



Electricidade
da Madeira

2019

Relatório da Qualidade de Serviço - Sistema Elétrico



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

Julho de 2020

1	INTRODUÇÃO	3
2	SÍNTESE	3
2.1	Continuidade de serviço	3
2.2	Qualidade da onda de tensão	5
2.3	Qualidade comercial	6
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	24
4.3.5	Indicadores individuais MT	26
4.4	Continuidade de serviço - Rede de Distribuição BT	28
4.4.1	Indicadores gerais BT	29
4.4.2	Indicadores gerais por tipo de incidente	32
4.4.3	Indicadores gerais BT por concelho	33
4.4.4	Comparação com os valores padrão BT	34
4.4.5	Indicadores individuais BT	36
4.5	Incidentes mais significativos	39
4.5.1	Ilha da Madeira	39
4.5.2	Ilha do Porto Santo	40
4.6	Incidentes grande impacto	41
5	QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	42
5.1	Introdução	42
5.2	Sumário	42
5.3	Plano de monitorização	43
5.4	Distorção harmónica	45
5.5	Tremulação (flicker)	45
5.6	Desequilíbrio de fases	45
5.7	Valor eficaz da tensão	45
5.8	Frequência	45
5.9	Cavas de tensão	45
5.10	Sobretensões	47
5.11	Síntese	48
5.12	Principais melhorias na monitorização da qualidade da onda de tensão	49
6	QUALIDADE COMERCIAL	50
6.1	Introdução	50
6.2	Inquérito de satisfação dos clientes	50
6.3	Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial	50
6.4	Indicadores individuais de qualidade de serviço comercial	51
6.4.1	Ativação de fornecimento	51
6.4.2	Desativação de fornecimento	52
6.4.3	Visitas às instalações dos clientes	53
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	54
6.4.6	Atendimento presencial	55
6.4.7	Atendimento telefónico	57
6.4.8	Reclamações de clientes	59
6.4.9	Pedidos de informação	62
6.4.10	Leitura de contadores	64
6.4.11	Cientes com necessidades especiais e prioritários	64
6.5	Compensações	65
6.6	Principais ações para a melhoria da qualidade de âmbito comercial	69
Anexo I	Convenções e Definições	70
Anexo II	Classificação das causas das interrupções	76
Anexo III	Pontos de entrega da Rede de Transporte	78
Anexo IV	Qualidade da Onda de Tensão	79

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado a 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 a sua aplicação de âmbito 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, indicam-se as convenções e definições, para uma melhor compreensão do relatório. Os restantes anexos contêm informação de carácter 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.

No que diz respeito à evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnica das redes elétricas de transporte e distribuição, há a assinalar, em 2019, uma melhoria significativa dos indicadores na ilha da Madeira e uma deterioração na ilha do Porto Santo. Para estes resultados, contribuíram, no caso da ilha da Madeira, uma menor quantidade de incidentes com origem em fenómenos atmosféricos de grande relevância, enquanto no Porto Santo as interrupções com a origem na produção e na rede de distribuição foram responsáveis pela grande maioria dos resultados.

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 2019, os seguintes valores:

Indicadores gerais da rede de transporte do SEPM - 2019

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	2,35	1,51	3,85
Frequência média de interrupções breves do sistema - MAIFI (n.º)	0,09	0,50	0,13
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	1,45	22,79	2,29
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	0,21	3,00	0,45
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	2,58	38,00	5,60
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	12,33	12,67	12,52

No que tange aos indicadores individuais verifica-se que 19,0% dos Pontos de Entrega (PdE's) da ilha da Madeira foram afetados, pelo menos uma vez. No Porto Santo, todos os PdE's foram afetados.

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 - 2019

	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	59,53	16,65	76,17
Frequência média de interrupções breves do sistema - MAIFI (n.º)	0,34	1,18	0,39
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	54,47	314,05	68,09
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	0,87	6,77	1,18
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	34,16	246,03	43,63

Verificou-se uma melhoria de todos os indicadores gerais totais, com maior destaque para a END (37,8%), e número das interrupções breves (40,1%), para a ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, verificou-se um aumento significativo de todos os indicadores, repartidos maioritariamente pelas interrupções acidentais com origem na produção e em interrupções programadas da distribuição.

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 na ilha da Madeira, com a diminuição de todos os indicadores, embora não tão expressiva.

Em relação aos indicadores individuais, constata-se que 10 PdE's ultrapassaram o padrão individual, apenas no que respeita à duração, 1 na zona A de qualidade de serviço, 1 na zona B e 8 na zona C, apenas na ilha da Madeira.

Rede de distribuição BT

Os indicadores gerais referentes à rede BT apresentam, em 2019, os seguintes resultados:

Indicadores gerais da rede de distribuição BT do SEPM - 2019			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	0,81	6,62	1,00
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	48,48	298,68	56,91

Na rede de BT, verifica-se a tendência da rede de MT, ou seja, a melhoria dos indicadores na ilha da Madeira, apresentando os valores mais baixos dos últimos anos, demonstrando um bom nível de continuidade de serviço. Na ilha do Porto Santo, verificou-se a tendência contrária, com uma degradação dos indicadores, com os registos mais expressivos desde 2015, motivados por interrupções acidentais com origem na produção, e trabalhos programados na distribuição.

Em termos comparativos com o valor padrão, verifica-se que não houve nenhuma violação dos indicadores gerais, embora se registre um aumento significativo na ilha do Porto Santo.

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 17 clientes (8 da zona A e 9 na zona C), todos na ilha da Madeira.

2.2 Qualidade da onda de tensão

O plano de monitorização estabelecido para o ano 2019 foi cumprido, na generalidade, não tendo existido condicionalismos de maior.

A taxa de conformidade geral foi de 99,9% para a ilha da Madeira e de 99,2% para a ilha do Porto Santo.

As taxas de cumprimento do plano de monitorização atingiram 90,5% e 86,4%, 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, registos acima do padrão, para a 5ª harmónica. Num ponto de entrega de BT foram registados também valores de amplitude acima do padrão, 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 2019, 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 93,7% (2019) e 95,1% (2018) 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 91,5% (2019) e 82,1% (2018).
- A percentagem de atendimentos telefónicos comerciais com tempo de espera inferior a 60 segundos foi de 94,6% (2019) e 91,0% (2018).
- Dos pedidos de informação apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento 97,2% (2019) e 96,9% (2018) foram respondidos de imediato, enquanto que 97,7% (2019) e 99,5% (2018) dos pedidos de informação recebidos por escrito foram respondidos dentro dos prazos regulamentares.
- Apurou-se ainda que 94,0% (2019) e 93,9% (2018) 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 8.813 (2019) e 8.862 (2018) visitas às instalações de clientes;
- Realização de 1.822 (2019) e 2.327 (2018) interrupções por facto imputável ao cliente, tendo sido restabelecidas 1.359 (2019) e 1.776 (2018) ligações, das quais 13 (2019) e 14 (2018) foram efetuadas fora do prazo regulamentar, tendo sido objeto de compensação. Foram excluídas 5 (2019) e 5 (2018) 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 984 (2019) e 1.060 (2018) reclamações, das quais apenas 38 (2019) e 31 (2018) excederam o padrão individual de resposta;
- No que respeita ao número de avarias na instalação de alimentação individual do cliente, foram comunicadas 2.273 (2019) e 2.811 (2018) avarias, originando 2.154 (2019) e 2.598 (2018) assistências técnicas.
- Na área dos serviços técnicos, o inquérito de satisfação aos clientes apurou que 93,0 % dos inquiridos apresenta um grau de satisfação bom.
- Nos serviços de ativação de fornecimento em baixa tensão, a taxa de cumprimento foi de 95,4% (2019) e 95,4% (2018).
- Foi cumprido o prazo estipulado em 99,2% (2019) e 99,0% (2018) 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 100,0% (2019) e 75% (2018) das assistências a clientes prioritários e 99,1% (2019) e 96,7% (2018) das assistências a clientes não prioritários.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

3.1 Infraestruturas do SEPM

Subestações

Em 2019, 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). No entanto, verificaram-se alterações de potência instalada, assinalando-se, ainda, a remodelação da subestação do Amparo, que passou a ser alimentada a 60 kV, em vez dos 30 kV.

