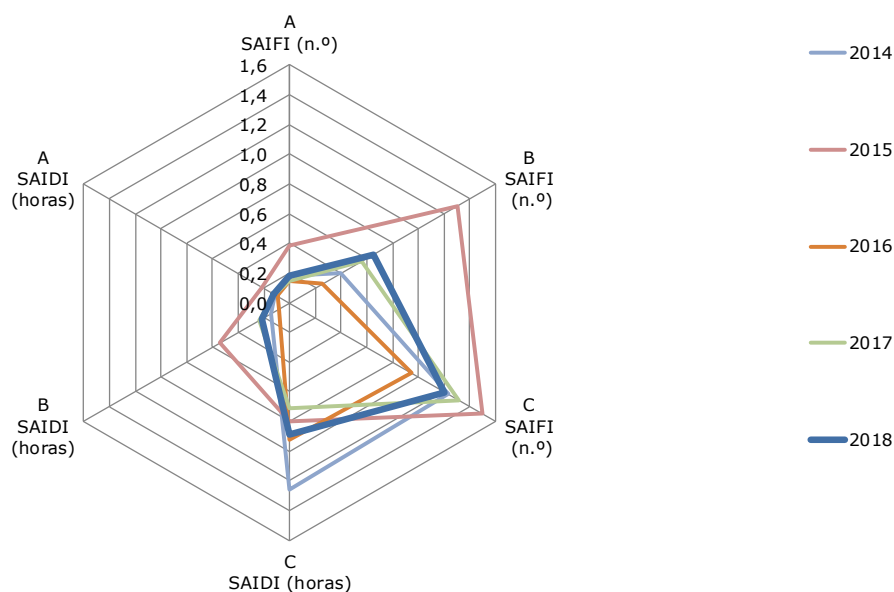
Na ilha do Porto Santo, verifica-se uma degradação nos indicadores gerais MT, em muito devido aos excelentes resultados que se têm verificado nos últimos anos, mas, ainda assim dentro da média dos últimos anos.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição MT -Ilha do Porto Santo



Na RAM, verifica-se a evolução semelhante à ocorrida na Madeira, com um ligeiro aumento dos indicadores ao nível da zona A de qualidade de serviço, bem como um aumento do SAIDI na zona C. Apesar dos referidos aumentos face ao ano anterior, estes encontram-se aquém dos valores padrão para esta região, conforme visível no gráfico seguinte.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição MT -RAM



4.3.5 Indicadores individuais MT

A frequência e duração das interrupções (FI e DI), bem como a sua comparação com os valores padrão estabelecidos no RQS, são sintetizadas no quadro seguinte:

Indicadores individuais - estatística dos Pde superiores ao padrão da rede MT - 2018								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede MT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
Madeira	1 045	1 644			0,0%		30	3,5%
Zona A	71	380	8	-	0,0%	4	3	0,8%
Zona B	112	257	12	-	0,0%	8	-	0,0%
Zona C	862	1 007	18	-	0,0%	12	27	2,7%
Porto Santo	67	89			0,0%			0,0%
Zona B	42	52	12	-	0,0%	8	-	0,0%
Zona C	25	37	18	-	0,0%	12	-	0,0%

* em 31 de Dezembro de 2018

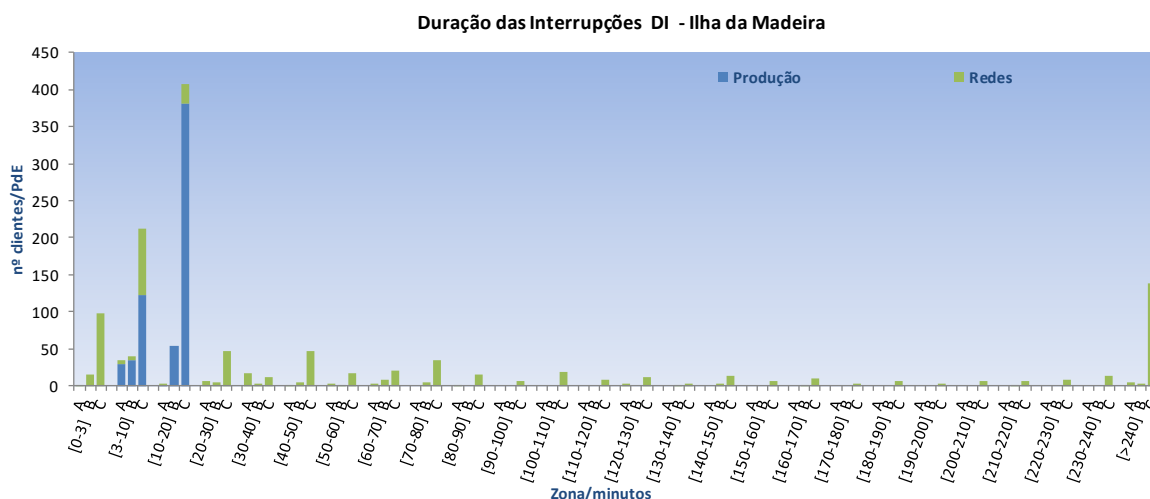
O indicador Frequência das Interrupções (FI) da rede MT, não apresenta violações relativamente ao valor padrão, ao contrário do indicador Duração das Interrupções (DI), que excede o valor padrão em 30 PdE's, 3 na zona A e 27 na Zona C, todos na ilha da Madeira.

No quadro seguinte, detalha-se o número de PdE's, por concelho, sujeitos a compensações, por incumprimento dos padrões individuais. A diferença no número de PdE's entre este quadro e o anterior deve-se ao facto dos restantes PdE's não contabilizados se tratarem de PT's de distribuição e não de cliente, logo não sujeitos a compensação.

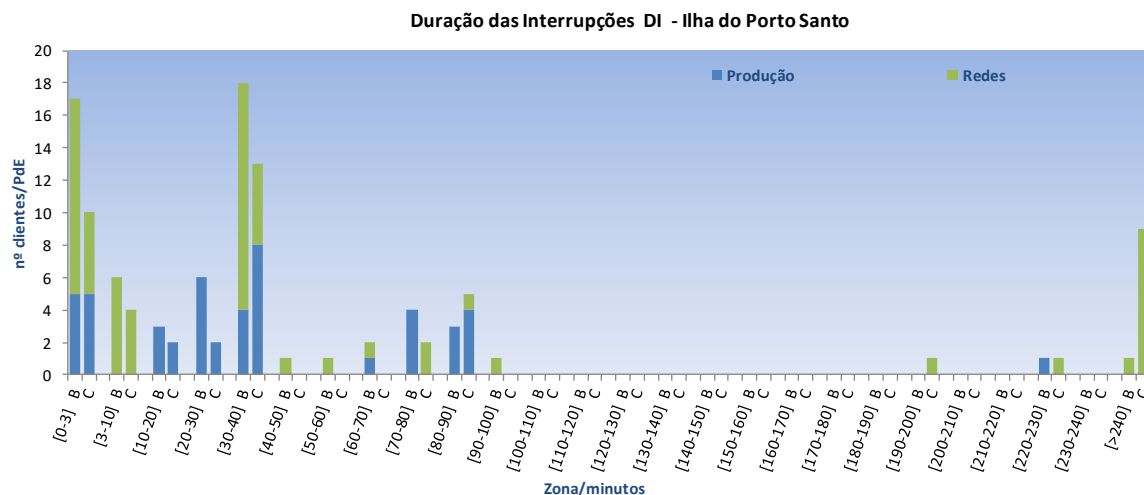
Nº de PdE's a compensar por incumprimento dos indicadores individuais - 2018				
			Nível de tensão	
			MT	
Ilha	Concelho	Zona	FI (nº)	DI (h)
Madeira	Funchal	A	-	1
		C	-	3
	Santana	C	-	1

Os gráficos seguintes, indicam a distribuição estatística dos indicadores individuais DI e FI, por intervalos de tempo e duração, por ilha.

Duração das interrupções – MT

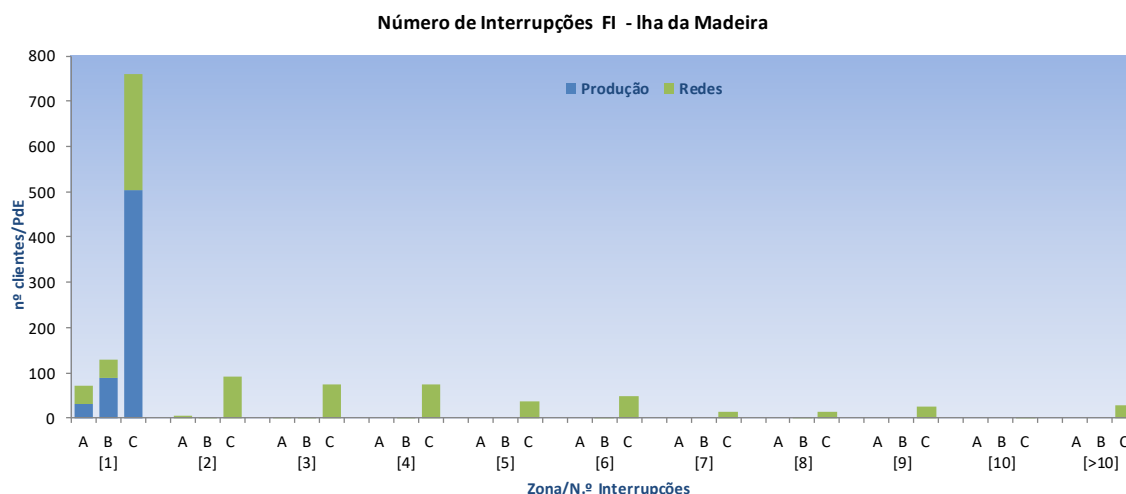


No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 62,5% dos PdE afetados tiveram interrupções com duração inferior 20 minutos, com maior predominância na zona C. Porém, 10,6% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

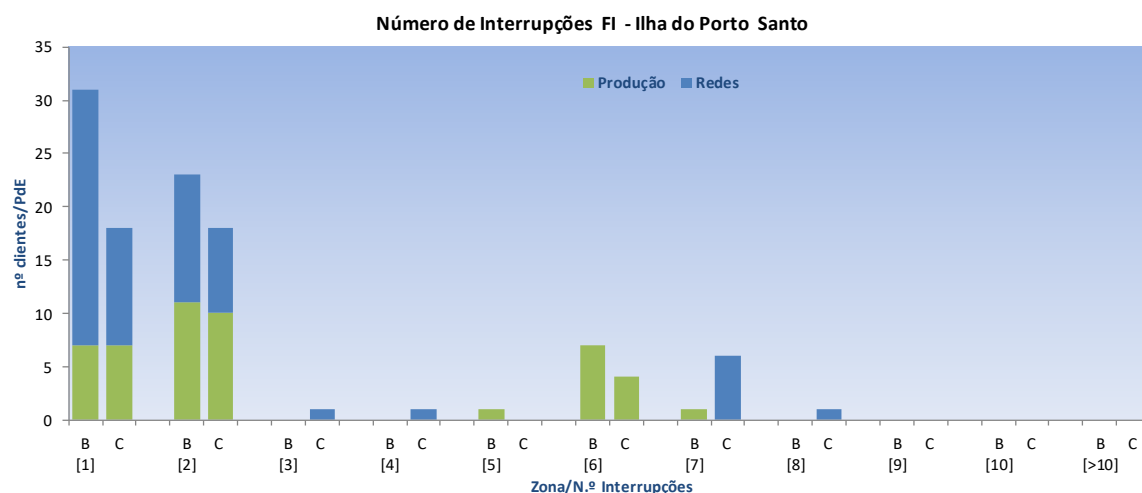


No caso da ilha do Porto Santo, 44,2% dos clientes afetados tiveram interrupções com duração inferior 30 minutos. Contudo, 8,8% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

Número de interrupções - MT



Na ilha da Madeira, cerca de 35,3% dos PdEs MT não foram afetados. No universo dos PdEs afetados 69,6% tiveram uma interrupção, por outro lado, apenas 2,0% dos PdE's da zona C tiveram mais de 10 interrupções.



No Porto Santo 77,5% dos PdEs foram afetados com pelo menos uma interrupção (acidentais + previstas). Destes, 43,8% tiveram apenas uma interrupção, tendo os restantes 56,3% PdE's até oito interrupções.

4.4 Continuidade de serviço - Rede de Distribuição BT

Os indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço, ao nível da baixa tensão são, conforme estipulado no RQS, os seguintes:

Indicadores gerais BT:

- Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI).

Indicadores individuais BT:

- Frequência das interrupções por PdE (FI);
- Duração total da interrupção por PdE (DI).

4.4.1 Indicadores gerais BT

Os indicadores gerais por origem, tipo e zona de qualidade de serviço (interrupções longas), constam nos quadros seguintes:

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - Ilha da Madeira - 2018							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (n.º)	0,09	-	0,16	-	-	0,07	0,32
SAIDI (minutos)	0,60	-	9,59	-	-	11,69	21,88
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	0,41	0,01	0,17	-	-	0,19	0,78
SAIDI (minutos)	4,18	0,05	12,96	-	-	18,69	35,89
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	0,48	0,14	0,65	-	0,02	0,26	1,55
SAIDI (minutos)	6,45	1,15	64,63	-	1,83	17,69	91,75
Total Ilha							
SAIFI BT (n.º)	0,36	0,08	0,44	-	0,01	0,20	1,09
SAIDI (minutos)	4,46	0,66	41,39	-	1,04	16,15	63,71

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - Ilha do Porto Santo - 2018							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	0,91	-	0,36	-	-	0,17	1,44
SAIDI (minutos)	13,55	-	13,74	-	-	13,41	40,71
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	1,05	-	0,63	-	-	0,51	2,19
SAIDI (minutos)	15,86	-	32,50	-	-	25,79	74,15
Total Ilha							
SAIFI BT (n.º)	0,97	-	0,47	-	-	0,31	1,75
SAIDI (minutos)	14,50	-	21,46	-	-	18,50	54,45

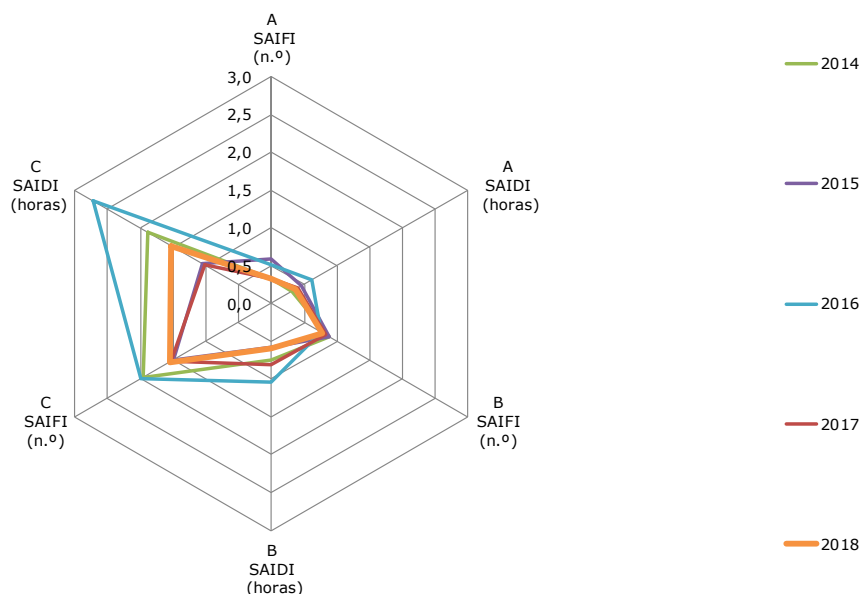
Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - RAM - 2018

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (n.º)	0,09	-	0,16	-	-	0,07	0,32
SAIDI (minutos)	0,60	-	9,59	-	-	11,69	21,88
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	0,48	0,01	0,19	-	-	0,19	0,86
SAIDI (minutos)	5,32	0,05	13,05	-	-	18,05	36,47
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	0,50	0,13	0,65	-	0,02	0,27	1,56
SAIDI (minutos)	6,68	1,12	63,84	-	1,79	17,89	91,32
Total RAM							
SAIFI BT (n.º)	0,38	0,08	0,44	-	0,01	0,20	1,11
SAIDI (minutos)	4,80	0,64	40,72	-	1,01	16,22	63,40

Neste nível de tensão, verifica-se que a repartição dos indicadores é semelhante à da MT, ou seja, a rede de distribuição com a maior contribuição para os valores registados seguido da produção, particularmente no caso da ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, a rede de distribuição e produção repartem a contribuição para os valores registados.

O gráfico seguinte traduz a evolução dos indicadores gerais, por zona de qualidade de serviço, referentes à ilha da Madeira, no período 2014-2018.

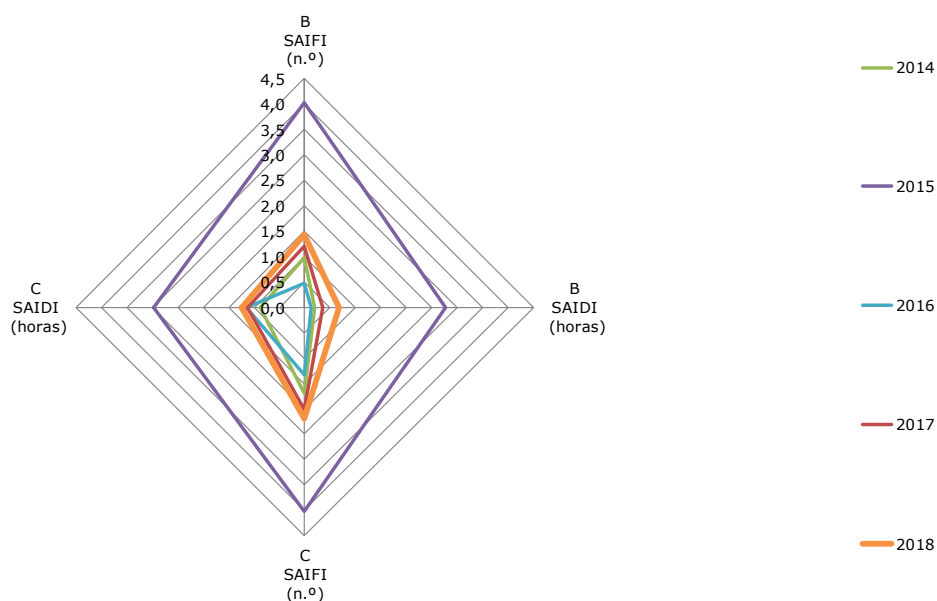
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - Ilha da Madeira



Em linha com o observado nos indicadores da rede de MT, também em BT, registaram-se valores ligeiramente superiores a 2017 em alguns indicadores, ainda assim dentro da média observada nos últimos anos.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais no período 2014-2018 é a indicada no gráfico seguinte.