Número de subestações por nível de tensão - 2019

kV	30/6,6	60/6,6	60/30	60/30/6,6	Total
Ilha da Madeira	19	5	3	2	29
Ilha do Porto Santo	3	-	-	-	3
Total RAM	22	5	3	2	32

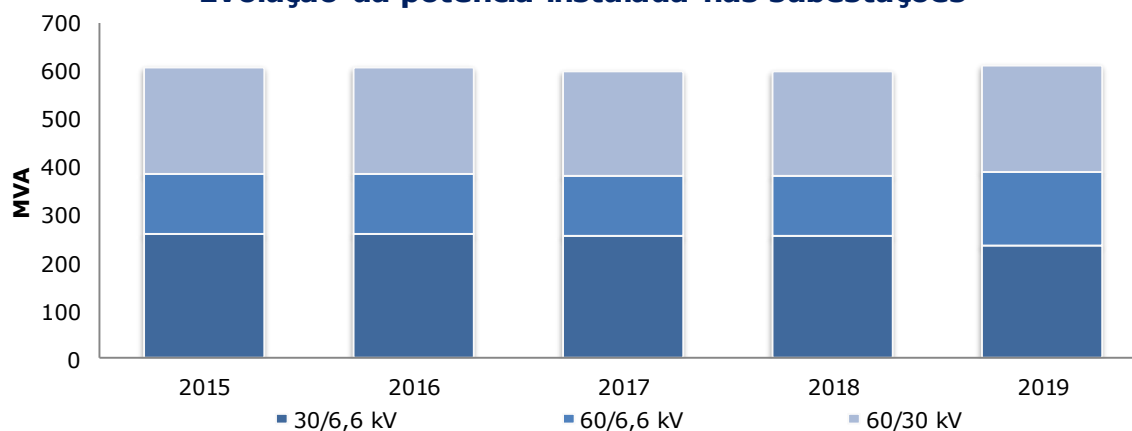
O número de transformadores e as potências instaladas constam no quadro seguinte:

Transformadores instalados nas subestações - 2019

	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	25	216,0	12	155,0	10	220,0	47	591,0
Ilha do Porto Santo	4	20,0	0	0,0	0	0,0	4	20,0
Total RAM	29	236,0	12	155,0	10	220,0	51	611,0

*Nº TR's - Número de transformadores

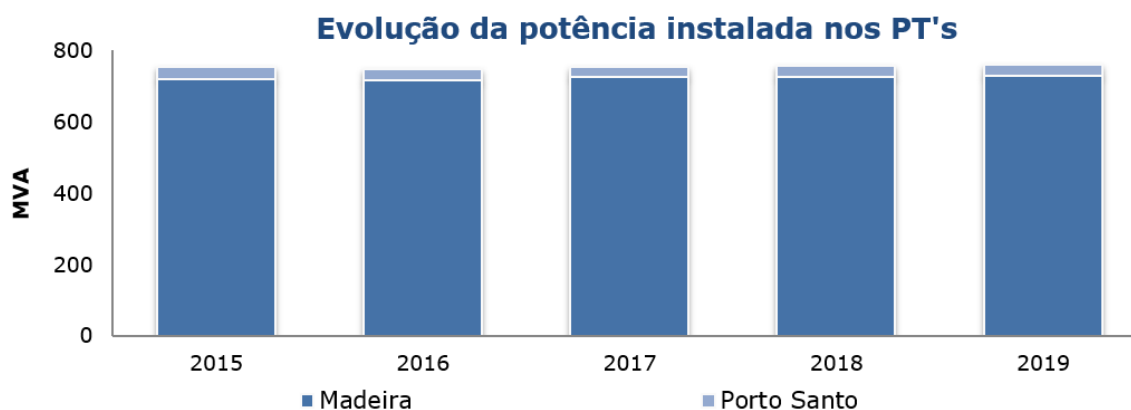
Evolução da potência instalada nas subestações



Postos de transformação

O quadro seguinte apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação, no final do ano de 2019:

Síntese dos postos de transformação - 2019						
	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)
Ilha da Madeira	280	177,82	1 388	552,42	1 668	730,24
6,6 kV	272	168,11	1 354	544,71	1 626	712,82
30 kV	8	9,71	34	7,71	42	17,42
Ilha do Porto Santo	19	13,56	74	17,83	93	31,39
6,6 kV	19	13,56	74	17,83	93	31,39
30 kV	0	0,00	0	0,00	0	0,00
RAM	299	191,38	1 462	570,25	1 761	761,63
6,6 kV	291	181,67	1 428	562,54	1 719	744,21
30 kV	8	9,71	34	7,71	42	17,42

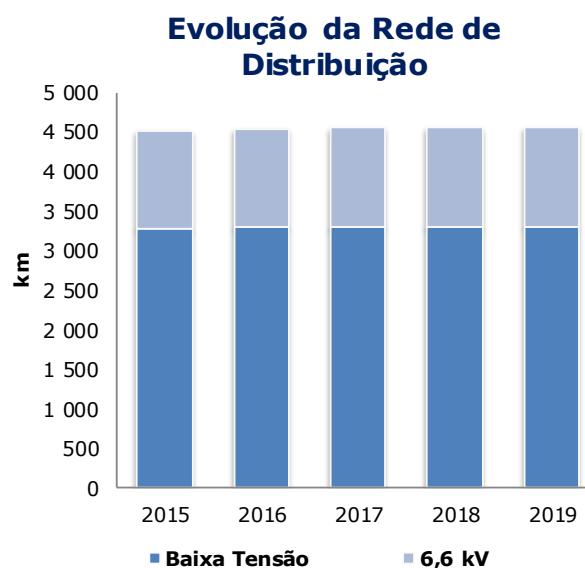
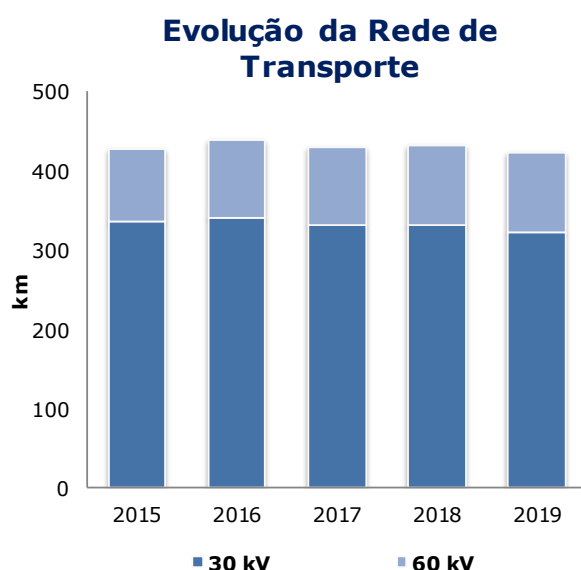


Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição

No quadro seguinte, são apresentadas as extensões das redes AT, MT e BT, referentes a 31 de dezembro de 2019:

Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição - 2019			
km	Aérea	Subterrânea	Total
Madeira	4 525	3 004	7 529
Rede de 60 kV	75	26	102
Rede de 30 kV	169	132	301
Rede de 6,6 kV	415	763	1 177
Rede BT e BT/IP	2 495	681	3 175
BT Ramais	1 191	530	1 721
Rede IP	181	873	1 054
Porto Santo	108	306	414
Rede de 30 kV	3	18	21
Rede de 6,6 kV	13	65	78
Rede BT e BT/IP	45	86	131
BT Ramais	36	50	86
Rede IP	11	87	98
Total RAM	4 633	3 310	7 943
Rede de 60 kV	75	26	102
Rede de 30 kV	172	150	322
Rede de 6,6 kV	427	828	1 255
Rede BT e BT/IP	2 540	767	3 307
BT Ramais	1 227	580	1 807
Rede IP	192	960	1 152

* Extensão planimétrica - SIT-GeoEEM, em 31/12/2019



3.2 Clientes e consumos

O número de contratos ativos referentes a instalações de consumo, no final de 2019 (excluindo as instalações eventuais, instalações EEM e iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, sintetiza-se no quadro seguinte:

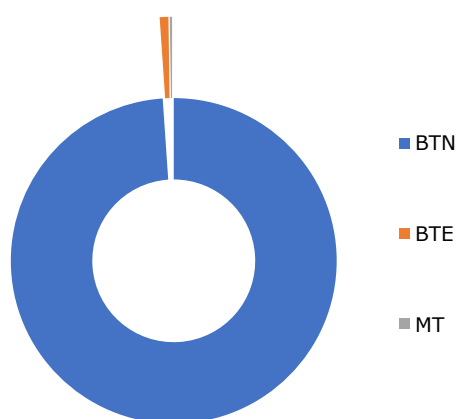
Contratos activos por concelho e por zona de qualidade de serviço - 2019				
	Zona de Qualidade de Serviço			Total Geral
	A	B	C	
Calheta		162	7 617	7 779
BTN		150	7 562	7 712
BTE		10	40	50
MT		2	15	17
Câmara de Lobos		980	13 022	14 002
BTN		950	12 954	13 904
BTE		23	59	82
MT		7	9	16
Funchal	38 069	13 385	6 467	57 921
BTN	37 544	13 275	6 414	57 233
BTE	435	91	42	568
MT	90	19	11	120
Machico		2 939	7 381	10 320
BTN		2 869	7 316	10 185
BTE		51	43	94
MT		19	22	41
Ponta do Sol		255	4 929	5 184
BTN		239	4 890	5 129
BTE		16	27	43
MT		0	12	12
Porto Moniz		280	1 800	2 080
BTN		265	1 776	2 041
BTE		15	12	27
MT		0	12	12
Porto Santo		2 752	1 929	4 681
BTN		2 697	1 910	4 607
BTE		40	12	52
MT		15	7	22
Ribeira Brava		1 035	5 901	6 936
BTN		1 004	5 863	6 867
BTE		29	34	63
MT		2	4	6
S.Vicente		232	3 596	3 828
BTN		223	3 567	3 790
BTE		8	27	35
MT		1	2	3
Santa Cruz		471	20 913	21 384
BTN		450	20 732	21 182
BTE		15	137	152
MT		6	44	50
Santana		152	4 836	4 988
BTN		149	4 797	4 946
BTE		3	27	30
MT		0	12	12
Total RAM*	38 069	22 643	78 391	139 103
BTN	37 544	22 271	77 781	137 596
BTE	435	301	460	1 196
MT	90	71	150	311

*Nº de Clientes em 31/12/2019

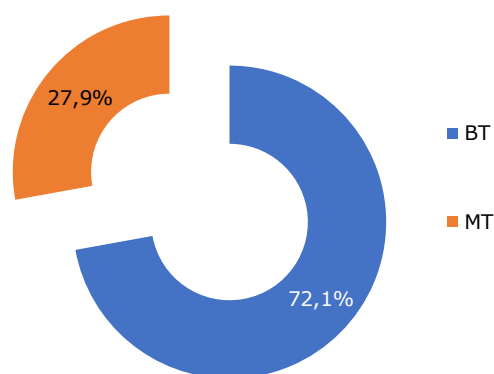
Em 2019 o número total de contratos, com as exclusões acima referidas, ascendeu a 139 103, dos quais 311 dizem respeito a clientes de média tensão (0,2% do total). Cerca de 98,9% dos contratos ativos são de baixa tensão normal, com potência contratada até 41,10 kVA.

Os consumos em BT e MT representam cerca de 72% e 28%, do consumo total, respetivamente. Ainda em relação aos consumos em MT, verifica-se um aumento de cerca de 1,6%, face a 2018.

Distribuição dos clientes por tipo de contrato

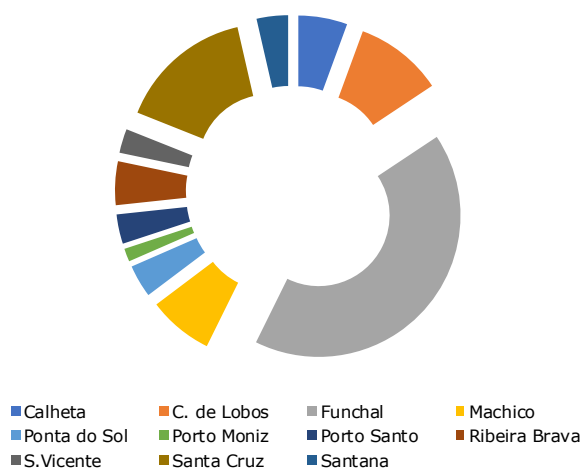


Energia consumida por nível de tensão

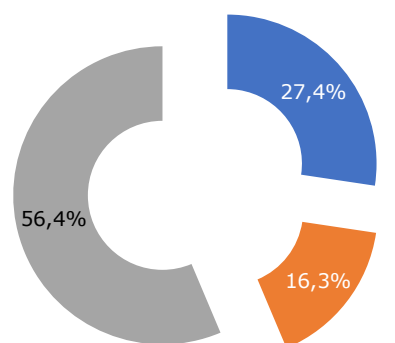


Os gráficos seguintes representam a distribuição de clientes por concelho e por zona de qualidade de serviço:

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 tendencialmente 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).