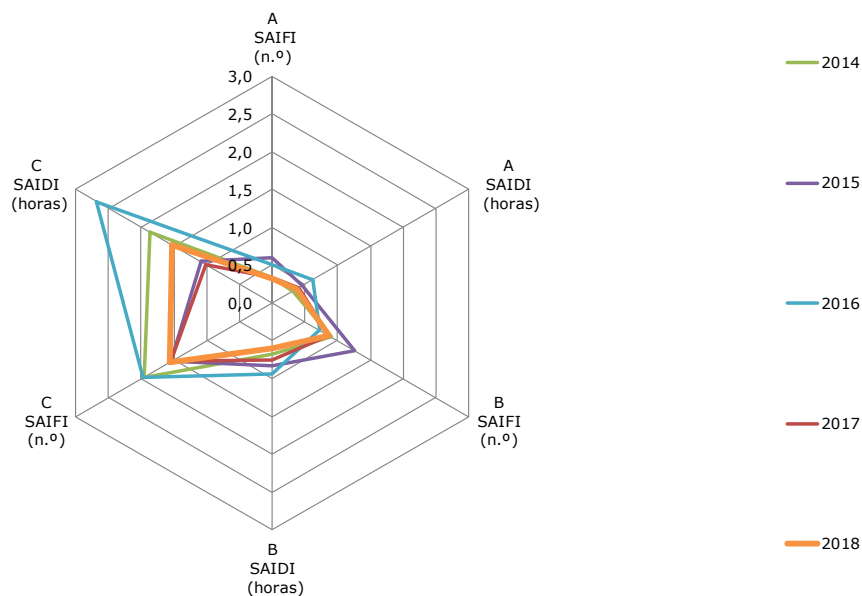
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - Ilha do Porto Santo



No caso desta ilha, os valores verificados ficaram ligeiramente acima dos de 2017, ainda assim mantendo o perfil dos últimos anos.

Na Região Autónoma da Madeira, a evolução dos indicadores gerais no período 2014-2018 é a indicada no gráfico seguinte.

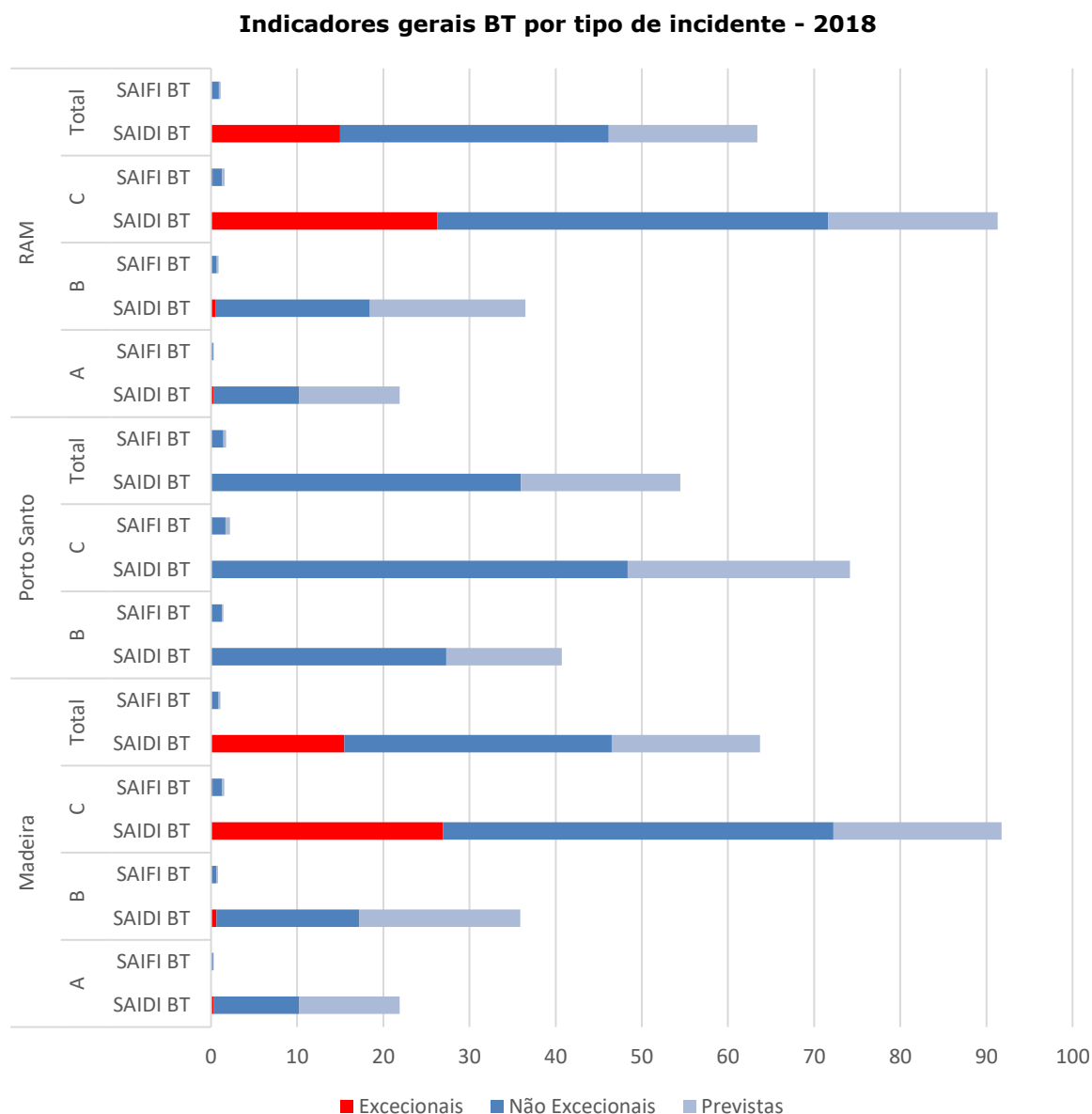
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - RAM



Observa-se um ligeiro aumento dos indicadores, principalmente ao nível do SAIDI. Apesar das interrupções com origem nas redes de distribuição serem as que representam maior peso nos indicadores, grande parte do aumento deve-se à contribuição das interrupções com origem na produção face ao ano anterior.

4.4.2 Indicadores gerais por tipo de incidente

No gráfico seguinte, salienta-se a influência do tipo de incidente nos resultados finais dos indicadores:

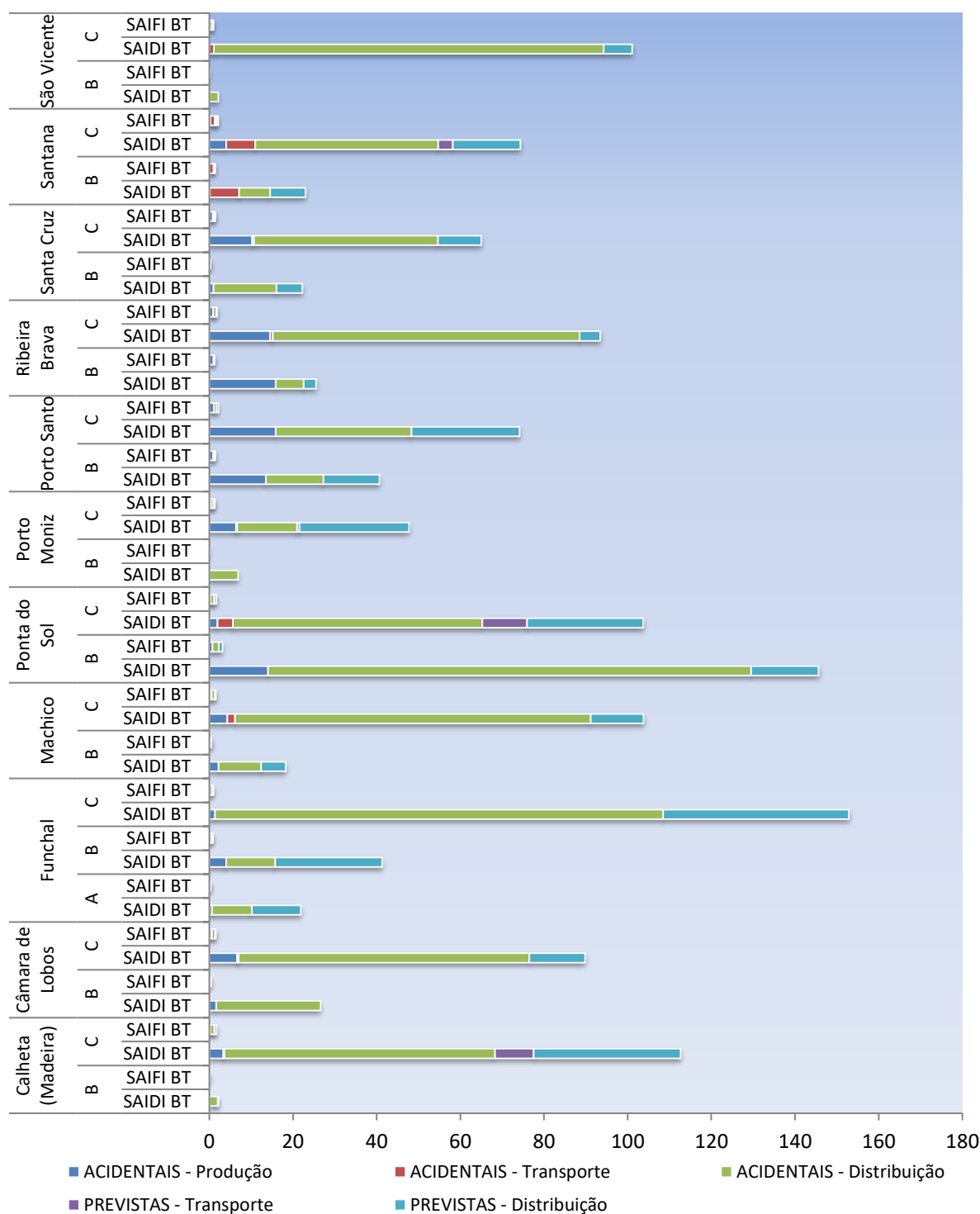


Da análise do gráfico anterior verifica-se que os eventos excecionais tiveram algum impacto sobre os indicadores da Madeira, correspondendo no caso do SAIDI e do SAIFI, a 24,3% e 10,0% do valor total, respetivamente. No caso do Porto Santo as interrupções não excecionais, com exceção das previstas, corresponderam a 66,0% e 82,2% dos indicadores SAIDI e SAIFI, respetivamente.

4.4.3 Indicadores gerais BT por concelho

Nos termos do número 3 do Artigo 109.º, os indicadores gerais BT por concelho são os seguintes:

Indicadores Gerais BT por concelho da RAM - 2018



Os melhores resultados foram verificados nos concelhos de Porto Moniz e Santa Cruz, enquanto os piores ocorreram na zona C do Funchal e e zona B da Ponta do Sol, sobretudo no indicador SAIDI BT.

4.4.4 Comparação com os valores padrão BT

Na tabela seguinte, indicam-se os indicadores gerais, para efeitos de comparação com os valores padrão, considerando apenas as interrupções superiores a 3 minutos, conforme definido no Artigo 24.º do RQS.

Indicadores gerais distribuição BT - Padrão - 2018						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI BT (n.º)	4	0,24	6	0,58	8	1,08
SAIDI (horas)	4	0,17	6	0,28	10	0,76
Porto Santo						
SAIFI BT (n.º)	4	N/A	6	1,27	8	1,68
SAIDI (horas)	4	N/A	6	0,45	10	0,81
Total RAM						
SAIFI BT (n.º)	3	0,24	5	0,66	7	1,10
SAIDI (horas)	3	0,17	5	0,30	8	0,76

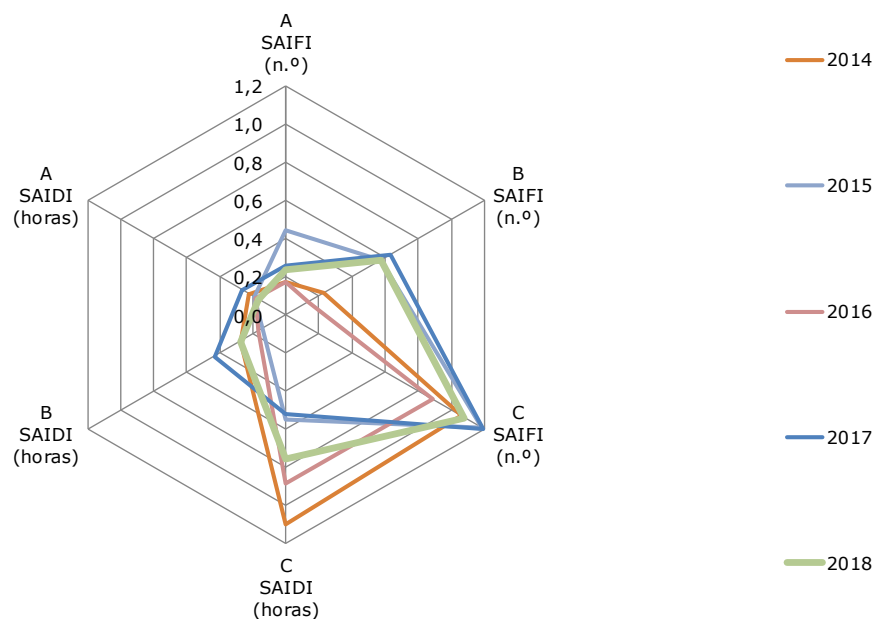
N/A - Não Aplicável

Para o apuramento destes indicadores são excluídas para além das interrupções previstas, as interrupções acidentais classificadas como eventos excepcionais pela ERSE (caso das fortuitas ou força maior) à semelhança do que acontece com a MT.

Da análise ao quadro, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores são claramente inferiores aos do padrão estabelecido no RQS. Na ilha da Madeira verifica-se, face a 2017, uma diminuição dos indicadores, com exceção do SAIDI da zona C. No caso do Porto Santo, assinala-se um aumento dos indicadores, a todos os níveis. Na RAM, os indicadores seguem a tendência verificada na ilha da Madeira como seria expectável, pois é a ilha com maior número de Pde's.

O gráfico seguinte permite caracterizar a evolução anual dos indicadores gerais BT, entre os anos de 2014 a 2018.

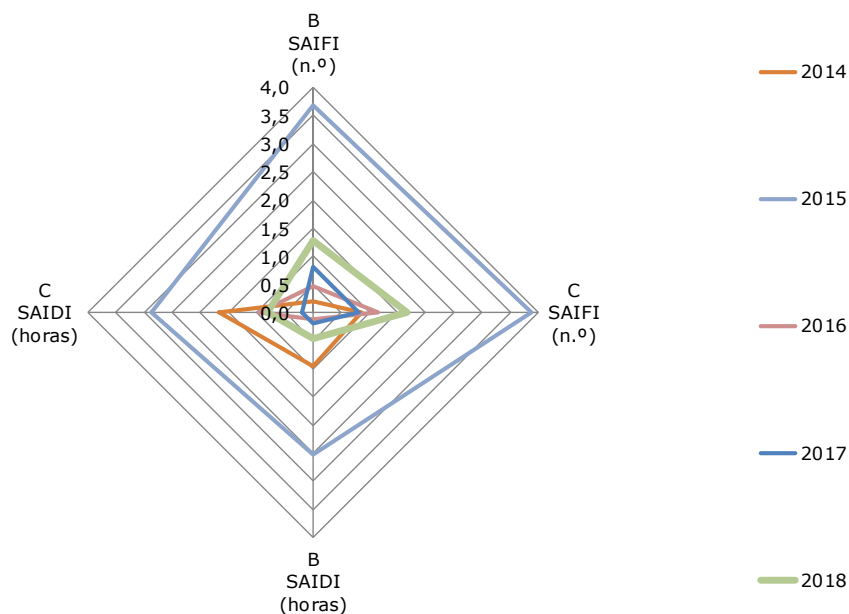
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição BT -Ilha da Madeira



Na ilha da Madeira, continuam a verificar-se melhorias nos indicadores, embora o SAIDI na zona C tenha aumentado face a 2017, apesar de se encontrar dentro da média dos valores históricos.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais, referente aos padrões BT, é a seguinte:

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição BT -Ilha do Porto Santo

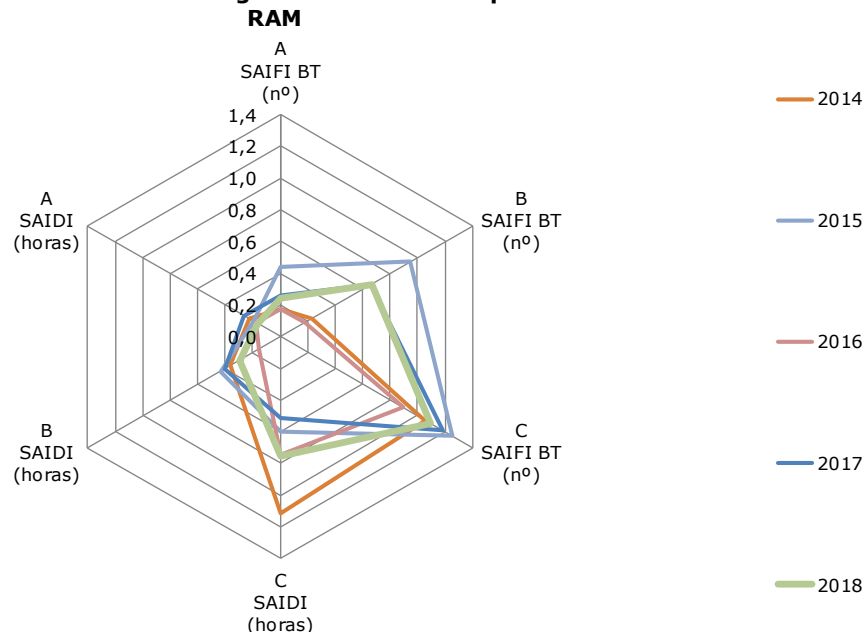


No caso desta ilha, ocorreu uma degradação dos indicadores comparativamente a 2017, mas, ainda assim, se mantém bom nível de continuidade de serviço. Os aumentos do verificados ficaram a dever-se a interrupções com origem na produção e na distribuição, contabilizando no SAIFI contabiliza-se 67,4% e 32,6% respetivamente. No que tange ao

SAIDI as interrupções com origem na distribuição e na produção são responsáveis por 40,3% e 59,7%, respetivamente.