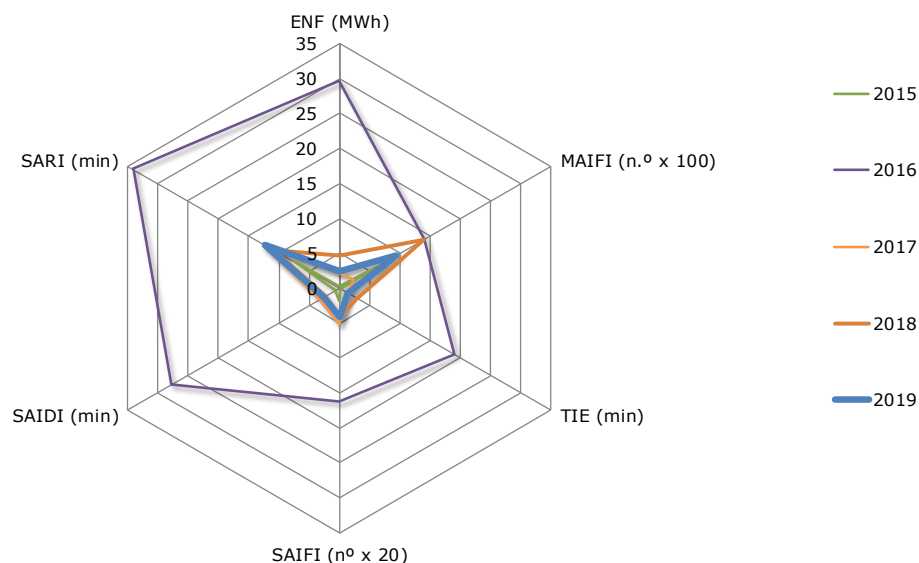
4.2.1 Indicadores gerais

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 - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Madeira							
ENF (MWh)	-	-	2,35	-	-	-	2,35
MAIFI (n.º)	-	-	0,09	-	-	-	0,09
TIE (min)	-	-	1,45	-	-	-	1,45
SAIFI (n.º)	-	-	0,21	-	-	-	0,21
SAIDI (min)	-	-	2,58	-	-	-	2,58
SARI (min)	-	-	12,33	-	-	-	12,33
Porto Santo							
ENF (MWh)	1,51	-	-	-	-	-	1,51
MAIFI (n.º)	-	-	0,25	-	0,25	-	0,50
TIE (min)	22,79	-	-	-	-	-	22,79
SAIFI (n.º)	3,00	-	-	-	-	-	3,00
SAIDI (min)	38,00	-	-	-	-	-	38,00
SARI (min)	12,67	-	-	-	-	-	12,67
RAM							
ENF (MWh)	1,51	-	2,35	-	-	-	3,85
MAIFI (n.º)	-	-	0,11	-	0,02	-	0,13
TIE (min)	0,90	-	1,40	-	-	-	2,29
SAIFI (n.º)	0,26	-	0,19	-	-	-	0,45
SAIDI (min)	3,23	-	2,36	-	-	-	5,60
SARI (min)	12,67	-	12,33	-	-	-	12,52

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira, no período 2015-2019.

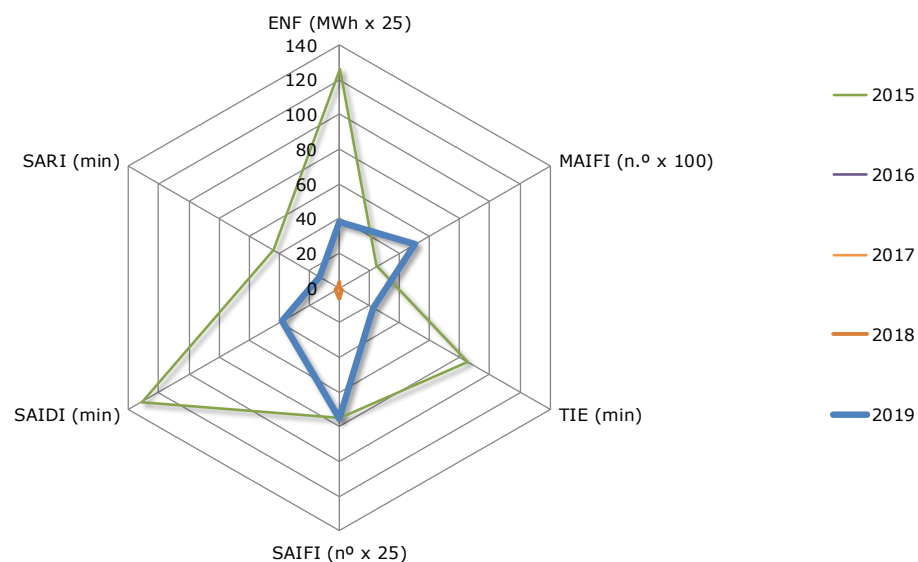
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Transporte)- Ilha da Madeira



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se uma melhoria de todos indicadores, com exceção do SAIDI e SARI que se mantiveram praticamente constantes, face ao ano anterior, devido a interrupções com origem na distribuição. 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 2015-2019.

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

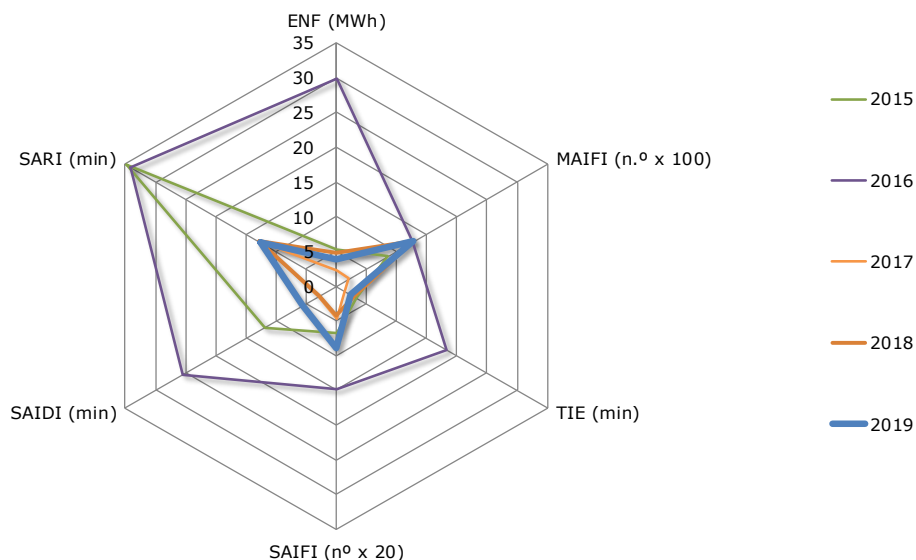


Nesta ilha, os indicadores da continuidade de serviço da rede de transporte apresentam uma degradação face a 2018 devido, essencialmente, a interrupções com origem na produção, contrariando a tendência dos últimos anos da inexistência ou pouca ocorrência

de interrupções a neste nível. 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 gerias verificadas no período 2015-2019, referentes à RAM.

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



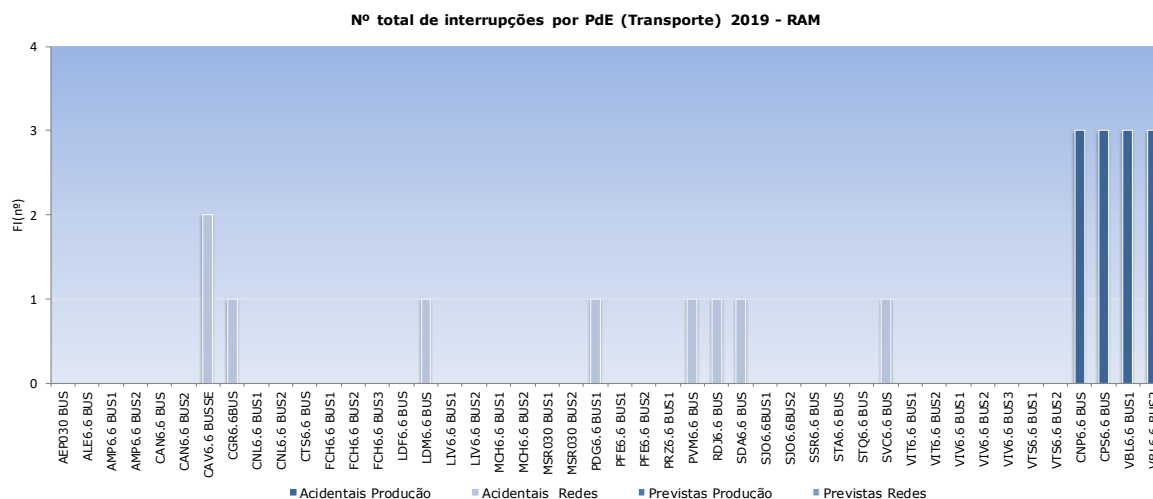
Nesta região os indicadores seguem a tendência já verificada na ilha da Madeira, sendo esta ilha com maior influência na variação nos indicadores, com exceção da ENF.

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

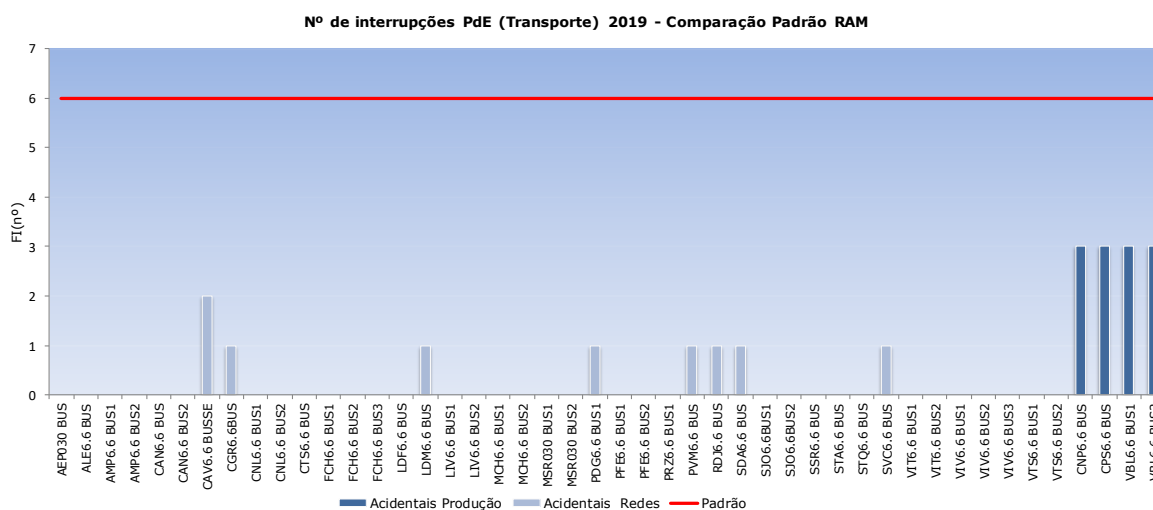
O número total de interrupções por PdE, com duração superior a 3 minutos, com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição, de ambas as ilhas, é o indicado no gráfico seguinte.



Em 2019, 23,8% dos PdE's da ilha da Madeira foram afetados, pelo menos uma vez, motivados por interrupções acidentais com origem nas redes (transporte e distribuição), mantendo o registo do ano anterior.

Na ilha do Porto Santo foram afetados todos os PdE's devido a interrupções com origem na produção.

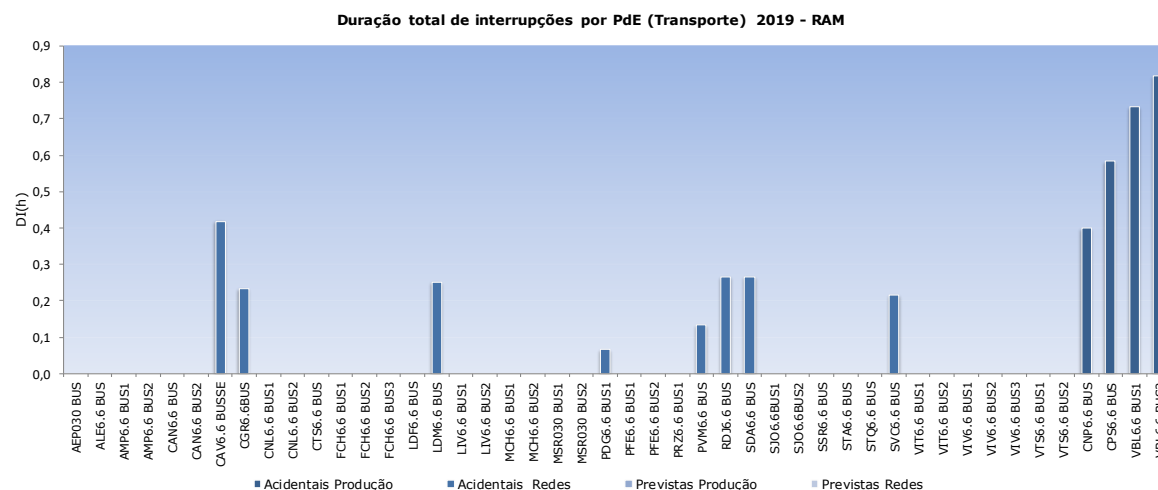
No gráfico seguinte, apresentamos o número de interrupções longas previstas no Artigo 24.º, bem como a sua comparação com o valor padrão.



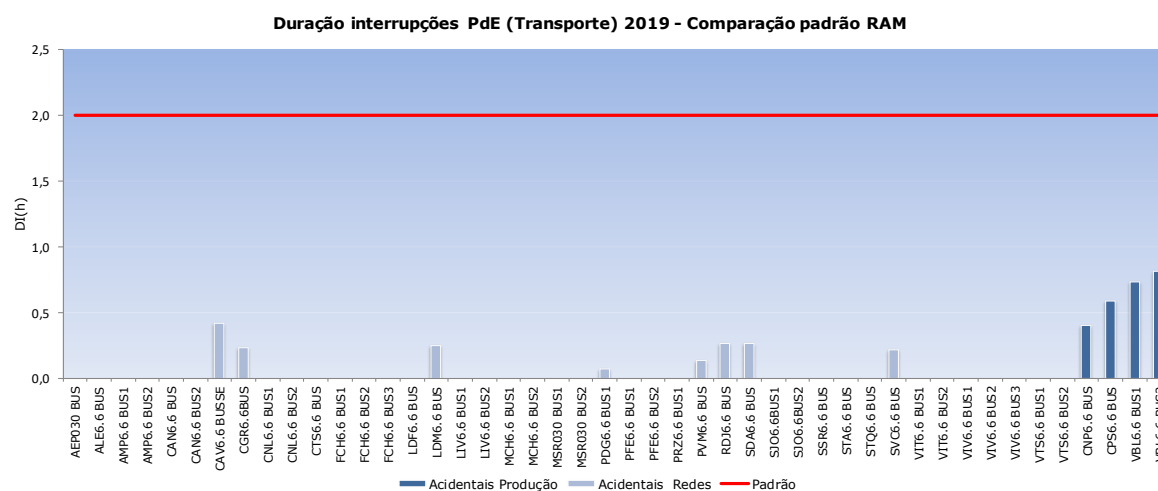
Verifica-se, que o número de interrupções não ultrapassou em nenhum PdE da rede de transporte o valor padrão.

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 2019, nenhum PdE ultrapassou o padrão individual, em ambas as ilhas, salientando-se o facto da ausência de interrupções previstas neste nível de tensão.

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 - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	-	-	4,63	-	-	2,30	6,93
MAIFI (n.º)	-	0,06	0,07	-	-	0,01	0,13
SAIDI (min)	-	-	8,87	-	-	6,12	14,99
SAIFI (n.º)	-	-	0,19	-	-	0,05	0,24
TIEPI (min)	-	-	8,13	-	-	4,57	12,70
Zona B							
END (MWh)	-	-	4,02	-	-	1,79	5,81
MAIFI (n.º)	-	-	0,06	-	-	-	0,06
SAIDI (min)	-	-	26,69	-	-	1,74	28,43
SAIFI (n.º)	-	-	0,19	-	-	0,03	0,22
TIEPI (min)	-	-	12,62	-	-	7,12	19,74
Zona C							
END (MWh)	-	7,16	16,71	-	5,23	17,69	46,80
MAIFI (n.º)	-	0,03	0,38	-	0,04	0,05	0,49
SAIDI (min)	-	7,26	30,69	-	8,75	29,23	75,93
SAIFI (n.º)	-	0,09	0,70	-	0,11	0,37	1,28
TIEPI (min)	-	8,41	21,45	-	5,93	22,27	58,07
Total Ilha							
END (MWh)	-	7,16	25,35	-	5,23	21,78	59,53
MAIFI (n.º)	-	0,03	0,26	-	0,02	0,03	0,34
SAIDI (min)	-	4,46	25,04	-	5,37	19,60	54,47
SAIFI (n.º)	-	0,06	0,50	-	0,07	0,25	0,87
TIEPI (min)	-	3,93	15,04	-	2,76	12,43	34,16