Na RAM, a evolução é semelhante à observada na ilha da Madeira.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões BT



4.4.5 Indicadores individuais BT

O quadro seguinte sintetiza os indicadores individuais e a sua comparação com os valores padrão:

Indicadores individuais - estatística dos Pde superiores ao padrão da rede BT - 2018								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede BT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
Madeira	80 823	132 833			0,0%		229	0,2%
Zona A	8 568	37 648	10	-	0,0%	6	36	0,1%
Zona B	10 452	19 747	15	-	0,0%	10	25	0,1%
Zona C	61 803	75 438	25	-	0,0%	17	168	0,2%
Porto Santo	3 167	3 972			0,0%		-	0,0%
Zona B	2 004	2 311	15	-	0,0%	10	-	0,0%
Zona C	1 163	1 661	25	-	0,0%	17	-	0,0%

* em 31 de Dezembro de 2018

Como é possível verificar, na ilha da Madeira, a Duração das Interrupções (DI) excede o padrão em 229 PdE's, dos quais: 36 na zona A, 25 na zona B e 168 na zona C de qualidade de serviço. Na ilha do Porto Santo, não se verificou qualquer violação dos padrões individuais.

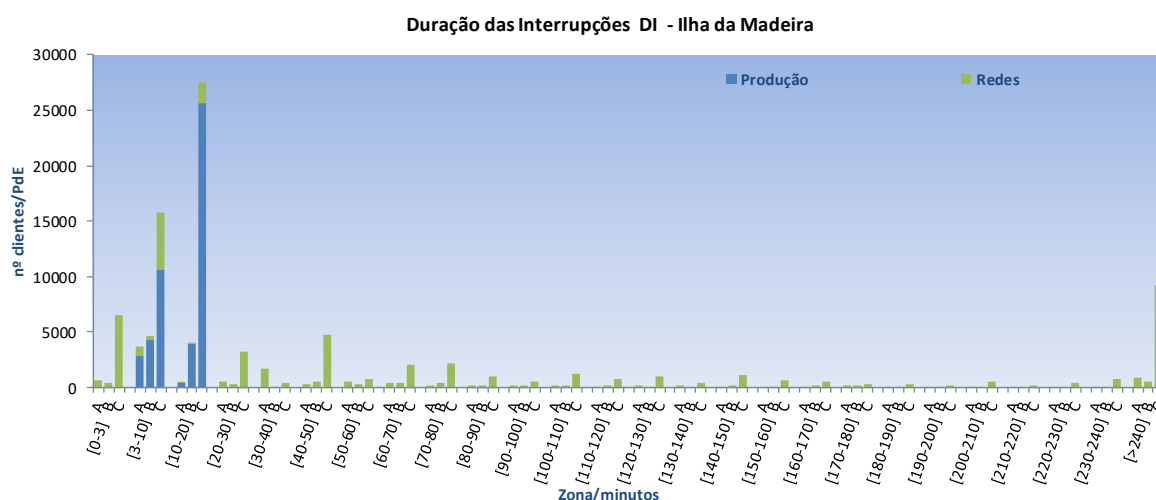
No quadro seguinte, detalha-se o número de PdE's sujeitos a compensações por incumprimento dos padrões individuais.

Nº de PdE's a compensar por incumprimento dos indicadores individuais - 2018

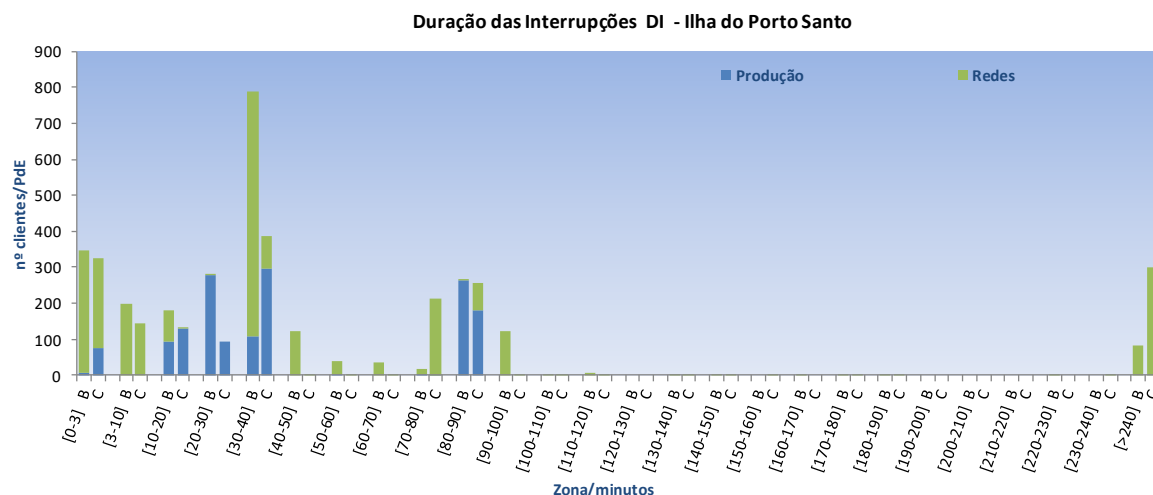
Ilha	Concelho	Zona	Nível de tensão			
			BTE		BTN	
			FI (nº)	DI (h)	FI (nº)	DI (h)
Madeira	Câmara de Lobos	B	-	-	-	1
		C	-	-	-	64
	Funchal	A	-	1	-	35
		B	-	-	-	23
		C	-	1	-	22
	Ribeira Brava	C	-	-	-	1
	Santa Cruz	B	-	-	-	1
		C	-	-	-	73
	Santana	C	-	-	-	7

De referir que, das 229 compensações apenas 2 correspondem ao nível de tensão BTE, sendo as restantes BTN, e apenas por incumprimento da duração (DI) das interrupções. Este registo, representa um aumento significativo do número de compensações em comparação com o ano de 2017, o qual fica a dever-se, em grande parte, a situações de fenómenos atmosféricos adversos, que não resultaram em eventos excecionais, associados a grande volume de avarias, num curto período de tempo.

Os gráficos seguintes indicam a distribuição estatística dos indicadores individuais DI e FI, por intervalos de tempo e duração e por ilha. Os dados estão agrupados por origem das interrupções, sem distinção do tipo acidental ou programada.

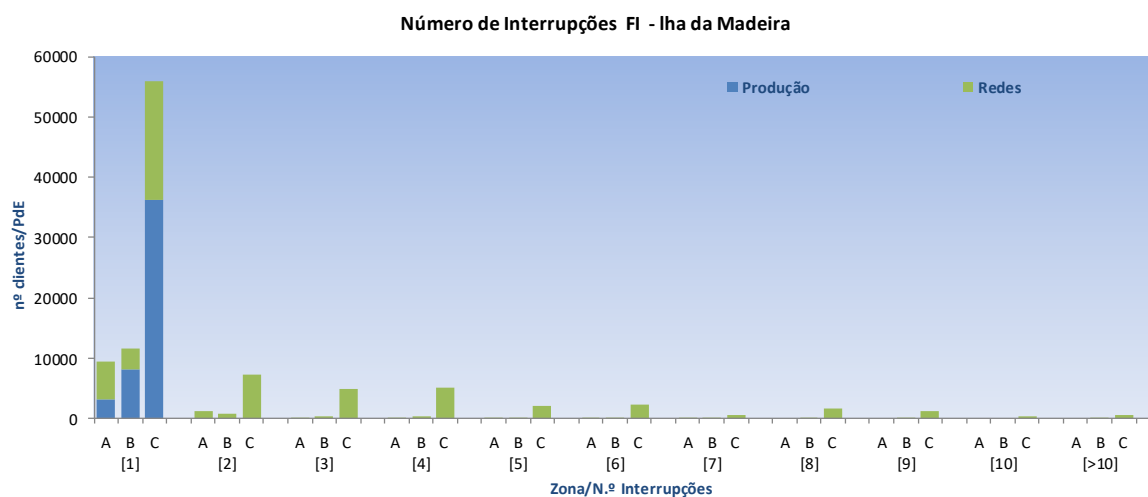
Duração das interrupções - BT

No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 63,4% dos clientes BT afetados tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos, com maior preponderância na zona C. Por outro lado, apenas 10,0% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

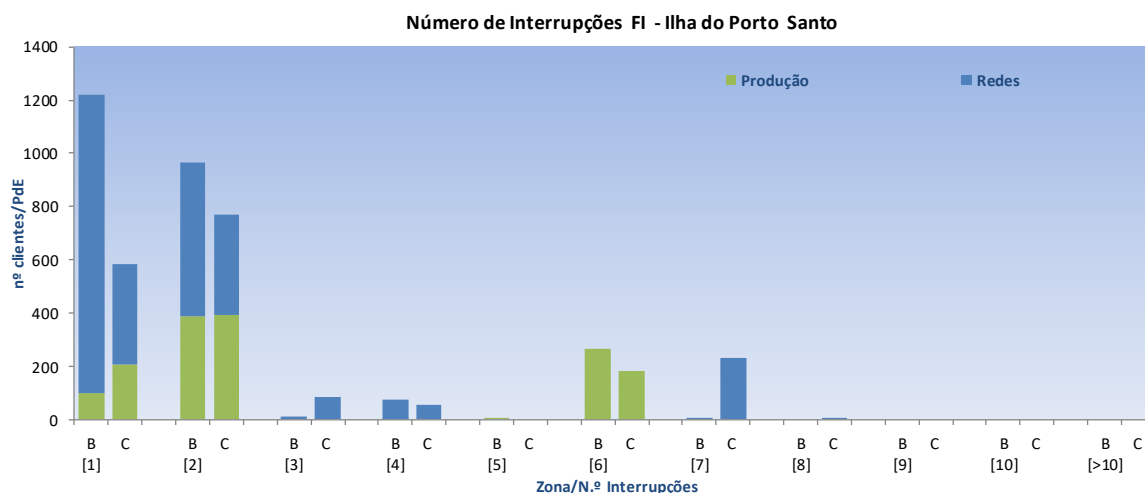


No caso da ilha do Porto Santo, 38,9% clientes BT afetados tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos, enquanto apenas 8,7% dos clientes experimentaram interrupções superiores a 240 minutos.

Número de interrupções - BT



Na ilha da Madeira, 72,1% dos PdE afetados em BT tiveram apenas uma interrupção, 86,2% até três interrupções e os restantes 13,8% quatro ou mais interrupções.



Na ilha do Porto Santo, 79,6% dos PdE afetados em BT tiveram até duas interrupções, enquanto 20% registaram três a oito interrupções.

4.5 Incidentes mais significativos

Nos pontos seguintes indicam-se as interrupções acidentais de maior relevância com origem na produção e nas redes, para as ilhas da Madeira e Porto Santo. O critério de ordenação foi o maior valor da END (50% do valor limite para ser considerado incidente de grande e impacto).

4.5.1 Ilha da Madeira

Incidente de 28 de fevereiro de 2018 (178681)

Incidente com origem na rede de Media Tensão (MT), originando o disparo por proteção da terra de uma das saídas de 30kV da subestação do Palheiro Ferreiro, ficando interrompidos 7 PT's. Esta avaria ficou a dever-se a condições atmosféricas extremas, associadas à depressão EMMA que assolou o arquipélago da Madeira, caracterizado por ventos de forte intensidade, que acabaram por danificar uma linha aérea. A elevada duração desta interrupção, ficou a dever-se, sobretudo, ao facto de não ser possível as equipas de intervenção procederem à sua reparação, só sendo possível no dia seguinte após a melhoria das condições atmosféricas. Com início às 18h11 o incidente foi classificado com a Causa/Sub-Causa: "Força Maior- Naturais Extremas" e afetou 16 clientes, resultando numa END de 9,7MWh, um de SAIDI de 7,2 minutos e um SAIFI de 0,004 interrupções. Foi requerido à ERSE a classificação deste incidente como evento excecional, merecendo o parecer positivo.

Incidente de 14 de abril de 2018 (180521)

Esta interrupção teve origem na produção, mais propriamente na Central Térmica do Caniçal (CTC), onde ocorreu uma avaria que provocou o disparo de 3 grupos geradores da Central. Esta perda de produção, originou ao deslastre de diversas saídas de subestações por sub-frequência, tendo sido repostos o fornecimento destas, de forma gradual, de acordo com a disponibilidade da produção. Teve início às 21h07 e foram

afetados pelo incidente 36.284 clientes, resultando numa END de 7,5 MWh, com um SAIFI e SAIDI de 0,37 e 4,87, respetivamente. O incidente foi classificado como "Razões de Segurança (RRC)".

Incidente de 28 de fevereiro de 2018 (178722)

Com início às 22h06, esta interrupção foi originada por uma avaria na rede distribuição MT (6,6kV), mais concretamente numa linha aérea, exposta ao vento de intensidade excecional associado à depressão EMMA, a qual acabou por partir. Uma vez mais e devido às condições atmosféricas adversas de vento e chuva intensa, só foi possível repor toda a energia no dia seguinte quando estavam reunidas as condições mínimas para as equipas de reparação intervirem. Afetou 438 clientes, originando uma END 5,8 MWh, um SAIDI de 6,1 minutos e um SAIFI 0,01 interrupções. O incidente foi classificado com a causa "Força Maior- Naturais Extremas", merecendo a classificação como evento excecional, pela ERSE, após solicitação da EEM.

Incidente de 1 de março de 2018 (178882)

Interrupção às 18h23 com origem na rede de MT (6,6kV), relacionada com as condições atmosféricas excecionais associadas à depressão EMMA, que se caracterizaram por vento e chuva intensa. A avaria foi localizada no PT aéreo denominado Poiso, e provocou o disparo da saída C06 da subestação do Palheiro Ferreiro, interrompendo 439 clientes alimentados pela referida saída. A reposição foi parcial, ficando o PT com avaria para o dia seguinte, pois não estavam reunidas condições de segurança a reparação durante a noite devido às condições atmosféricas que ainda se faziam sentir. Causou uma END de 5,5 MWh com um SAIDI e SAIFI de 4,9 minutos e 0,01 interrupções. A interrupção foi classificada como "Força Maior- Naturais Extremas", tendo sido requerido à ERSE a sua classificação como evento excecional, tendo vindo a merecer apreciação positiva.

Incidente de 2 de fevereiro de 2018 (176918)

Incidente com início às 17h28 e origem na rede área de MT (6,6kV), afetou 406 clientes. A avaria foi localizada num isolador na transição cabo torçada/condutor nu, mais propriamente num isolador. Uma vez mais e atendendo às condições atmosféricas verificadas, a energia foi reposta parcialmente até onde foi possível isolar o defeito, ficando a reparação para o dia seguinte. Na altura da ocorrência da interrupção verificava-se vento forte no local, embora não existam registos, motivo pelo o qual a interrupção foi classificada como "Próprias-Fenómenos Atmosféricos/Naturais". Deu origem a uma END igual a 5,3 MWh, e um SAIDI e SAIFI de 4,3 minutos e 0,01 interrupções.

4.5.2 Ilha do Porto Santo

Na ilha do Porto Santo, em 2018, ocorreram os seguintes incidentes de maior relevância:

Incidente de 30 de julho de 2018 (183309)

Interrupção com origem na produção, mais concretamente na Central Térmica do Porto Santo, devido a uma avaria no grupo 3 que provocou a perda de produção e consequente o deslastre automático de uma das saídas da subestação da Vila baleira por sub-frequência. A reposição mais demorada ficou a dever-se a uma avaria das cartas de

comando e controlo (SPCC), da subestação, que não sinalizou a abertura da saída. Com início às 14h07 afetou um único cliente de média tensão originado uma END de 0,85 MWh, um SAIDI de 1,67 minutos e um SAIFI de 0,01 interrupções. Por este motivo foi classificado como “Razões de Segurança”.

4.6 Incidentes grande impacto

No ano de 2018 não foram registados incidentes de grande impacto. No entanto, existiram incidentes significativos, alguns dos quais referidos no capítulo anterior.

5 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

5.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo caracterizar a qualidade da onda de tensão nos diversos níveis de tensão (AT, MT e BT), com base em 27 pontos de monitorização previamente selecionados pela EEM e submetidos a aprovação da ERSE sobre a forma de um plano de monitorização. A monitorização da qualidade da onda de tensão teve em conta os limites estabelecidos pela norma NP EN50160 que define, descreve e especifica as características da tensão de alimentação tais como:

- Frequência;
- Amplitude do valor eficaz da tensão;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica;
- Tremulação (*Flicker*);
- Eventos de tensão, mais concretamente cavas de tensão e sobretensões.

Em regime de funcionamento normal, estas características estão sujeitas a variações devidas a modificações da carga da rede, a perturbações emitidas por determinados equipamentos e pelo aparecimento de defeitos, causados maioritariamente por causas externas, tais como, fenómenos atmosféricos ou ação de terceiros.

As características variam de forma aleatória, tanto no tempo num dado ponto de entrega, como no espaço num dado instante. Por motivo destas variações, os valores das referidas características podem ser excedidos num pequeno número de ocasiões.

Algumas das características estão sujeitas a fenómenos imprevisíveis, de tal modo que é impossível indicar valores precisos das características correspondentes, como o caso das cavas de tensão e das sobretensões.