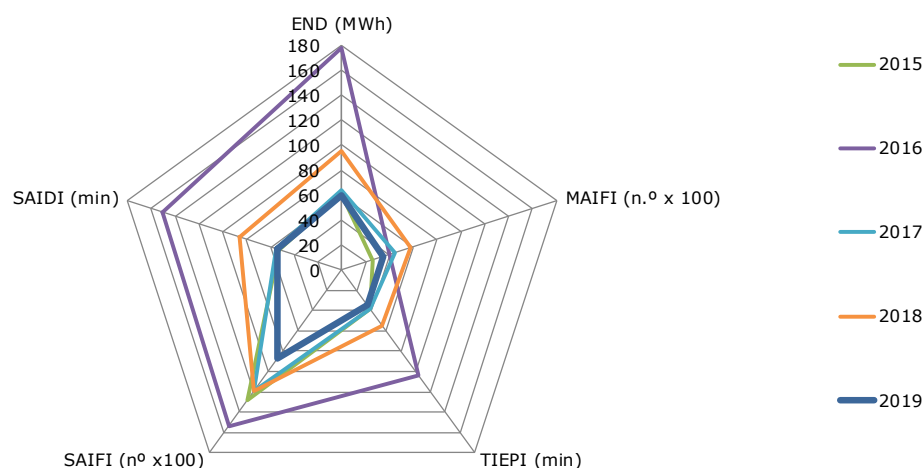
Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - Ilha do Porto Santo - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
END (MWh)	6,72	0,01	0,16	-	-	2,08	8,97
MAIFI (n.º)	0,30	-	0,60	-	0,22	0,06	1,18
SAIDI (min)	133,52	0,23	9,57	-	-	81,32	224,63
SAIFI (n.º)	3,94	0,06	0,30	-	-	0,81	5,11
TIEPI (min)	138,76	0,13	3,52	-	-	45,54	187,95
Zona C							
END (MWh)	2,47	0,60	1,28	-	-	3,32	7,68
MAIFI (n.º)	0,08		1,00	-	0,08	0,03	1,18
SAIDI (min)	119,94	50,05	50,71	-	-	216,89	437,59
SAIFI (n.º)	4,89	0,21	1,20	-	-	2,77	9,07
TIEPI (min)	118,65	34,67	55,21	-	-	182,03	390,57
Total Ilha							
END (MWh)	9,19	0,61	1,45	-	-	5,40	16,65
MAIFI (n.º)	0,21	-	0,77	-	0,16	0,04	1,18
SAIDI (min)	127,83	21,35	26,90	-	-	137,97	314,05
SAIFI (n.º)	4,34	0,12	0,68	-	-	1,64	6,77
TIEPI (min)	133,24	10,31	18,74	-	-	83,74	246,03

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição MT - RAM - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	-	-	4,63	-	-	2,30	6,93
MAIFI (n.º)	-	0,06	0,07	-	-	0,01	0,13
SAIDI (min)	-	-	8,83	-	-	6,11	14,94
SAIFI (n.º)	-	-	0,19	-	-	0,05	0,24
TIEPI (min)	-	-	8,13	-	-	4,57	12,70
Zona B							
END (MWh)	6,72	0,01	4,18	-	-	3,87	14,78
MAIFI (n.º)	0,05	-	0,15	-	0,04	0,01	0,25
SAIDI (min)	22,95	0,04	23,77	-	-	15,20	61,95
SAIFI (n.º)	0,68	0,01	0,20	-	-	0,16	1,05
TIEPI (min)	20,34	0,02	11,41	-	-	12,24	44,00
Zona C							
END (MWh)	2,47	7,77	17,99	-	5,23	21,01	54,47
MAIFI (n.º)	0,00	0,03	0,40	-	0,04	0,05	0,52
SAIDI (min)	4,40	8,83	31,39	-	8,43	35,94	89,00
SAIFI (n.º)	0,18	0,09	0,72	-	0,11	0,46	1,56
TIEPI (min)	4,05	9,11	22,30	-	5,78	26,43	67,67
Total RAM							
END (MWh)	9,19	7,77	26,80	-	5,23	27,18	76,17
MAIFI (n.º)	0,01	0,03	0,28	-	0,03	0,03	0,39
SAIDI (min)	6,76	5,34	25,14	-	5,09	25,76	68,09
SAIFI (n.º)	0,23	0,06	0,51	-	0,07	0,32	1,18
TIEPI (min)	6,30	4,20	15,15	-	2,65	15,33	43,63

Por inspeção das tabelas anteriores verifica-se que, na ilha da Madeira, os incidentes com origem na rede de distribuição continuam a contribuir de forma mais expressiva para os valores finais dos indicadores. Verifica-se, também, uma melhoria ao nível de todos os

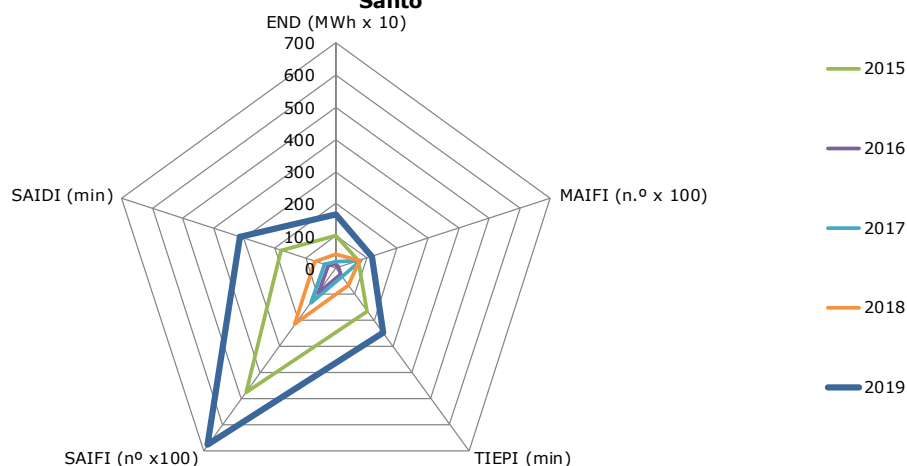
indicadores, face ao ano anterior. Já na ilha do Porto Santo, as interrupções acidentais com origem na produção tiveram a maior contribuição para o apuramento dos valores totais, seguido das interrupções programadas.

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 2019, uma melhoria a todos os níveis, comparativamente ao ano anterior, sendo dos anos com melhor registo até à data, embora continue a apresentar valores dentro da média dos últimos anos. Esta melhoria dos indicadores, ficou a dever-se à quantidade reduzida de fenómenos atmosféricos adversos, bem como à ausência interrupções com origem na produção.

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



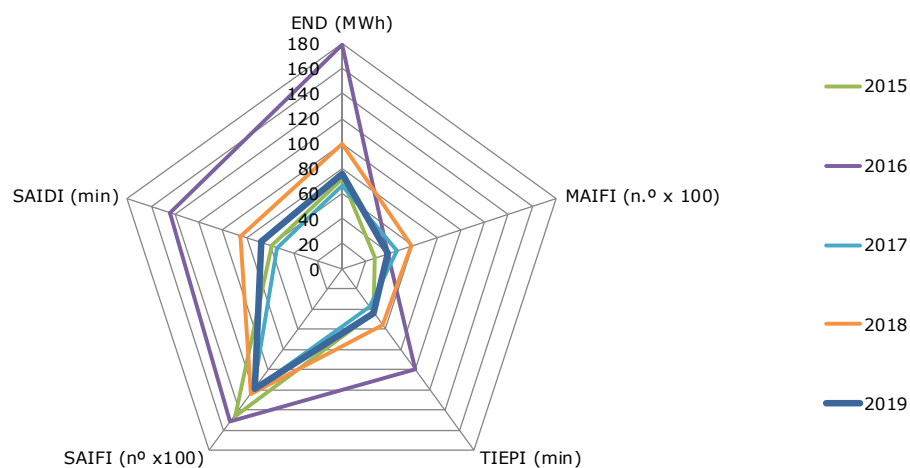
Relativamente à ilha do Porto Santo, a leitura do gráfico evidencia uma degradação da continuidade de serviço, em todos os indicadores de continuidade de serviço, sendo o ano com piores registos, dos últimos cinco.