5.2 Sumário

O plano de monitorização aprovado para o biénio 2017/2018 e implementado pela EEM, contemplou, para 2018, a realização de medições anuais em 13 pontos fixos, 11 dos quais na ilha da Madeira e 2 na Ilha do Porto Santo. Os restantes 5 equipamentos móveis instalados ao nível da Baixa Tensão (BT), possibilitaram medições em 10 pontos de monitorização, como resultado da realização de campanhas semestrais. A distribuição destes equipamentos pelos vários níveis de tensão permitiu a monitorização da qualidade da onda de tensão em 27 pontos de entrega (PdE) distintos.

A taxa de conformidade geral¹, foi de 99,5% para a ilha da Madeira, e de 99,5% para a ilha do Porto Santo.

A avaliação dos dados obtidos das campanhas realizadas, permite afirmar que, regra geral, as condições estipuladas pela NP EN 50160 e pelo Regulamento da Qualidade de Serviço estão a ser cumpridas ao nível dos fenómenos contínuos, tendo-se registado um aumento significativo ao nível dos eventos de tensão face ano anterior, na sua maioria devido a condições atmosféricas que se fizeram sentir durante alguns períodos do ano, associados a fenómenos atmosféricos de grande relevância, associados a depressões. Na

¹ - Representa as semanas monitorizadas conformes, relativamente à totalidade das semanas monitorizadas. Uma semana é considerada incompleta é descartada caso o número de intervalos registados seja inferior a 95,0% do número de intervalos previstos para uma semana;

ilha do Porto Santo o número de eventos diminuiu. Contudo, foram registadas algumas inconformidades em algumas semanas, conforme abaixo sintetizado:

- Tremulação – Nos pontos monitorizados não foram verificados valores fora dos limites regulamentares;
- Desequilíbrio de fases – Todos os pontos de monitorização registaram valores abaixo dos limites normativos;
- Amplitude da tensão – Foram registados valores acima do limite em dois pontos de monitorização na BT;
- Frequência – Todos os pontos de monitorização registaram valores de acordo com a norma;
- Distorção harmónica – Dos pontos sujeitos a monitorização não foram verificados valores desta grandeza fora dos limites;
- Cavas e sobretensões – 80,8% das cavas de tensão no ano de 2018 apresentaram uma duração inferior ou igual a 200 milissegundos e 81,9% um afundamento do valor eficaz da tensão entre os 90,0% e os 70,0%;
- Em relação às sobretensões, foram registados 2 eventos deste tipo na ilha da Madeira.

No anexo IV, apresentam-se os casos mais desfavoráveis verificados na qualidade da onda de tensão, indicando-se o valor máximo registado da pior semana, dependendo dos limites atingidos, com exceção das cavas e sobretensões que correspondem a valores anuais, no caso das subestações e, semestrais, no caso dos PdE's de BT, exceto o PT do Porto Santo.

5.3 Plano de monitorização

O plano bianual executado no ano de 2018 contemplou a realização de medições em 17 pontos de entrega fixos anuais (com 13 equipamentos) e 10 móveis semestrais. Em relação à distribuição dos pontos de monitorização, esta segue a metodologia estabelecida, cumprindo assim a metodologia aprovada dos anos anteriores.

No ano de 2018 a monitorização da Qualidade da Onda de Tensão contou na ilha da Madeira com 3 equipamentos ao nível dos 60kV, 6 ao nível dos 30kV e 5 ao nível dos 6,6kV, com campanhas de duração anual. Ao nível da rede BT foram utilizados 5 equipamentos móveis, com campanhas semestrais que cobriram todos os concelhos da ilha. No Porto Santo foram instalados dois equipamentos, ambos com campanhas anuais, um colocado ao nível dos 6,6kV, e outro ao nível da rede BT.

No quadro seguinte, assinala-se a localização desses pontos e a sua distribuição, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização para 2017/2018:

Monitorização da Qualidade de Onda de Tensão - 2018

Instalação	Código	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Zona Geográfica
			60	30	6,6	0,4	
Ilha da Madeira*			3	7	5	10	
Subestação do Caniçal	SE CNL	60 e 6,6	x				Este
Subestação da Vitória 60kV	SE VTO	60	x				Este
Subestação Pedra Mole 60kV	SE PMO(60kV)	60 e 30	x				Oeste
Subestação Pedra Mole 30kV	SE PMO(30kV)	60 e 30		x			Oeste
Subestação Prazeres 30kV	SE PRZ(30kV)	30 e 6,6		x			Oeste
Subestação Ribeira Janela 30kV	SE RDJ(30kV)	30 e 6,6		x			Norte
Subestação Lombo Doutor	SE LDR	60 e 30		x			Oeste
Subestação Vitória 30kV(Barr 1)	SE CTV1	30 e 6,6		x			Este
Subestação Vitória 30kV(Barr 2)	SE CTV2	30 e 6,6		x			Este
Subestação Palheiro Ferreiro	SE PFE	60, 30 e 6,6		x			Este
Subestação São Vicente	SE SVC	30 e 6,6			x		Norte
Subestação Palheiro Ferreiro	SE PFE	60, 30 e 6,6			x		Este
Subestação Prazeres 6,6kV	SE PRZ(6,6kV)	30 e 6,6			x		Oeste
Subestação Ribeira Janela 6,6kV	SE RDJ(6,6kV)	30 e 6,6			x		Norte
Subestação Calheta 30kV	SE CTS	30 e 6,6			x		Oeste
P.T. de Calheta	C-AC-005	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Câmara de Lobos	CL-ECL-003	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Funchal	F-M-032	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Machico	MX-MX-023	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Santa Cruz	SC-C-065	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. do Porto Moniz	PM-RJ-002	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de Ponta do Sol	PS-CA-010	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Santana	ST-SJ-002	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de São Vicente	SV-PD-014	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de Ribeira Brava	RB-SA-013	6,6 e 0,4				x	Oeste
Ilha do Porto Santo*			0	0	1	1	
Subestação Central Térmica	SE CNP	30 e 6,6			x		Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-032	6,6 e 0,4				x	Centro
Total RAM*			3	7	6	11	

*Nº total de pontos de medida

As taxas de cumprimento do plano de monitorização² atingiram 93,5% e 86,9% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respetivamente.

O incumprimento do previsto no plano ficou a dever-se a várias causas, tais como: anomalias/avarias verificadas em alguns equipamentos (2 subestações); problemas de comunicação (4 PT's) e ausência de registos de intervalos do Pst em vários pontos que originaram a anulação do Plt(2h) para o mesmo período, resultando em alguns dos casos na ausência de dados suficientes para a aprovação das semanas; atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para os novos pontos de monitorização, mais demorada na ilha do Porto Santo. Ao nível da rede BT, também

² - Relação das semanas efetivamente monitorizadas, pelas semanas previstas: 52 semanas por ano e 26 por semestre. É difícil cumprir o previsto devido à logística necessária;

se verificaram algumas dificuldades para cumprir a totalidade do plano, uma vez que são sempre perdidas semanas com a rotação dos equipamentos para novas localizações, habitualmente duas semanas, apesar da EEM tentar realizar estas operações o mais rapidamente possível.

5.4 Distorção harmónica

Em 2018, ao nível da distorção harmónica total (THD) não foram ultrapassados os limites (8% da tensão de alimentação). O THD apresentou valores de máximos de 5,6%. Não se registam não conformidades nas harmónicas individuais.

5.5 Tremulação (*flicker*)

Todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores semanais abaixo dos limites regulamentares ($Plt=Pst=1$). Verifica-se também que, o Plt possui em alguns pontos de entrega o número de semanas monitorizadas inferior às restantes grandezas. Esta diferença resulta do facto de não existirem registos de intervalos de Pst válidos e uma vez que esta grandeza (Plt) é calculada com base no Pst, o Plt acaba sendo também invalidado em consequência da ausência³ de dados para esta grandeza. Em média o Plt registou valores na ordem dos 0,4.

5.6 Desequilíbrio de fases

Nas campanhas efetuadas na ilha da Madeira e do Porto Santo não se detetaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2,0%), tendo-se verificado valores de máximos de 0,88%.

5.7 Valor eficaz da tensão

Em condições de funcionamento normal, no que diz respeito à variação na amplitude do valor eficaz da tensão, esta deverá manter-se entre os limites de $\pm 10,0\%$ da tensão declarada. Foram registadas não conformidades em dois pontos de monitorização BT. Trataram-se de situações pontuais que foram regularizadas com o ajuste da tomada dos transformadores dos postos de transformação locais.

5.8 Frequência

A variação máxima semanal da frequência registada, no percentil 95, foi de 0,8% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, cumprindo com o estipulado na norma EN NP50160 para sistemas sem interligação ou isolados, que limita a variação a $\pm 2,0\%$ do valor médio da frequência fundamental.

³ - As semanas com o número de intervalos registados inferior a 95% são invalidadas por não possuírem dados considerados suficientes para reproduzir o que ocorreu na semana em análise.

5.9 Cavas de tensão

No que diz respeito a este tipo de evento, em 2018 verificou-se um aumento significativo do número de cavas na ilha da Madeira, de cerca de 268,0% quando comparado com o período homólogo de 2017. Já no caso do Porto Santo registou-se uma diminuição no número de cavas, com uma variação de -50,0%.

De seguida apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas no ano de 2018, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

60 kV:

- Nos três pontos monitorizados foram registadas 47 cavas de tensão;
- 53,2% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 27,7% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%.

30 kV:

- O número total de cavas registadas nos três pontos de monitorização foi de 249;
- 88,4% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%;
- 10,0% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%.

6,6 kV:

- Nos pontos de monitorização deste nível de tensão, o número total de cavas registadas foi de 207;
- 86,5% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%;
- 12,1% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%.

BT: 230/400V:

- O número total de cavas registadas no conjunto dos 10 pontos de monitorização, ao nível da rede BT, foi de 119;
- 52,9% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 32,8% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

No caso da ilha do Porto Santo as cavas registadas por nível de tensão é a seguinte:

6,6 kV:

- Foram registadas 3 cavas de tensão na SE da Central Térmica;
- 33,3% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 66,7% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 1000 milissegundos e um afundamento inferior a 20%.

BT: 230/400V:

- Neste nível de tensão registaram-se 9 cavas de tensão.
- 55,6% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20%;
- 22,2% das cavas apresentaram uma duração entre 200 a 1000 milissegundos e um afundamento inferior a 20%.

5.10 Sobreensões

Durante o ano de 2018 registaram-se 2 eventos deste tipo na ilha da Madeira na rede BT, enquanto na ilha do Porto Santo não foi registado nenhum evento deste tipo.

As sobreensões verificadas em 2018 apresentaram uma duração entre 10 a 3000 milissegundos e um incremento inferior 22,5%.

O quadro seguinte apresenta por ilha e por nível de tensão, a síntese da conformidade das medições efetuadas.

Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão - 2018													
Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes							
						Tensão	Tremulação	Desequi- líbrio	Harmónicos				Frequên- cia
		60	30	6,6	0,4		Plt		3º	5º	7º	THD	
Ilha da Madeira													
SE CNL	A	60 e 6,6	x			52 / 52	51 / 51	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
SE VTO	A	60	x			49 / 49	48 / 48	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49
SE PMO(60kV)	A	60 e 30	x			50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
SE PMO(30kV)	A	60 e 30		x		50 / 50	49 / 49	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
SE PRZ(30kV)	A	30 e 6,6		x		48 / 48	45 / 45	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	49 / 49
SE RDJ(30kV)	A	30 e 6,6		x		47 / 47	46 / 46	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47
SE LDR	A	60 e 30		x		50 / 50	47 / 47	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
SE CTV1	A	30 e 6,6		x		52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
SE CTV2	A	30 e 6,6		x		52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
SE PFE	A	60, 30 e 6,6		x		49 / 49	48 / 48	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49	49 / 49
SE SVC	A	30 e 6,6			x	51 / 51	50 / 50	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
SE PFE	A	60, 30 e 6,6			x	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48
SE PRZ(6,6kV)	A	30 e 6,6			x	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48	49 / 49
SE RDJ(6,6kV)	A	30 e 6,6			x	47 / 47	45 / 45	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47	47 / 47
SE CTS	A	30 e 6,6			x	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
C-AC-005	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	24 / 24	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
CL-ECL-003	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	23 / 23
F-M-032	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	23 / 23	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
MX-MX-023	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	23 / 23	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
SC-C-065	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	24 / 24	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
PM-RJ-002	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
PS-CA-010	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	23 / 23	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
ST-SJ-002	S	6,6 e 0,4			x	25 / 7	6 / 6	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18	24 / 24
SV-PD-014	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	23 / 23
RB-SA-013	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	22 / 22	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
Ilha do Porto Santo													
SE CNP	A	30 e 6,6			x	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44
PST-PST-032	A	6,6 e 0,4			x	48 / 44	45 / 45	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	48 / 48

Semanas não conformes A - Anual S - Semestral

5.11 Síntese

Assumindo que a disposição dos pontos de monitorização medidos é representativa do comportamento da rede e da evolução das grandezas durante o período da campanha, acrescido do facto de que as taxas de realização do plano de monitorização foram de 93%, podemos concluir que as redes das ilhas da Madeira e Porto Santo:

- apresentaram níveis médios aceitáveis da qualidade da onda de tensão;
- cumprem, na generalidade dos pontos monitorizados, os limites regulamentares, salvo algumas exceções, e de forma descontinuada, com regularização ainda durante o decorrer das campanhas;
- que os desvios em relação aos limites normativos foram pouco significativos.

Assim, podemos afirmar que na generalidade, estão a ser cumpridas as condições estipuladas pela norma NP EN 50160, inferindo-se para toda a Região Autónoma da Madeira um nível adequado de qualidade de onda de tensão.

5.12 Principais melhorias na monitorização da qualidade da onda de tensão

Os processos já implementados de obtenção da correlação causa/efeito permitiram a deteção de valores elevados da amplitude da tensão, caso dos PTs do Porto Santo e São Vicente, que originou a tomada de medidas preventivas na rede, com a regulação do transformador local, normalizando assim a tensão.

Com entrada em serviço em 2017 da subestação dos Prazeres e remodelação da subestação da Ribeira da Janela, foi possível em 2018 contar novos pontos de monitorização nos níveis 30 e 6,6kV, aumentando a cobertura da monitorização da qualidade de energia elétrica no SEPM.

Com a remodelação da subestação do Amparo e do Lombo do Doutor iniciadas em 2018, prevê-se, a curto prazo, a disponibilidade de novos pontos de monitorização fixos, dando continuidade ao compromisso assumido de instalação de novos equipamentos aquando de intervenções significativas nas subestações.

6 QUALIDADE COMERCIAL

6.1 Introdução

O ano de 2018 foi um ano de adaptação e reestruturação de procedimentos de modo a garantir a conformidade dos serviços da EEM com os novos indicadores comerciais introduzidos pelo Regulamento 629/2017, aprovado pela ERSE na sequência da 61.^a Consulta Pública, a 04/10/2017. A Qualidade Comercial não foi exceção e no seguimento deste novo Regulamento foram alteradas diversas metodologias e indicadores de análise de performance. Dado que no ano de 2017 vigorava uma versão anterior do Regulamento, não será possível apresentar uma comparação com o ano homólogo para a vasta maioria das análises efetuadas neste relatório.

No âmbito da Qualidade Comercial a EEM adotou esforços no sentido de garantir, não só o cumprimento do Regulamento, mas também de providenciar aos seus clientes um serviço eficaz e de qualidade. Para o ano de 2019 a EEM pretende manter a sua aposta no esforço contínuo de melhoria da qualidade dos seus serviços, de forma a manter o cumprimento dos padrões de qualidade definidos assim como a satisfação dos seus clientes.

6.2 Inquérito de satisfação dos clientes

Na área dos Serviços de Inspeção e Aparelhos de Medição (SIAM), à semelhança do ano anterior, procedeu-se a um inquérito telefónico, a 198 clientes, selecionados de forma aleatória, sendo o critério de avaliação escolhido entre “bom”, “satisfaz” e “fraco”, conforme abaixo apresentado:

Inquérito de satisfação dos clientes - SIAM										
Questão	Bom		Satisfaz		Fraco		N/R		Total	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Rapidez na resposta	101	167	94	26	0	2	0	3	195	198
Cumprimentos dos prazos combinados	104	165	91	28	0	2	0	3	195	198
Qualidade do serviço prestado	105	163	89	30	1	2	0	3	195	198
Postura dos nossos técnicos	101	160	92	30	2	3	0	5	195	198
Satisfação (%)	52,7%	82,7%	46,9%	14,4%	0,4%	1,1%	0,0%	1,8%	100,0%	100,0%

Na avaliação às questões apresentadas, verificamos que, a classificação relativa aos serviços prestados pelo SIAM, foi na sua maioria, respondida com a nota “Bom”, representando cerca de 82,7% dos inquiridos (52,7% no ano 2017). As questões apresentadas neste inquérito incidiram sobre a rapidez na resposta aos pedidos efetuados pelos clientes, o cumprimento dos prazos acordados entre a EEM e o cliente, a qualidade do serviço apresentado e a postura dos técnicos afetos a estes serviços.

6.3 Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial

De forma a permitir uma avaliação clara e objetiva da qualidade de um serviço, o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico define indicadores gerais e individuais com respetivos padrões de cumprimento.

Os indicadores gerais da Qualidade de Serviço Comercial aplicáveis à EEM, tal como estipulado nos Artigos 49.º, 53.º, 55.º, 57.º e 82.º do RQS, são os seguintes:

- Percentagem de atendimentos presenciais, com tempo de espera até 20 minutos: Sem padrão;
- Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, com tempos de espera até 60 segundos: 85%;
- Percentagem de atendimentos telefónicos comerciais, com tempos de espera até 60 segundos: 85%;
- Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, com resposta até 15 dias úteis: 90%;
- Tempo médio de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito: Sem padrão;
- Percentagem de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias (frequência de leituras): 92%.

De seguida são apresentados os resultados da EEM para o ano de 2018, no que diz respeito aos indicadores gerais de Qualidade de Serviço.

Indicadores gerais de Qualidade de Serviço Comercial		
	Padrão	2018
Percentagem de atendimentos presenciais, com tempo de espera até 20 minutos	Sem padrão	95,1%
Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, com tempos de espera até 60 segundos	85%	82,1%
Percentagem de atendimentos telefónicos comerciais, com tempos de espera até 60 segundos	85%	91,0%
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, com resposta até 15 dias úteis	90%	99,5%
Tempo médio de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito	Sem padrão	0,43
Percentagem de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias (frequência de leituras)	92%	93,9%

Observando em detalhe os valores apresentados verifica-se que a EEM supera em todos os indicadores o padrão definido, com exceção dos Atendimentos Telefónicos para Comunicação de Avarias, onde se desvia do padrão por apenas 2,9 pontos percentuais.

6.4 Indicadores individuais de qualidade de serviço comercial

Para cada temática abordada no Regulamento da Qualidade de Serviço e, como foi mencionado anteriormente, para permitir a avaliação do seu desempenho de forma quantitativa são também definidos no Regulamento os indicadores individuais da Qualidade de Serviço.

Nas próximas secções deste Relatório, serão analisadas as diversas temáticas/serviços providenciados pela EEM enquanto prestador de serviços e apresentados os resultados dos seus indicadores individuais para o período em análise.

6.4.1 Ativação de fornecimento

No âmbito dos serviços prestados nas instalações dos clientes, o RQS define no Artigo 68.º uma ativação de fornecimento como a realização das operações necessárias para o início do fornecimento a uma instalação de utilização. É estipulado ainda que a entidade responsável por esta operação deverá garantir uma disponibilidade de agenda que permita a marcação da operação num dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, para ativações de fornecimento em baixa tensão, que envolvam apenas ações simples e necessitem da presença do cliente (n.ºs 1, 2, 3 e 4 do Artigo 69.º).

Observando o quadro dos agendamentos de ativações de fornecimento e considerando os casos nas condições anteriormente mencionadas, verifica-se que para o ano de 2018, de um total de 4 025 agendamentos, 3 840 foram agendados para um dos 3 dias úteis seguintes, correspondendo a uma taxa de cumprimento de 95,4%. No total, em 2018, foram concretizadas 4 067 ativações de fornecimento.

Agendamento de ativações de fornecimento		2018
Agendamentos de ativações de fornecimento nas condições previstas nos n.ºs 2, 3 e 4 do art.º 69.º do RQS		4 025
Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento		3 840
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, por indisponibilidade de agenda do ORD		185
Soma dos tempos entre o momento de agendamento e a respetiva data agendada (em dias)		6 750
Tempo médio da ativação do fornecimento (em dias)		1,7
Percentagem de ativações de fornecimento agendadas para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento		95,4%
Agendamentos de ativações de fornecimento nas restantes situações		145
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, a pedido expresso do cliente		63
Total de ativações de fornecimento concretizadas		4 067
Ativações de fornecimento concretizadas, que envolveram apenas ações simples		4 010
Ativações de fornecimento não concretizadas por facto não imputável ao ORD		59

6.4.2 Desativação de fornecimento

Também no âmbito dos serviços prestados nas instalações dos clientes, são definidas as desativações de fornecimento que segundo o Artigo 87.º do RQS se consideram as operações necessárias para o fim do fornecimento a uma instalação que esteja a ser abastecida, na sequência da denúncia de um contrato de fornecimento. Nas desativações de fornecimento existe, à semelhança das ativações de fornecimento, a obrigação de garantir uma disponibilidade de agenda que permita a marcação da operação nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento para clientes em baixa tensão e operações simples que necessitem da presença do cliente (n.ºs 1, 2, 3 e 4 do Artigo 88.º).

No quadro "Agendamento de desativações de fornecimento" são apresentados os dados de 2018 para esta temática. Foram agendadas 2 210 desativações de fornecimento, 1 880 das quais com agendamento para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento. No total, foram realizadas 2 104 desativações de fornecimento simples.

Agendamento de desativações de fornecimento	
	2018
Agendamentos de desativações de fornecimento nas condições previstas nos n.os 2, 3 e 4 do art.º 88.º do RQS	2 210
Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	1 880
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, por indisponibilidade de agenda do ORD	291
Soma dos tempos entre o momento de agendamento e a respetiva data agendada (em dias)	5 931
Tempo médio de desativação do fornecimento (em dias)	2,7
Percentagem de desativações de fornecimento agendadas para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	85,1%
Agendamentos de desativações de fornecimento nas restantes situações	7
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, a pedido expresso do cliente	39
Total de desativações de fornecimento concretizadas	2 104
Desativações de fornecimento concretizadas, que envolveram apenas ações simples	2 075
Desativações de fornecimento não concretizadas por facto não imputável ao ORD	56

6.4.3 Visitas às instalações dos clientes

Uma deslocação a uma instalação de utilização que necessite da presença do cliente ou requisitante de ligação à rede é definida como visita combinada de acordo com o disposto no Artigo 71.º do RQS (esta definição não inclui assistências técnicas e leituras). Uma visita combinada pressupõe um agendamento entre o cliente e o ORD, onde é definido um início para a visita num intervalo de tempo que não pode exceder as 2 horas e 30 minutos, segundo o nº 5 do Artigo 72º do RQS.

Em 2018 a EEM realizou 8 862 visitas combinadas das 9 681 agendadas, tendo cumprido com o prazo estipulado em 8 777 dos casos, o que equivale a 99,0% de cumprimento das visitas realizadas.

Visitas combinadas	
	2018
Visitas combinadas agendadas	9 681
Visitas combinadas realizadas dentro do intervalo acordado	8 777
Visitas combinadas realizadas fora do intervalo acordado	85
Visitas combinadas não realizadas por ausência do ORD	0
Visitas combinadas não realizadas por outros motivos imputáveis ao ORD	0
Visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente ou do requisitante de ligação à rede	528
Visitas combinadas não realizadas por outros motivos não imputáveis ao ORD	261

6.4.4 Assistência técnica após comunicação de avaria pelo cliente

Aquando de uma avaria na alimentação individual da instalação de um cliente e da sua comunicação por parte deste, pode ser necessária a ocorrência de uma assistência técnica, conceito definido no Artigo 78.º do RQS. Esta intervenção na instalação do cliente está sujeita a prazos distintos consoante a categorização do cliente, enquanto prioritário ou não prioritário. O Artigo 79.º do Regulamento estipula que a intervenção na instalação de um cliente prioritário deverá ocorrer 2 horas após a comunicação da mesma, enquanto que para os restantes clientes deverá ocorrer em 4 horas.

Seguidamente apresenta-se um quadro com o detalhe das assistências técnicas realizadas pela EEM no ano de 2018. Das 2 811 comunicações de avaria ocorridas, foram realizadas 2 598 deslocações para assistência técnica, 4 a clientes prioritários e 2 594

aos restantes. No que respeita aos clientes prioritários obteve-se uma taxa de cumprimento de 75,0%, enquanto que para os restantes clientes se obteve uma taxa de 96,7%

Assistência técnica	
	2018
Comunicações de avarias nas instalações dos clientes	2 811
Comunicações de avarias nas instalações dos clientes que originaram deslocações para assistência técnica	2 598
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada inferior ou igual a 2 horas	3
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada superior a 2 horas	1
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada inferior ou igual a 4 horas	2 508
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada superior a 4 horas	86
Assistências técnicas a avarias nas instalações do cliente cuja responsabilidade se verificou não ser do ORD (nos termos do n.º 2 do artigo 80.º do RQS)	83
Soma de todos os tempos de chegada ao local, em minutos	211 530
Percentagem de assistências técnicas a instalações de clientes prioritários com tempo de chegada ao local inferior a 2 horas	75,0%
Percentagem de assistências técnicas a instalações de clientes não prioritários com tempo de chegada ao local inferior a 4 horas	96,7%

6.4.5 Restabelecimento de fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente

Ainda no âmbito dos serviços prestados nas instalações dos clientes, após a ocorrência de uma interrupção do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente, tal como definido no Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, o ORD poderá proceder a um restabelecimento de fornecimento de energia. Para o setor elétrico, o nº 5 do Artigo 85.º estabelece os seguintes prazos para o restabelecimento, caso seja necessária a deslocação do ORD:

- Clientes em baixa tensão normal: 12 horas;
- Restantes clientes: 8 horas;
- Clientes que solicitaram o restabelecimento urgente, pagando o respetivo preço adicional tal como definido no RRC: 4 horas.

Estes prazos têm início a partir do momento em que o ORD toma conhecimento que a situação se encontra regularizada.

Em 2018 verificou-se a ocorrência de 2 327 interrupções de fornecimento por facto imputável ao cliente, resultando em 1 776 restabelecimentos de fornecimento. A EEM garantiu uma taxa de cumprimento de 99,2% para este período.

Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	
	2018
Interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente	2 327
Solicitações de restabelecimento do fornecimento, excluindo solicitações de restabelecimentos urgentes	1 776
Restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 do art.º 85.º do RQS, que cumpriram o prazo estabelecido	1 762
Restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 do art.º 85.º do RQS, que excederam o prazo estabelecido	14
Percentagem de restabelecimentos de fornecimento, no âmbito do n.º 5 do art.º 85.º do RQS, que cumpriram o prazo estabelecido	99,2%

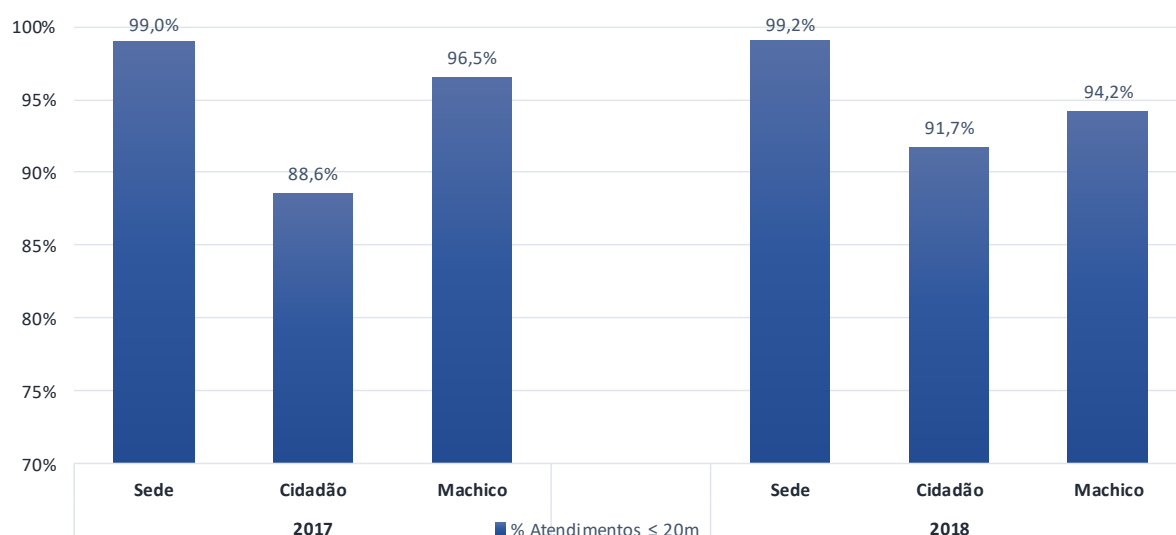
6.4.6 Atendimento presencial

De acordo com o Artigo 46.º do RQS, é estipulado que um dos meios de atendimento ao cliente que a EEM deverá disponibilizar é o atendimento presencial. Ao abrigo do disposto no nº 4 do Artigo 47.º do RQS, o desempenho do serviço prestado nos centros de atendimento presencial deve ser calculado com base nos resultados apresentados pelos centros de maior afluência, que no seu conjunto representem pelo menos 40% do total de atendimentos presenciais para o período em análise. Neste sentido a EEM dispõe de 16 centros de atendimento presencial distribuídos pela sua área de operação, sendo que esta análise é feita nas lojas da Sede, do Cidadão e de Machico.

A avaliação do desempenho do atendimento presencial, de acordo com o Artigo 49.º do RQS, é feita através de um indicador geral que corresponde ao intervalo de tempo entre a chegada ao local de atendimento e o início do mesmo, tal como mencionado no início deste relatório. No quadro abaixo são apresentados tanto os indicadores individuais como os indicadores gerais. Verifica-se que foram realizados 179 729 atendimentos presenciais, dos quais 95,1% observaram um tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. O tempo médio de espera de um atendimento foi de 5,35 minutos.

Atendimento presencial - centros monitorizados	
	2018
Atendimentos presenciais realizados, relacionados apenas com o setor elétrico	179 729
Atendimentos presenciais realizados, com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	170 866
Atendimentos presenciais realizados, com tempo de espera superior a 20 minutos	8 863
Soma dos tempos de espera dos atendimentos presenciais realizados (em minutos)	961 441
Tempo médio de espera (em minutos)	5,3
Percentagem de atendimentos presenciais, com tempo de espera até 20 minutos	95,1%

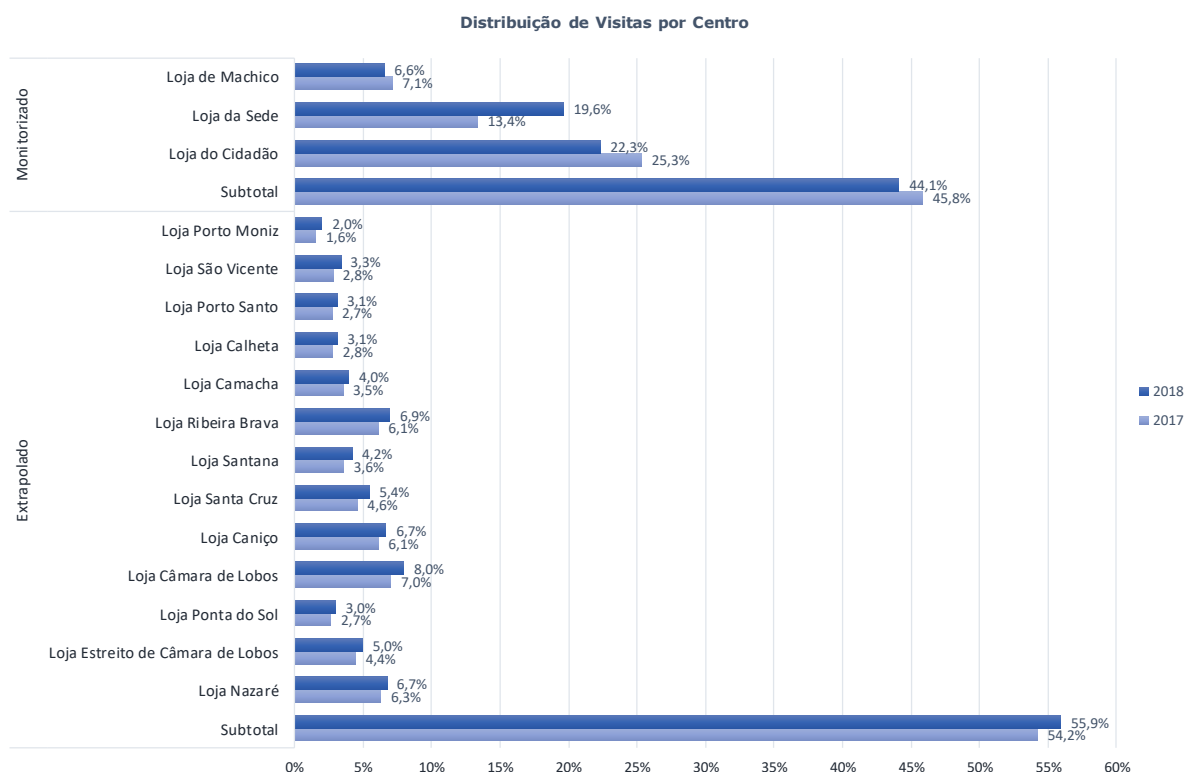
Observando o gráfico de atendimentos com tempo de espera não superior a 20 minutos, verificamos que os 3 centros de atendimento monitorizados pela EEM apresentam um desempenho consideravelmente positivo.



Analisando o agregado de todas as atividades realizadas no sistema comercial da EEM, apurou-se que 44,1% dos atendimentos do ano de 2018 se realizaram nos centros monitorizados: na Sede, loja de Machico e Loja do Cidadão. Confrontado este valor com

a distribuição de atendimentos de 2017, verifica-se que neste conjunto de centros houve uma redução de 1,7 pontos percentuais, face aos 45,8% apresentados nesse ano.

De seguida, apresenta-se a distribuição de atendimentos pelos 16 centros disponibilizados pela EEM.



6.4.7 Atendimento telefónico

É também estipulado pelo Artigo 46.º que cada ORD deverá providenciar um meio de atendimento telefónico. O atendimento telefónico da EEM é realizado no *Contact Center* (Serviço de Apoio ao Cliente), onde as chamadas rececionadas são tipificadas de acordo com a categoria de assunto, tais como, atendimento telefónico comercial, comunicação de avarias ou comunicação de leituras, de acordo com o nº2 do Artigo 51.º do RQS.

De forma geral, e de acordo com o apresentado no quadro de atendimento telefónico, foram realizados 173 925 atendimentos no ano de 2018, sendo que o número de chamadas não atendidas para o mesmo período foi de 29 872 chamadas.

Atendimento telefónico	
	2018
Atendimentos telefónicos realizados	173 925
Total de Chamadas não atendidas	29 872
Chamadas não atendidas por desistência do utilizador do serviço	27 270
Chamadas não atendidas por barramento de acesso ao atendimento telefónico	0
Chamadas não atendidas por outras causas	2 602

De acordo com o Artigo 55.º do RQS, o atendimento telefónico de âmbito comercial é avaliado com base num indicador geral relativo ao tempo de espera. Os registos para os atendimentos telefónicos de âmbito comercial, no ano de 2018, são apresentados no

quadro seguinte. A obteve EEM uma percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior a 60 segundos de 91,0%, estando este valor substancialmente acima do padrão (85%) estabelecido pelo Regulamento. Ainda no quadro referido, é possível aferir que foram realizados 57 046 atendimentos telefónicos de âmbito comercial, com um tempo médio de espera de 24,8 segundos.