O aumento das interrupções com origem na produção contribuiu em 55% para os valores apurados, ao mesmo tempo que se verificou um aumento bastante significativo das interrupções programadas, face a 2018. Para estes números contribuíram algumas

anomalias na Central Térmica do Porto Santo, bem como trabalhos de remodelação da rede de distribuição no âmbito dos projetos *Smart Fóssil Free Island*, *Smartgrid* e *Smartmeter*.

No que diz respeito aos indicadores no conjunto das ilhas da RAM, apresenta-se no gráfico seguinte a sua evolução no período 2015-2019.

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



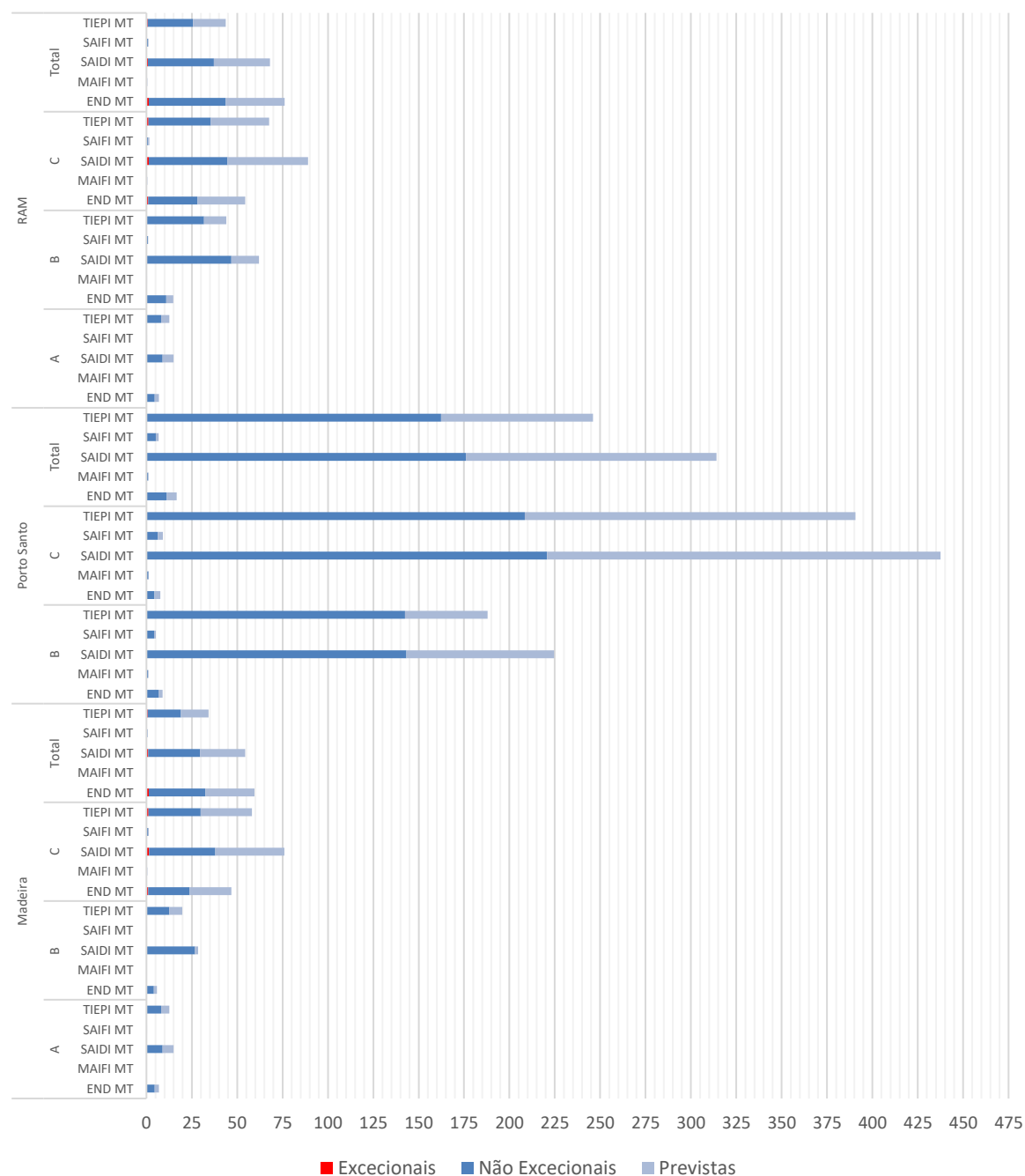
Como seria de esperar, verifica-se que os indicadores da RAM seguem a tendência dos indicadores da ilha da Madeira, com uma melhoria dos valores face ao ano anterior, não tão acentuada, atenuada pelos valores verificados na ilha do Porto Santo.

As interrupções com origem na rede de distribuição são responsáveis pela maioria dos valores obtidos em 2019, distribuídas praticamente de igual forma entre interrupções acidentais e previstas.