Atendimento telefónico de âmbito comercial	
	2018
Número de atendimento telefónico de âmbito comercial	57 046
Atendimentos telefónicos de âmbito comercial com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	51 918
Atendimentos telefónicos de âmbito comercial com tempo de espera superior a 60 segundos	5 128
Número total de desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial	4 050
Desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	1 767
Desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial com tempo de espera superior a 60 segundos	2 283
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico de âmbito comercial (em segundos)	1 412 429
Tempo médio de espera (em segundos)	24,8
Percentagem de atendimentos telefónicos comerciais, com tempos de espera até 60 segundos	91,0%

O Decreto-Lei n.º 134/2009 de 2 de junho estabelece o regime jurídico aplicável aos centros de atendimento telefónico de relacionamento (*call centers*), onde o serviço deve permitir que, caso não seja possível atender a chamada até aos 60 segundos, o cliente deixe o seu contacto e o motivo. A este propósito, o RQS define que o cliente deve ser contactado no prazo máximo de dois dias úteis. Através do quadro abaixo, podemos concluir que no ano de 2018 o cumprimento deste prazo teve uma taxa de sucesso de 96,5%, para as 229 ocorrências registadas.

Atendimento telefónico no âmbito do DL 134/2009 (Call Centers)	
	2018
Situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos de espera e em que o cliente deixou o seu contacto e finalidade da chamada	229
Contactos posteriores realizados num prazo inferior ou igual a 2 dias úteis após a situação que originou o contacto	221
Contactos posteriores realizados num prazo superior a 2 dias úteis após a situação que originou o contacto	5
Soma dos tempos de resposta dos contactos posteriores na sequência de situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos (em dias)	84
Tempo médio de espera (em dias)	0,4
Percentagem de contactos posteriores realizados num prazo inferior ou igual a 2 dias úteis	96,5%

No quadro de atendimento telefónico para comunicação de leituras, são apresentados os registos realizados pela EEM no cumprimento das suas obrigações de registo na comunicação de leituras (Artigo 52.º do RQS). É possível verificar que foram realizados 72 918 atendimentos telefónicos para comunicação de leituras, dos quais 51 433 foram atendimentos telefónicos automáticos.

Atendimento telefónico para comunicações de leituras	
	2018
Atendimentos telefónicos para comunicação de leituras	72 918
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de leituras	20 890
Total de leituras comunicadas através do atendimento telefónico para comunicação de leituras	74 042
Total de leituras comunicadas automaticamente através do atendimento telefónico para comunicação de leituras	51 433
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico para comunicação de leituras (em segundos)	10 409

De acordo com o Artigo 53.º do RQS, o atendimento telefónico para comunicação de avarias é avaliado com base num indicador geral relativo ao tempo de espera. Os registos para os atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, no ano de 2018, são apresentados no quadro que se segue. A EEM obteve uma percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior a 60 segundos, de 82,1%, estando este valor 2,9 pontos percentuais aquém do padrão (85%) estabelecido. Ainda no quadro referido, é possível aferir que foram realizados 8 480 atendimentos telefónicos para comunicação de avarias.

Atendimento telefónico para comunicações de avarias	
	2018
Número de atendimentos telefónicos de comunicação de avarias	8 480
Atendimentos telefónicos para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	7 348
Atendimentos telefónicos para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera superior a 60 segundos	1 132
Número total de desistências	771
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	306
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera superior a 60 segundos	465
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias, em segundos	282 085
Tempo médio de espera (segundos)	33,3
Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, com tempos de espera até 60 segundos	82,1%

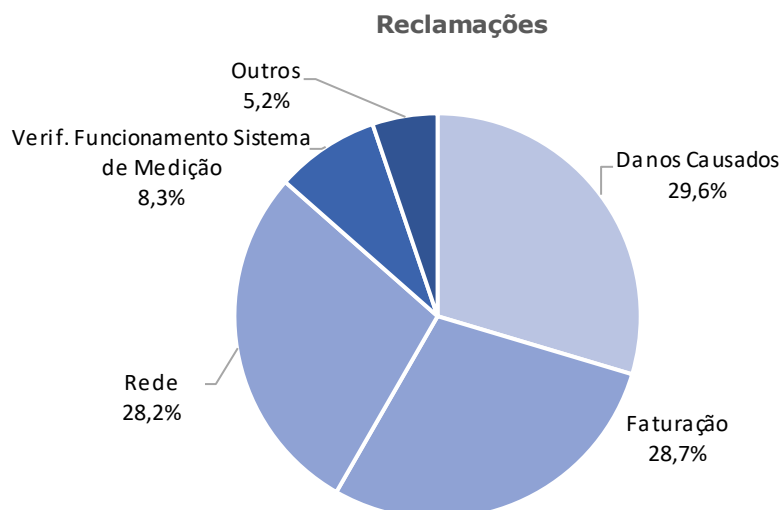
6.4.8 Reclamações de clientes

De acordo com o nº 2 do Artigo 56.º do RQS, são consideradas reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas. Estas reclamações devem ser respondidas no prazo máximo de 15 dias úteis, pelo disposto no Artigo 59.º do mesmo regulamento.

Conforme se pode observar no quadro seguinte, no ano de 2018, foram recebidas 1 060 reclamações, sendo os 5 principais temas de reclamação “Danos Causados”, “Faturação”, “Rede”, “Verificação Funcionamento Sistema de Medição” e “Qualidade fornecimento energia eléctrica”.

Reclamações - Temas		
		2018
Total de Reclamações		1 060
Registos por Tema		
1.º tema com maior número de reclamações recebidas	Danos Causados	314
2.º tema com maior número de reclamações recebidas	Faturação	304
3.º tema com maior número de reclamações recebidas	Rede	299
4.º tema com maior número de reclamações recebidas	Verif. Funcionamento Sistema de Medição	88
5.º tema com maior número de reclamações recebidas	Qualidade fornecimento energia eléctrica	23

De seguida é apresentado um gráfico com a distribuição dos 5 principais temas de Reclamação recebidas no ano de 2018.



Pelo disposto no Artigo 63.º do RQS, no caso das reclamações relativas a faturação, cabe à EEM dar conhecimento ao reclamante da informação necessária para o esclarecimento da situação, ou propor uma reunião ou telefonema de esclarecimento, dentro do prazo definido (15 dias). Na EEM e para o ano de 2018 foram recebidas 304 reclamações das quais 292 foram respondidas dentro dos prazos regulamentares.

Reclamações sobre faturação	
	2018
Reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre	304
Reclamações sobre faturação, respondidas dentro do prazo regulamentar aplicável	292
Reclamações sobre faturação, respondidas fora do prazo regulamentar aplicável	12
Reclamações sobre faturação, não respondidas, cujos prazos regulamentares de resposta já foram ultrapassados	0
Soma dos tempos de resposta às reclamações sobre faturação, em dias úteis	1 043

No ano de 2018 foram ainda recebidas 88 reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição e 23 reclamações sobre a qualidade da energia elétrica, como se pode observar nos quadros seguintes.

Reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição	
	2018
Reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição recebidas diretamente do reclamante	88
Soma dos tempos entre a receção da reclamação ou a solicitação do comercializador e a realização da visita combinada (em dias úteis)	1 349

Reclamações sobre a qualidade da energia elétrica	
	2018
Reclamações sobre a qualidade da energia elétrica recebidas diretamente do reclamante	23
Soma dos tempos entre a receção da reclamação e a realização dos procedimentos previstos no n.º 2 do art.º 65.º do RQS (em dias úteis)	269

Para os restantes temas de reclamação não considerados nos pontos anteriormente mencionados, foram recebidas 645 reclamações no período em análise, das quais 635 foram respondidas dentro dos prazos regulamentares aplicáveis.

Outras reclamações - não relativas a faturação, equipamento de medição ou qualidade de energia elétrica	
	2018
Outras reclamações, recebidas no trimestre	645
Outras reclamações, respondidas dentro dos prazos regulamentares aplicáveis	635
Outras reclamações, respondidas fora dos prazos regulamentares aplicáveis	10
Outras reclamações, não respondidas, cujos prazos regulamentares de resposta já foram ultrapassados	0
Soma dos tempos de resposta a outras reclamações (em dias)	2 851

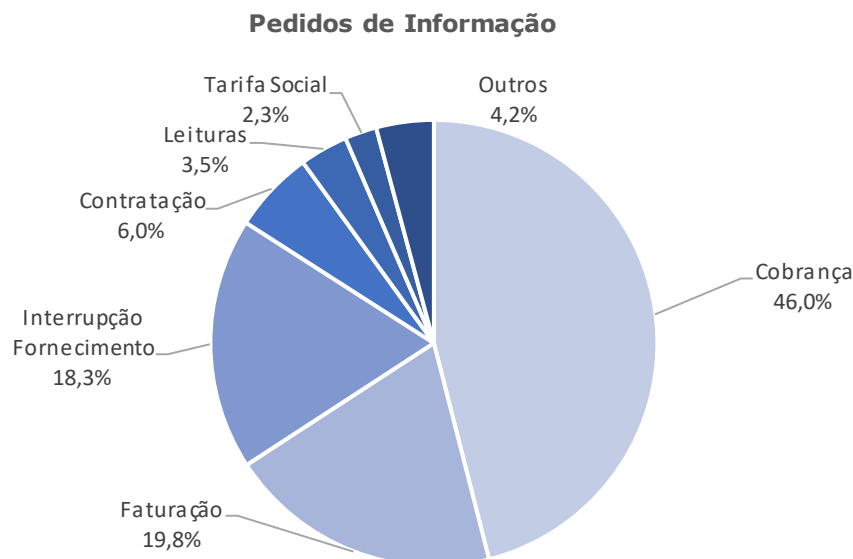
6.4.9 Pedidos de informação

Está também incluído nos meios de atendimento obrigatórios estabelecidos pelo Artigo 46.º o atendimento por escrito, onde se incluem os Pedidos de Informação. De acordo com o Artigo 57.º do RQS, a análise do desempenho na resposta a pedidos de informação apresentados por escrito é também feita através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.

Os registos para os pedidos de informação por escrito, obtidos para o ano de 2018, são apresentados no quadro seguinte, onde se comprova que para um total de 9 560 pedidos de informação, 99,5% foram respondidos num prazo inferior ou igual a 15 dias úteis. Este indicador excede o desempenho exigido pela ERSE com um padrão estabelecido de 90,0%.

Pedidos de Informação	
	2018
Número de pedidos de informação por escrito recebidos	9 560
Pedidos de informação apresentados por escrito, respondidos num prazo inferior ou igual a 15 dias úteis	9 511
Pedidos de informação apresentados por escrito, respondidos num prazo superior a 15 dias úteis	49
Pedidos de informação apresentados por escrito recebido não respondidos	0
Soma dos tempos de resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito (em dias)	4 147
Tempo médio de resposta aos PI por escrito (em dias)	0,4
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, com resposta até 15 dias úteis	99,5%
Registos por Tema	
1.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados por escrito	Cobrança 4 400
2.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados por escrito	Facturação 1 891
3.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados por escrito	Interrupção Fornecimento 1 747
4.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados por escrito	Contratação 569
5.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados por escrito	Leituras 334

De seguida apresenta-se um gráfico com a distribuição dos principais temas de pedidos de informação recebidos por escrito no ano de 2018. Os temas mais abordados pelos clientes, no âmbito dos pedidos de informação por escrito foram "Cobrança", "Faturação" e "Interrupção Fornecimento".

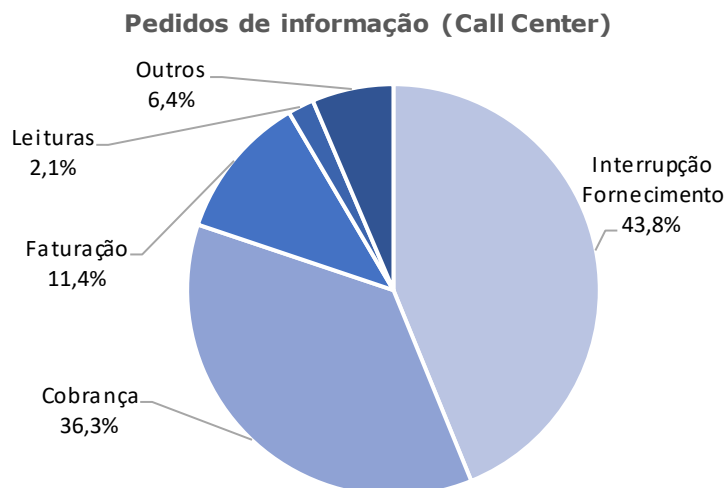


Nos termos do Decreto-Lei n.º 134/2009 e do RQS, os pedidos de informação, apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento deverão ser respondidos de imediato ou, não sendo possível, no prazo máximo de três dias úteis, contados da data de realização do contacto inicial pelo cliente.

Verifica-se que para o ano de 2018 foram recebidos 9 925 pedidos de informação no atendimento telefónico de relacionamento providenciado pela EEM, dos quais 96,9% foram respondidos de imediato. Dos pedidos de informação que não foram respondidos de imediato, 63,3% foram respondidos num prazo inferior ou igual a 3 dias úteis.

Pedidos de informação no âmbito do DL 134/2009 (Call Centers)	
	2018
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), respondidos de imediato	9 925
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), não respondidos de imediato	316
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico, não respondidos de imediato e respondidos num prazo inferior ou igual a 3 dias úteis	200
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico, não respondidos de imediato e respondidos num prazo superior a 3 dias úteis	116
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico, não respondidos, tendo sido ultrapassado o prazo de 3 dias úteis	0
Soma dos tempos de resposta a P.I. apresentados no atendimento telefónico e não respondidos de imediato (em dias)	1 063
Tempo médio de resposta aos pedidos de informação no atendimento telefónico e não respondidos de imediato (em dias)	3,4
Percentagem de P.I. apresentados no atendimento telefónico respondidos de imediato	96,9%
Percentagem de P.I. apresentados no atendimento telefónico não respondidos de imediato e respondidos dentro do prazo	63,3%
Registos por Tema	
1.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico	Interrupção Fornecimento 4 490
2.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico	Cobrança 3 719
3.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico	Faturação 1 167
4.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico	Leituras 210
5.º tema com maior número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico	Rede 188

Como pode ser verificado no gráfico de pedidos de informação (*Call Center*), os principais temas apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento foram “Interrupções Fornecimento”, “Cobrança” e “Faturação”.



6.4.10 Leitura de contadores

Ao abrigo do estipulado no Artigo 82.º do RQS, o desempenho em relação à frequência da leitura de equipamento de medição é avaliado com base num indicador geral relativo ao intervalo entre leituras consecutivas. Este indicador é calculado através do quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras.

Como pode ser verificado no quadro de leituras, para o ano de 2018, a EEM apresenta no indicador de frequência da leitura de equipamentos de medição o valor de 93,9%, valor superior ao padrão de 92% definido pelo RQS.

Leituras	
	2018
Contadores com contrato ativo no último dia do trimestre	138 401
Leituras realizadas localmente pelo ORD	491 239
Leituras realizadas remotamente pelo ORD	15 358
Leituras fornecidas pelos clientes ou comercializadores	169 574
Estimativas utilizadas para faturação	1 188 516
Percentagem de frequência da leitura de equipamentos de medição	93,9%

A EEM disponibiliza 3 meios para a comunicação de leituras, atendimento telefónico dedicado, comunicação no atendimento presencial e através do portal da Empresa. No quadro "Comunicação de leituras" é possível aferir a distribuição de leituras fornecidas por cada um destes canais, em 2018.

Comunicação de leituras	
	2018
Atendimentos telefónicos para comunicação de leituras	72 918
Comunicação de leituras no atendimento presencial	3 693
Comunicação de leituras através da internet	33 176

6.4.11 Clientes com necessidades especiais e prioritários

O RQS define no Artigo 100.º que deverão ser considerados como clientes com necessidades especiais, os seguintes:

- Clientes com limitações no domínio da visão (cegueira total ou hipovisão);
- Clientes com limitações no domínio da audição (surdez total ou hipoacusia);
- Clientes com limitações no domínio da comunicação oral.

Neste sentido a EEM, à semelhança dos anos anteriores, tem desenvolvido diversos esforços que visam assegurar um relacionamento comercial de qualidade dando particular atenção aos clientes com necessidades especiais.

No quadro Clientes com necessidades especiais estão agregados os clientes que se encontram nas categorias anteriormente referidas.

Clientes com necessidades especiais	
	2018
Número total de clientes com necessidades especiais	22
Clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão	10
Clientes com limitações no domínio da audição - surdez total ou hipoacusia	12
Clientes com limitações no domínio da comunicação oral	0

Para instalações que prestam serviços de segurança ou de saúde essenciais à comunidade e para os quais uma interrupção do fornecimento de energia elétrica cause graves alterações à sua atividade, o RQS define o tipo de cliente prioritário. À semelhança dos anos transatos, a EEM manteve as medidas necessárias de forma a assegurar o serviço adequado e prioritário aos clientes que se enquadram nesta categoria.

No quadro "Clientes Prioritários" estão agregados por serviço os clientes prioritários presentes no universo de clientes da EEM.

Clientes prioritários	
	2018
Número total de clientes prioritários	176
Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados	76
Forças de segurança e Instalações de segurança nacional	28
Bombeiros	12
Proteção civil	16
Equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo	22
Instalações penitenciárias	2
Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica	20

6.5 Compensações

Estabelece o RQS que em caso de incumprimento do disposto deverá a entidade que incorreu no incumprimento, quer seja o ORD quer seja o cliente, compensar a outra parte.

No período de 2018 a EEM pagou 233 compensações, correspondente ao valor de 4 660,0€, como consequência do incumprimento dos padrões da qualidade de serviço estabelecidos no RQS, nomeadamente pelos Artigos 60.º, 69.º, 73.º, 80.º, 85.º, 88.º e 94.º. Neste mesmo período a EEM recebeu ainda 172 compensações pagas por clientes, no total de 4099,00€, como consequência do incumprimento por parte dos clientes em

cenários de visitas combinadas e de assistências técnicas quando a avaria não é responsabilidade do ORD, de acordo com os Artigos 73. e 80.º do RQS, respetivamente.

Compensação por incumprimento dos padrões de serviço comercial	
	2018
Total de compensações recebidas	172
Soma dos montantes recebidos em compensações	4 099,2 €
Total de compensações pagas	233
Soma dos montantes pagos em compensações	4 660,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	482

No quadro de compensações são discriminados os números e montantes de compensações recebidas e/ou pagas pela EEM para o ano de 2018. São igualmente apresentados os casos de exclusão de pagamento de compensação.

Compensações

2018

Compensações recebidas relativas a Assistências técnicas

Por avarias nas instalações dos clientes cuja responsabilidade se verificou não ser do ORD	172
Por ausência do cliente no momento de chegada do ORD ao local	0
Soma dos montantes recebidos em compensações	4 099,2 €

Compensações pagas relativas a Assistências técnicas

Por incumprimento do prazo de chegada a instalações de clientes prioritários	1
Por incumprimento do prazo de chegada a instalações de clientes não prioritários	83
Soma dos montantes pagos em compensações	1 680,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	3

Compensações pagas relativas a reclamações sobre faturação

Por incumprimento do prazo de resposta - al. a) n.º 1 do art.º 59.º do RQS	11
Soma dos montantes pagos em compensações	220,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	1

Compensações pagas relativas a reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição

Por incumprimento dos prazos de realização de visita combinada para verificação do funcionamento do equipamento de medição	22
Por incumprimento das obrigações relativas à comunicação prevista no n.º 5 do art.º 64.º do RQS	4
Soma dos montantes pagos em compensações	520,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	2

Compensações pagas relativas a reclamações sobre a qualidade da energia elétrica

Por incumprimento dos prazos de realização dos procedimentos previstos no n.º 2 do art.º 65.º do RQS	3
Soma dos montantes pagos em compensações	60,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	0

Compensações pagas relativas a outras reclamações não relativas a faturação, equipamento de medição, qualidade de energia elétrica

Por incumprimento do prazo de resposta - al. a) n.º 1 do art.º 59.º do RQS	10
Soma dos montantes pagos em compensações	200,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	0

Compensações pagas relativas a Ativações de fornecimento

Por incumprimento da disponibilidade de agenda prevista no art.º 69.º do RQS	6
Soma dos montantes pagos em compensações	120,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	179

Compensações pagas relativas a restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Por incumprimento dos prazos de restabelecimento do fornecimento previstos no n.º 5 do art.º 85.º do RQS	9
Soma dos montantes pagos em compensações	180,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	5

Compensações pagas relativas a Desativações de fornecimento

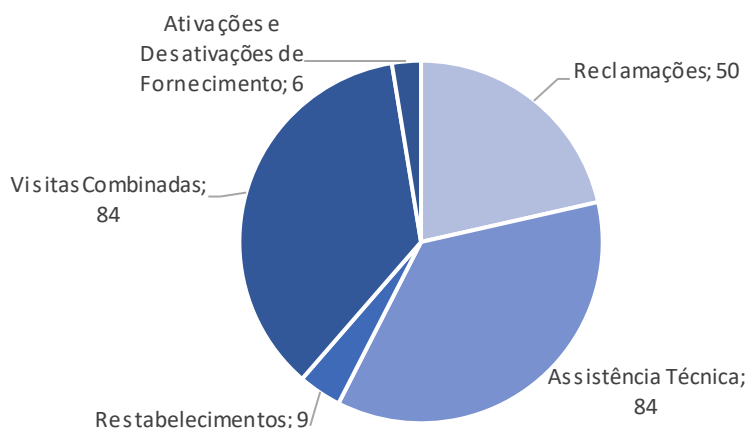
Por incumprimento da disponibilidade de agenda prevista no art.º 88.º do RQS	0
Soma dos montantes pagos em compensações	- €
Exclusões do pagamento de compensações	291

Compensações pagas relativas a Visitas combinadas

Por incumprimento, pelo ORD, do intervalo para início da visita combinada	84
Por cancelamento ou reagendamento efetuados pelo ORD após as 17h do dia útil anterior ao dia da visita combinada	0
Soma dos montantes pagos em compensações	1 680,0 €
Exclusões do pagamento de compensações	1

No gráfico de distribuição das compensações, apresenta-se as compensações por tema no ano de 2018. Os temas com maior número de compensações são "Assistências Técnicas", "Visitas Combinadas" e "Reclamações".

Distribuição das Compensações



No que se refere à continuidade de serviço técnica, ao nível das compensações verificaram-se 234 incumprimentos, sendo 5 de clientes MT e 229 de clientes BT.

O quadro seguinte resume o número de clientes e os valores compensados, por concelho, nível de tensão e zona de qualidade de serviço, devido ao incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

Compensações (continuidade de serviço)									
ilha	Concelho	ZQS	Nível de tensão	Compensação a clientes			Fundo de Investimento		
				FI(nº)	DI(nº)	Montante	FI(nº)	DI(nº)	Montante
Madeira	Câmara de Lobos	B	BTN	-	-	- €	-	1	0,12 €
		C	BTN	-	64	1 219,32 €	-	-	- €
	Funchal	A	BTN	-	34	252,26 €	-	1	0,03 €
		A	BTE	-	1	46,63 €	-	-	- €
		A	MT	-	1	309,00 €	-	-	- €
		B	BTN	-	22	212,70 €	-	1	0,13 €
		C	BTN	-	22	427,23 €	-	-	- €
		C	BTE	-	1	330,53 €	-	-	- €
		C	MT	-	3	1 083,61 €	-	-	- €
	Ribeira Brava	C	BTN	-	1	3,29 €	-	-	- €
	Santa Cruz	B	BTN	-	1	268,54 €	-	-	- €
		C	BTN	-	59	908,32 €	-	14	4,66 €
	Santana	C	BTN	-	7	417,22 €	-	-	- €
		C	MT	-	1	1 300,62 €	-	-	- €
Total					217	6 779,27 €		17	4,94 €

Em 2018, o valor das compensações a clientes registou um montante de 6781,21€, resultando num aumento de 131% face ao ano anterior, e decorre apenas do incumprimento da duração das interrupções face ao padrão estabelecido. Este aumento fica a dever-se a algumas situações pontuais em que as equipas efetivamente demoram a chegar ao local das avarias, mas sobretudo a acidentes originados por fatores atmosféricos extremos que por motivo de ausências de provas não foram possíveis de classificá-los como eventos excecionais e que afetaram essencialmente a rede área de média tensão. Neste ano, foram apuradas 17 compensações para o fundo de investimento (compensações inferiores a 0,50 €).

6.6 Principais ações para a melhoria da qualidade de âmbito comercial

No ano de 2019, de forma a dar seguimento à melhoria contínua da qualidade do seu serviço e num contexto da reestruturação da atividade, resultante da nova regulamentação, a EEM irá desenvolver ferramentas analíticas tendo em vista uma melhor monitorização dos indicadores e da qualidade dos serviços prestados, permitindo uma melhor gestão e controlo de processos. É de referir, também, que durante o ano de 2019, está prevista a entrada em produção de duas plataformas aplicacionais (ADMS e AMI), as quais irão ter implicações diretas na qualidade de serviço técnica e comercial, esperando-se que se traduza numa melhoria do nível geral dos indicadores regulamentares.

Anexo I Convenções e Definições

Tipos de Nós da Rede de transporte		Nós a 30 kV - Ilha da Madeira		
Descritivo	Sigla	Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Mudança de tipo de condutor	ML	Funchal	FCH	SE
Transição aérea/subterrânea	AS	Amparo	AMP	SE
Derivações na rede de Transporte	Der	Vitória	CTV	CE SE
Subestação Elétrica	SE	Vitória	VIT	SE
Central Elétrica	CE	Santa Quitéria	STQ	SE
Posto de Seccionamento	PS	Virtudes	VTS	SE
Posto de Corte	PC	Ponte Vermelha	PVM	SE
		Lombo do Meio	LDM	SE
		Central da Calheta	CTA I	SE CE
		Calheta	CTS	SE
		Lombo do Doutor	LDR	SE
		Ribeira da Janela	RDJ	SE CE
		Serra d'Água	SDA	SE CE
		Lombo do Faial	LDF	SE
		Santana	STA	SE
		Machico	MCH	SE
		Canigo	CAN	SE
		Livramento	LIV	SE
		Palheiro Ferreiro	PFE	SE
		S. Vicente	SVC	SE
		Prazeres	PRZ	SE
		Cabo Girão	CGR	SE
		Santo da Serra	SSR	SE
		Ponta Delgada	PDG	SE
		Aeroporto	AEP	PC
		Meia Serra	MSR	PC CE
		Bica da Cana	BDC	PC
		Fonte do Bispo	FDB	PS
		Fajã da Nogueira	FDN	CE
		Fajã dos Padres	FDP	CE
		Calheta de Inverno	CTA II	CE
		Loiral	LRL	PC
		Pedras	PDR	PC
		Pedra Mole	PMO	SE
		Der. CAN/AEP/MCH	DerAEP	Der

Nós a 60 kV - Ilha da Madeira		
Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Vitória 60 kV	VTO	SE
Alegria	ALE	SE
Viveiros	VIV	SE
Lombo do Doutor	LDR	SE
Machico	MCH	SE
Palheiro Ferreiro	PFE	SE
Canical	CNL	SE
São João	SJO	SE
Pedra Mole	PMO	SE
C. Térmica do Canical	CTC	CE
Central dos Socorridos	SCR	CE
Central Térmica da Vitória III	CTVIII	CE
Central da Calheta III	CTA III	CE
Der. VTO/ALE/PFE	DerALE	Der

Nós a 30 kV - Ilha do Porto Santo		
Central Térmica	CNP	SE CE
Vila Baleira	VBA	SE
Calheta	CPS	SE

Alta Tensão (AT) – tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e inferior a 110 kV.

Avaria – condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

Baixa Tensão (BT) – tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

Causa – todo o conjunto de situações que deram origem ao aparecimento de uma ocorrência.

Cava (abaixamento) da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção uma cava de tensão dura de 10ms a 1 min.

Centro de Condução de uma rede – órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

Cliente – pessoa singular ou coletiva com um contrato de fornecimento de energia elétrica ou acordo de acesso e operação das redes.

Condições normais de exploração – condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia elétrica, às manobras da rede e a eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de proteção, na ausência de condições excecionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

Condução da rede – ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

Consumidor – entidade que recebe energia elétrica para utilização própria.

Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

Consumidor direto da rede de transporte – entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe diretamente energia elétrica da rede de transporte para utilização própria.

Contrato de ligação à rede de transporte – contrato entre o utilizador da rede de transporte e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado relativo às condições de ligação: prazos, custo, critérios de partilha de meios e de encargos comuns de exploração, condições técnicas e de exploração particulares, normas específicas da instalação, procedimentos de segurança e ensaios específicos.

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM – entidade a quem cabe, em regime de exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional da Madeira, a gestão técnica global dos sistemas elétricos de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia elétrica nos referidos sistemas, bem como a construção e exploração das respetivas infraestruturas, conforme o disposto no Capítulo V do Regulamento das Relações Comerciais.

Defeito elétrico – anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das desfasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Despacho Regional de uma rede – órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito regional.

Disparo – abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

DRET – Direção Regional de Economia e Transportes.

Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - System Average Interruption Duration System Index) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período.

Elemento avariado – todo o elemento da rede elétrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega das redes de distribuição em MT, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).

Entrada – canalização elétrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Exploração – conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e os não elétricos.

Flutuação de tensão – série de variações de tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

Fornecedor – entidade responsável pelo fornecimento de energia elétrica, nos termos de um contrato.

Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Frequência da tensão de alimentação (f) – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação num dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI – *Momentary Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções breves nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período.

Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período.

Imunidade (a uma perturbação) – aptidão de um dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.

Incidente – acontecimento que provoca a desconexão (não programada) de um elemento de rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço.

Instalação elétrica – conjunto dos equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia elétrica, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.

Instalação elétrica eventual – instalação elétrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

Instalação de utilização – instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação de energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção breve (ou de curta duração) – interrupção acidental com duração igual ou inferior a 3 minutos.

Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 5% da tensão declarada U_c , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa – interrupção accidental com uma duração superior a 3 minutos.

Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Licença vinculada – licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEPM ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele sistema.

Limite de emissão (duma fonte de perturbação) – valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade – valor mínimo requerido do nível de imunidade.

Manobras – ações destinadas a realizar mudanças de esquemas de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo, ou o programa acordado para o conjunto de interligações, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

Manutenção – combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

Manutenção corretiva (reparação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

Manutenção preventiva (conservação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.

Média Tensão (MT) – tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45 kV.

Ocorrência – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

Operador automático (OPA) – dispositivo eletrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

Operador da rede – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão descritas no RRC, no caso da RAM a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Operação – ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Perturbação (eletromagnética) – fenómeno elétrico suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

Ponto de Entrega (PdE) – ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede.

Nota: Na rede de transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir da qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente;

A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação – ponto da rede eletricamente identificável, a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

Ponto de medida – ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

Posto (de uma rede elétrica) – parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de transformação – posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

Potência nominal – é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

Produtor – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

Ramal – canalização elétrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de distribuição – parte da rede utilizada para condução de energia elétrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte – parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Severidade da tremulação – intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

- **severidade de curta duração (Pst)** medida num período de dez minutos;
- **severidade de longa duração (Plt)** calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a seguinte expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

Sobretensão temporária à frequência industrial – sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória – sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Subestação – posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação de corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou média tensão;
- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI - System Average Restoration Index) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão de alimentação declarada (Uc) – tensão nominal Un entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada (Uc).

Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava.

Nota: O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.

Tensão harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

Individualmente, segundo a sua amplitude relativa (Uh) em relação à fundamental (U1), em que “h” representa a ordem da harmónica;

Globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (THD sigla em inglês) calculado pela expressão seguinte:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

Tensão inter-harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (Un) – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação a qual são referidas certas características de funcionamento.

Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminosa, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

Utilizador da rede de transporte – produtor, distribuidor ou consumidor que está ligado fisicamente à rede de transporte ou que a utiliza por intermédio de terceiros para transporte e ou regulação de energia, ou ainda para apoio (reserva de potência).

Variação de tensão – aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocada pela variação da carga total da rede ou parte desta.

Anexo II Classificação das causas das interrupções

TIPO DE OCORRÊNCIA	CAUSAS-ERSE	SUB-CAUSAS EEM	SUB-CAUSAS ERSE
PREVISTAS	100 OUTRAS REDES OU INSTALAÇÕES (P)	101 Acordo com o Cliente (por iniciativa do Cliente)	OUTRAS REDES OU INSTALAÇÕES (P)
	ACORDO COM O CLIENTE	102 Acordo com o Cliente (por iniciativa da Empresa)	ACORDO COM O CLIENTE
	110 RAZÕES DE SERVIÇO	111 P - Trabalhos de ligação/desligação	RAZÕES DE SERVIÇO
		112 P - Manobras	RAZÕES DE SERVIÇO
		113 P - Conservação preventiva	RAZÕES DE SERVIÇO
		114 P - Trabalhos de reparação	RAZÕES DE SERVIÇO
	120 RAZÕES DE INTERESSE PÚBLICO	121 Plano de emergência energética	RAZÕES DE INTERESSE PÚBLICO
ACIDENTAIS	400 FORÇA MAIOR	401 Greve geral	GREVES
		402 Alteração de ordem pública	VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		403 Sabotagem	VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		404 Malfeitoria (Vandalismo)	VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		405 Escavações	ACÃO DE TERCEIROS
		406 Veículos	ACÃO DE TERCEIROS
		407 Trabalhos de terceiros (gruas, etc.)	ACÃO DE TERCEIROS
		408 Abate de árvores	ACÃO DE TERCEIROS
	500 E-FORÇA MAIOR	501 E-Greve geral	E-GREVES
		502 E-Alteração de ordem pública	E-VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		503 E-Sabotagem	E-VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		504 E-Malfeitoria (Vandalismo)	E-VANDALISMO/ORDEM PÚBLICA
		505 E-Escavações	E-ACÃO DE TERCEIROS
		506 E-Veículos	E-ACÃO DE TERCEIROS
		507 E-Trabalhos de terceiros (gruas, etc.)	E-ACÃO DE TERCEIROS
		508 E-Abate de árvores	E-ACÃO DE TERCEIROS
	450 FORÇA MAIOR	451 Vento de intensidade excepcional	NATURAIS EXTREMAS
		452 Inundações imprevisíveis	INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		453 Descarga atmosférica directa	NATURAIS EXTREMAS
		454 Incêndio	INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		455 Deslizamento de terras	NATURAIS EXTREMAS
		456 Terramoto	NATURAIS EXTREMAS
		457 Aves	CORPOS EXTRANHOS NA REDE
		458 Animais não aves	CORPOS EXTRANHOS NA REDE
		459 Ruptura de canalização de fluidos	INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		460 Corpos estranhos na rede	CORPOS EXTRANHOS NA REDE
	550 E-FORÇA MAIOR	551 E-Vento de intensidade excepcional	E-NATURAIS EXTREMAS
		552 E-Inundações imprevisíveis	E-INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		553 E-Descarga atmosférica directa	E-NATURAIS EXTREMAS
		554 E-Incêndio	E-INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		555 E-Deslizamento de terras	E-NATURAIS EXTREMAS
		556 E-Terramoto	E-NATURAIS EXTREMAS
		557 E-Aves	E-CORPOS EXTRANHOS NA REDE
		558 E-Animais não aves	E-CORPOS EXTRANHOS NA REDE
		559 E-Ruptura de canalização de fluidos	E-INCÊNDIOS/INUNDAÇÕES
		560 E-Corpos estranhos na rede	E-CORPOS EXTRANHOS NA REDE
ACIDENTAIS	200 RAZÕES DE SEGURANÇA (RRC)	201 Desligação de carga automático	RAZÕES DE SEGURANÇA
		202 Desligação de carga manual	RAZÕES DE SEGURANÇA
		203 Risco iminente de pessoas e bens (52º)	RAZÕES DE SEGURANÇA
	570 E-RAZÕES DE SEGURANÇA (RRC)	571 E-Desligação de carga automático	E-RAZÕES DE SEGURANÇA
		572 E-Desligação de carga manual	E-RAZÕES DE SEGURANÇA
PREVISTAS	210 FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)	573 E-Risco iminente de pessoas e bens	E-RAZÕES DE SEGURANÇA
		211 Não pagamento no prazo (193º,199º e 201º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		212 Falta de pagamento/Actualização caução (176º e 180º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		213 Alteração da instalação sem aprovação (54º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		214 Não comunicação de alteração de identidade	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		215 Cedência de energia eléctrica a terceiros (175º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		216 Impossibilidade de acordo para datas para leituras (148º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		217 Impedimento de acesso aos aparelhos (54º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		218 Causador de perturbações na rede (54º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)
		219 Falta de segurança da instalação (54º)	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE (RRC)

ACIDENTAIS	220	PRÓPRIAS	221	TI - Trabalhos de ligação/desligação	MANUTENÇÃO
			222	TI - Manobras	MANUTENÇÃO
			223	TI - Conservação preventiva	MANUTENÇÃO
			224	TI - Trabalhos de reparação	MANUTENÇÃO
	230	PRÓPRIAS	231	Neve/gelo	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			232	Queda de árvores por condições atmosféricas adversas	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			233	Projecção de ramos por vento	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			234	Chuva	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			235	Vento	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			236	Nevoeiro	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
			237	Trovoada	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
	240	PRÓPRIAS	241	Falta de selectividade longitudinal	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
			242	Falta de selectividade transversal	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
			243	Defeito de protecção/automatismos	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
			244	Defeito de teleacção/telecomando	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
	250	PRÓPRIAS	245	Defeito em comunicações	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
			251	Defeito de montagem	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			252	Defeito de fabrico	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			253	Erro na concepção de materiais	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			254	Utilização inadequada de materiais	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			255	Envelhecimento de materiais	MATERIAL/EQUIPAMENTO
	260	PRÓPRIAS	256	Defeito de isolamento	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			257	Defeito de disjuntor	MATERIAL/EQUIPAMENTO
			261	Contornamentos/condensação	MANUTENÇÃO
			262	Inundação/infiltrações	MANUTENÇÃO
			263	Manutenção deficiente	MANUTENÇÃO
			264	Fase à terra	MANUTENÇÃO
			265	Mau contacto de fase	MANUTENÇÃO
			266	Mau contacto de neutro	MANUTENÇÃO
			267	Polição/corrosão	MANUTENÇÃO
	270	PRÓPRIAS	268	Faixas de protecção insuficientes	MANUTENÇÃO
			269	Condutores desregulados	MANUTENÇÃO
			271	Utilização acima das características	TÉCNICAS
	280	PRÓPRIAS	272	Regime especial de exploração	TÉCNICAS
			281	Falsa manobra	HUMANAS
			282	Ensaio	HUMANAS
			283	Trabalhos da EEM (administração directa)	HUMANAS
			284	Trabalhos da EEM (empregado)	HUMANAS
			285	Trabalhos TET (administração directa)	HUMANAS
	290	OUTRAS REDES OU INSTALAÇÕES	286	Trabalhos TET (empregado)	HUMANAS
			291	Instalação do Cliente	ENTIDADES EXTERIORES
			292	Instalação do Produtor	ENTIDADES EXTERIORES
	300	PRÓPRIAS	301	Desconhecidas - condições atmosféricas normais	DESCONHECIDAS
			302	Em análise	DESCONHECIDAS
			303	FFM-Terceiros s/m/prova	DESCONHECIDAS

Anexo III Pontos de entrega da Rede de Transporte

Pontos de entrega da rede de transporte do SEPM - 2018			
	Descrição	Tipo	Tensão (kV)
Madeira			
AEP030 BUS	Aeroporto	Cliente	30
ALE6.6 BUS	Alegria	EEM	6,6
AMP6.6 BUS1	Amparo 1	EEM	6,6
AMP6.6 BUS2	Amparo 2	EEM	6,6
CAN6.6 BUS	Canço 1	EEM	6,6
CAN6.6 BUS2	Canço 2	EEM	6,6
CAV6.6 BUSSE	Central Calheta 6,6 kV	EEM	6,6
CGR6.6BUS	Cabo Girão	EEM	6,6
CNL6.6 BUS1	Cançal 1	EEM	6,6
CNL6.6 BUS2	Cançal 2	EEM	6,6
CTS6.6 BUS	Calheta 30 kV	EEM	6,6
FCH6.6 BUS1	Funchal 1	EEM	6,6
FCH6.6 BUS2	Funchal 2	EEM	6,6
FCH6.6 BUS3	Funchal 3	EEM	6,6
LDF6.6 BUS	Lombo do Faial	EEM	6,6
LDM6.6 BUS	Lombo do Meio	EEM	6,6
LIV6.6 BUS1	Livramento 1	EEM	6,6
LIV6.6 BUS2	Livramento 2	EEM	6,6
MCH6.6 BUS1	Machico 1	EEM	6,6
MCH6.6 BUS2	Machico 2	EEM	6,6
MSR030 BUS1	Meia Serra 1	Cliente	30
MSR030 BUS2	Meia Serra 2	Cliente	30
PDG6.6 BUS1	Ponta Delgada	EEM	6,6
PFE6.6 BUS1	Palheiro Ferreiro 1	EEM	6,6
PFE6.6 BUS2	Palheiro Ferreiro 2	EEM	6,6
PRZ6.6 BUS1	Prazeres 1	EEM	6,6
PVM6.6 BUS	Ponte Vermelha	EEM	6,6
RDJ6.6 BUS	Ribeira da Janela	EEM	6,6
SJO6.6BUS1	São João 1	EEM	6,6
SJO6.6BUS2	São João 2	EEM	6,6
SDA6.6 BUS	Serra d'Água	EEM	6,6
SSR6.6 BUS	Santo da Serra	EEM	6,6
STA6.6 BUS	Santana	EEM	6,6
STQ6.6 BUS	Santa Quitéria	EEM	6,6
SVC6.6 BUS	São Vicente	EEM	6,6
VIT6.6 BUS1	Vitória 1	EEM	6,6
VIT6.6 BUS2	Vitória 2	EEM	6,6
VIV6.6 BUS1	Viveiros 1	EEM	6,6
VIV6.6 BUS2	Viveiros 2	EEM	6,6
VIV6.6 BUS3	Viveiros 3	EEM	6,6
VTS6.6 BUS1	Virtudes 1	EEM	6,6
VTS6.6 BUS2	Virtudes 2	EEM	6,6
Porto Santo			
CPS6.6 BUS	Calheta (Porto Santo)	EEM	6,6
CNP6.6 BUS	Central Nova (Porto Santo)	EEM	6,6
VL6.6 BUS1	Vila Baleira (Porto Santo) 1	EEM	6,6
VL6.6 BUS2	Vila Baleira (Porto Santo) 2	EEM	6,6

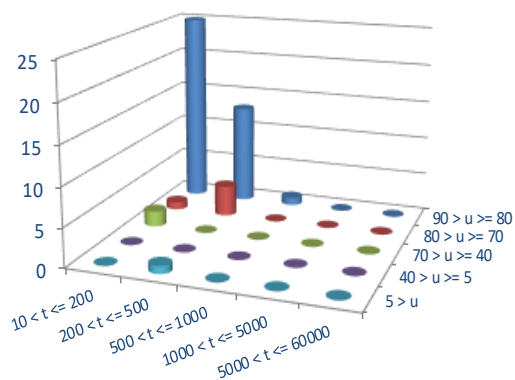
Anexo IV Qualidade da Onda de Tensão

Síntese dos valores máximos registados por semana nos pontos de monitorização - 2018																									
Ilha	Instalação/PdE			Tensão eficaz			Tremulação			Dese- quilíbrio (p95)	Harmónicas (p95)														
	Tensão (kV)	Abrev.	Designação	U min(%) Fases	U máx(%) Fases	Pit	3ª harmónica	5ª harmónica	7ª harmónica		THD														
Madeira	60	SE CNL	Canical	0,6	0,7	0,9	3,7	3,6	3,7	0,2	0,2	0,2	0,22	0,2	0,4	0,6	3,6	3,4	3,4	2,5	2,4	2,5	4,3	4,1	4,2
	60	SE VTO	Vitória 60kV	1,8	1,7	2,0	3,8	3,6	3,8	0,1	0,2	0,2	0,23	0,1	0,4	0,5	3,1	2,8	2,8	2,3	2,2	2,2	3,7	3,5	3,5
	60	SE PMO(60kV)	Pedra Mole 60kV	2,6	2,4	2,8	4,0	4,0	4,2	0,5	0,4	0,5	0,26	0,1	0,5	0,5	3,1	2,9	2,8	1,9	1,9	1,9	4,6	3,5	3,4
	30	SE PMO(30kV)	Pedra Mole 30kV	1,4	1,3	1,7	5,8	5,7	5,8	0,2	0,2	0,2	0,26	0,2	0,5	0,5	3,9	3,8	3,6	2,3	2,2	2,4	4,6	4,4	4,3
	30	SE PRZ(30kV)	Prazeres 30kV	-4,4	-4,3	-4,2	3,3	3,3	3,4	0,2	0,3	0,3	0,18	0,1	0,5	0,5	3,9	3,6	3,4	2,1	2,1	2,2	4,4	4,2	4,0
	30	SE RDJ(30kV)	Ribeira da Janela 30kV	3,3	3,3	3,6	5,9	5,8	6,1	0,5	0,5	0,6	0,25	0,1	0,5	0,5	5,0	4,6	4,3	2,2	2,2	2,3	5,4	5,2	5,0
	30	SE LDR	Lombo Doutor	2,3	2,5	2,5	4,2	4,3	4,5	0,2	0,4	0,3	0,22	0,1	0,5	0,6	3,8	3,6	3,3	2,2	2,3	2,3	4,2	4,1	3,9
	30	SE CTV1	Vitória 30kV(Barr 1)	2,5	2,6	2,9	5,8	5,8	6,1	0,2	0,4	0,3	0,28	0,1	0,5	0,5	3,0	2,7	2,7	2,0	2,0	1,9	3,7	3,4	3,4
	30	SE CTV2	Vitória 30kV(Barr 2)	4,4	4,4	4,7	6,4	6,3	6,5	0,3	0,5	0,4	0,21	0,2	0,4	0,5	3,0	2,8	2,7	2,2	2,1	2,2	3,8	3,5	3,5
	30	SE PFE	Palheiro Ferreiro	2,7	2,7	2,9	5,6	5,4	5,7	0,2	0,2	0,2	0,20	0,3	0,5	0,8	4,0	3,6	3,7	2,8	2,6	2,8	4,7	4,3	4,5
	6,6	SE SVC	São Vicente	2,0	3,1	2,9	4,9	6,0	5,7	0,5	0,6	0,6	0,58	0,4	0,6	0,2	5,6	4,9	5,5	1,8	2,0	2,2	5,8	5,3	5,6
	6,6	SE PFE	Palheiro Ferreiro	1,9	2,2	2,1	3,7	4,0	3,9	0,9	0,5	1,0	0,27	0,2	0,6	0,4	3,3	3,0	3,3	2,3	2,3	2,4	3,9	3,6	3,9
	6,6	SE PRZ(6,6kV)	Prazeres 6,6kV	3,2	3,4	3,4	6,0	6,3	6,3	0,3	0,4	0,3	0,25	0,4	0,6	0,3	4,7	4,1	4,3	1,6	1,9	1,7	4,9	4,5	4,6
	6,6	SE RDJ(6,6kV)	Ribeira da Janela 6,6kV	1,0	1,3	1,2	3,8	4,2	4,1	0,2	0,3	0,2	0,30	0,4	0,7	0,3	5,2	4,4	4,8	1,9	2,2	2,1	5,4	4,9	5,2
	6,6	SE CTS	Calheta(30kV)	0,8	2,4	2,3	3,7	5,3	5,2	0,6	0,5	0,6	0,71	0,4	0,5	0,2	3,9	3,4	4,0	2,1	2,2	2,2	4,4	4,1	4,6
	0,4	C-AC-005	Achada Santo Antão	0,5	0,8	0,4	3,6	4,0	3,5	0,3	0,3	0,3	0,88	0,4	0,5	0,8	3,7	4,2	4,2	2,4	2,2	2,2	4,3	4,6	4,7
	0,4	F-M-032	Monte	0,2	0,7	0,7	2,1	2,5	2,5	0,2	0,2	0,2	0,35	0,5	0,5	0,7	3,1	2,8	3,2	2,4	2,2	2,4	3,8	3,5	4,0
	0,4	MX-MX-023	Landeiros E.F	1,5	2,1	1,9	4,2	4,6	4,6	0,3	0,3	0,3	0,46	0,3	0,5	0,7	3,6	3,6	3,8	2,2	2,1	2,4	4,1	4,0	4,3
	0,4	SV-PD-014	Vila	2,1	2,3	2,5	4,2	4,4	4,7	0,5	0,6	0,6	0,36	0,6	0,5	0,5	4,5	3,9	4,2	1,6	1,8	1,8	4,8	4,2	4,5
	0,4	RB-SA-013	Rocha Alta	3,5	3,5	3,5	5,6	5,7	5,6	0,3	0,3	0,3	0,34	0,4	0,7	0,5	4,2	3,9	4,1	1,7	1,9	1,8	4,3	4,1	4,2
	0,4	CL-ECL-003	Vila	4,4	4,6	4,9	7,7	7,7	8,0	0,3	0,2	0,2	0,40	0,5	0,5	0,8	3,3	2,7	3,1	2,5	2,5	2,6	4,2	3,7	4,2
	0,4	ST-SJ-002	Felpa	5,0	5,6	5,0	9,1	9,5	9,1	0,4	0,4	0,4	0,51	0,7	0,7	0,2	5,2	4,9	5,1	2,1	2,1	2,1	5,4	5,0	5,2
	0,4	PS-CA-010	Serragem	1,4	1,3	1,2	3,0	2,9	2,9	0,5	0,5	0,5	0,25	0,4	0,4	0,5	3,7	3,6	3,2	2,2	2,1	2,2	4,3	4,2	3,9
	0,4	SC-C-065	Canico Baixo Sul-Cambado	-0,1	0,2	-0,1	1,8	2,0	1,7	0,5	0,5	0,5	0,24	0,5	0,6	0,4	3,4	3,8	3,8	2,5	2,6	2,4	4,3	4,7	4,5
	0,4	PM-RJ-002	Eira da Achada	0,7	1,0	1,3	2,8	3,1	3,3	0,5	0,2	0,1	0,36	0,5	0,6	0,4	5,4	4,5	4,9	1,8	2,0	1,9	5,6	5,0	5,2
	Porto Santo	LIMITES																							
6,6		SE CNP	Central Térmica	0,9	1,1	1,1	2,5	2,6	2,8	0,5	0,5	0,5	0,23	0,2	0,5	0,3	1,6	1,2	1,6	2,0	1,9	2,1	2,5	2,3	2,6
0,4	PST-PST-032	RDP	3,6	3,3	3,7	9,6	9,5	9,9	0,8	0,8	0,8	0,36	0,4	0,3	0,4	2,2	1,9	2,3	2,9	2,7	2,6	4,1	3,8	4,5	

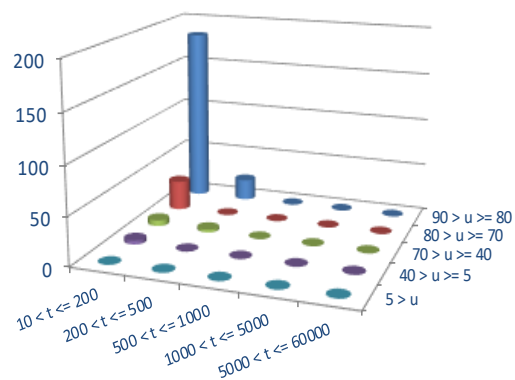
Cavas de tensão

Ilha da Madeira

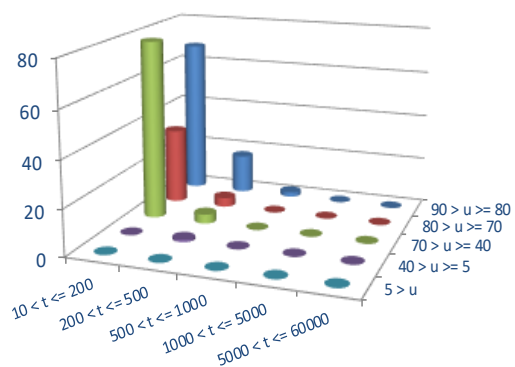
Cavas de tensão 60kV



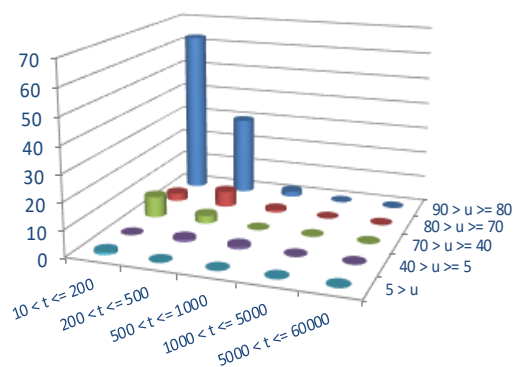
Cavas de tensão 30kV



Cavas de tensão 6,6kV

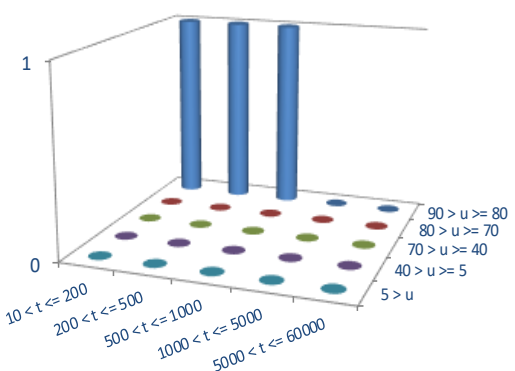


Cavas de tensão 230V

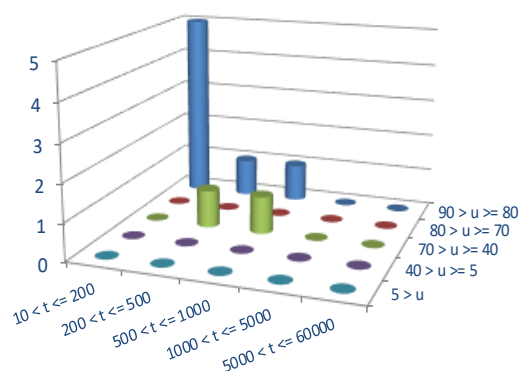


Ilha do Porto Santo

Cavas de tensão 6,6kV



Cavas de tensão 230V



Sobretensões

Ilha da Madeira