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 - 2019

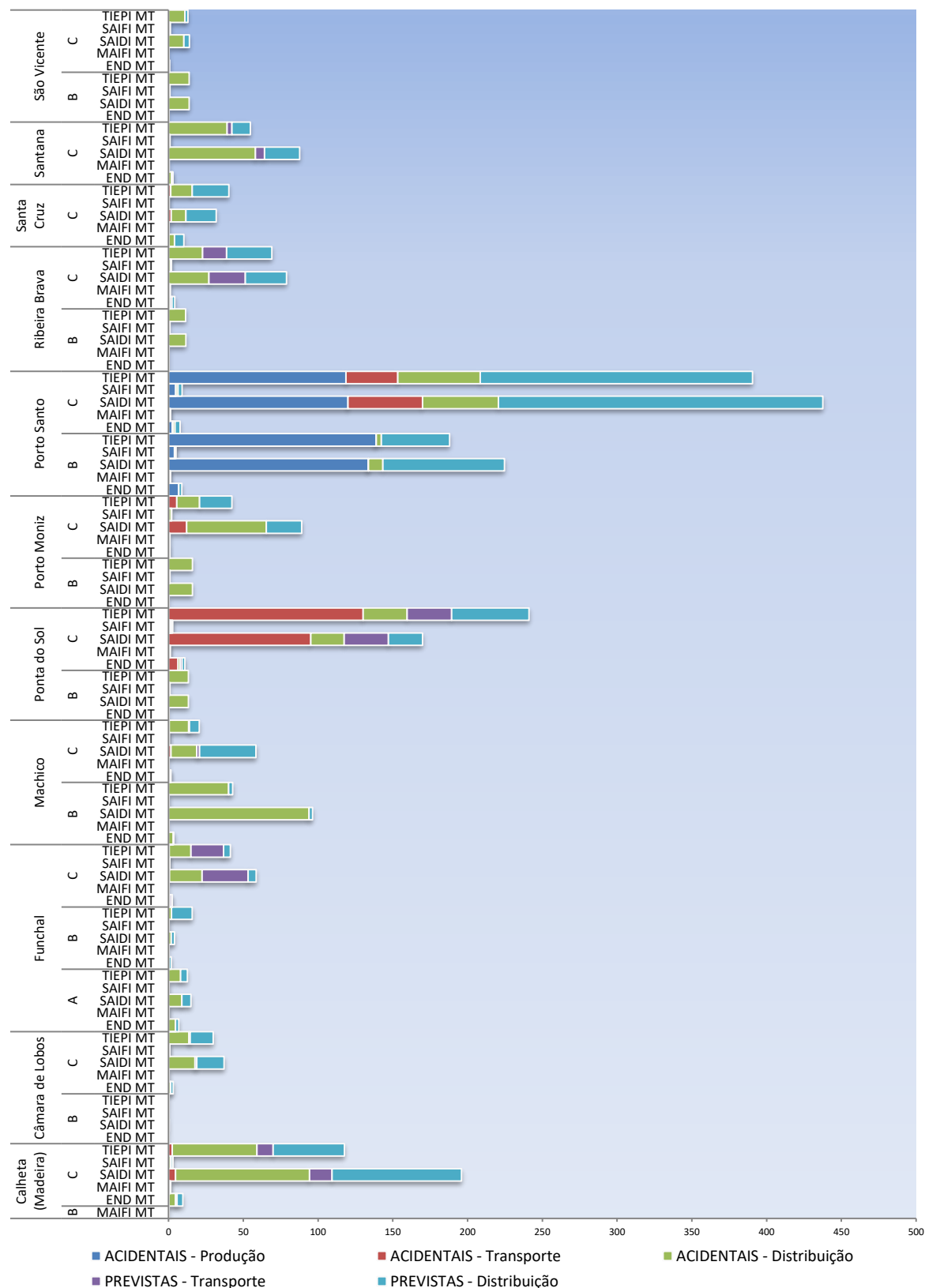


Da análise do gráfico anterior, conclui-se que os eventos excecionais tiveram um impacto mínimo nos indicadores de 2019 na Ilha da Madeira, não existindo qualquer interrupção excecional na ilha do Porto Santo. Nesta ilha, os incidentes com causa não excecional representaram cerca de 67,5%, 56,1% e 75,9% do valor total, nos indicadores END, SAIDI e SAIFI, respetivamente. Já na ilha da Madeira, os incidentes não excecionais originaram 52,5%, 52,4% e 61,4% 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 - 2019



Nos indicadores gerais MT, por concelho, os municípios do Porto Santo, Ponta do Sol e Calheta são os que apresentam pior desempenho. No caso do Porto Santo deve-se aos motivos acima referidos, enquanto que nos outros concelhos os motivos prendem-se com interrupções nas linhas aéreas mais expostas e a sua reparação e melhoria, com os trabalhos programados.

Em oposição, os concelhos com melhores indicadores foram Santana e Câmara de Lobos.

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 - 2019						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI (n.º)	3	0,18	5	0,19	7	0,76
SAIDI (Horas)	3	0,14	4	0,44	8	0,61
Porto Santo						
SAIFI (n.º)	3	N/A	5	4,30	7	6,29
SAIDI (Horas)	3	N/A	4	2,39	8	3,68
Total RAM						
SAIFI (n.º)	3	0,18	5	0,89	7	0,96
SAIDI (Horas)	3	0,14	4	0,78	7	0,72

N/A - Não Aplicável

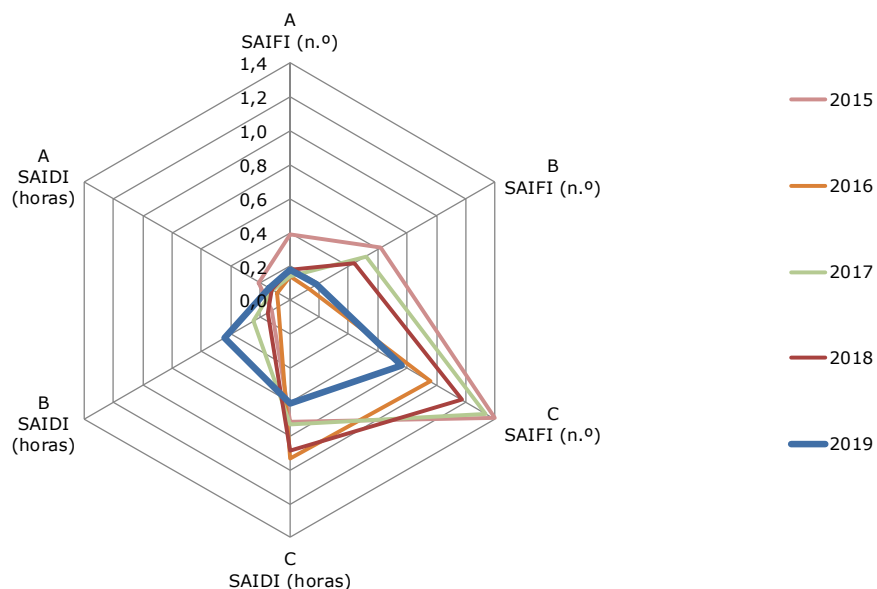
Da análise ao quadro anterior, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores gerais da rede de distribuição MT, são inferiores aos do padrão estabelecido no RQS.

Em 2019, verifica-se uma variação oposta em relação às duas ilhas quando comparadas com o ano anterior. No caso da ilha da Madeira verifica-se uma diminuição do SAIFI e SAIDI, com exceção do SAIDI na zona B de qualidade de serviço, devido a interrupções com origem na distribuição.

Na ilha do Porto Santo, verificou-se um aumento significativo dos indicadores, na maioria, devido a interrupções com origem na produção, tendência que já se tinha verificado 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.

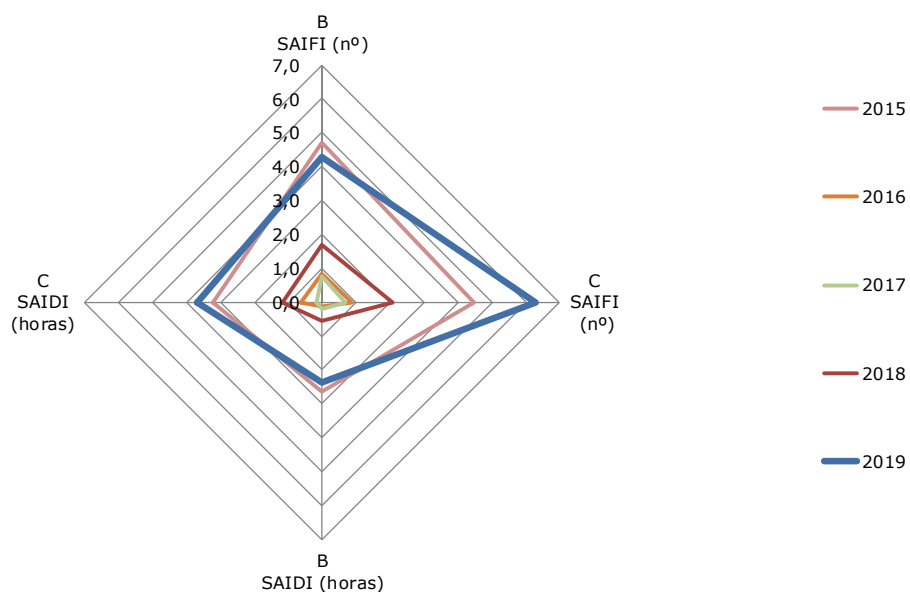
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição MT -Ilha da Madeira



Quando comparados com ano anterior, os indicadores gerais MT de 2019 mostram uma melhoria nas zonas de qualidade de serviço B e C, e um desempenho ligeiramente inferior no SAIDI, na zona B.

Na ilha do Porto Santo, verifica-se uma degradação nos indicadores gerais MT, em muito devido às interrupções com origem na produção, verificando-se mesmo valores máximos atingidos no SAIFI da zona C, nunca antes registados.

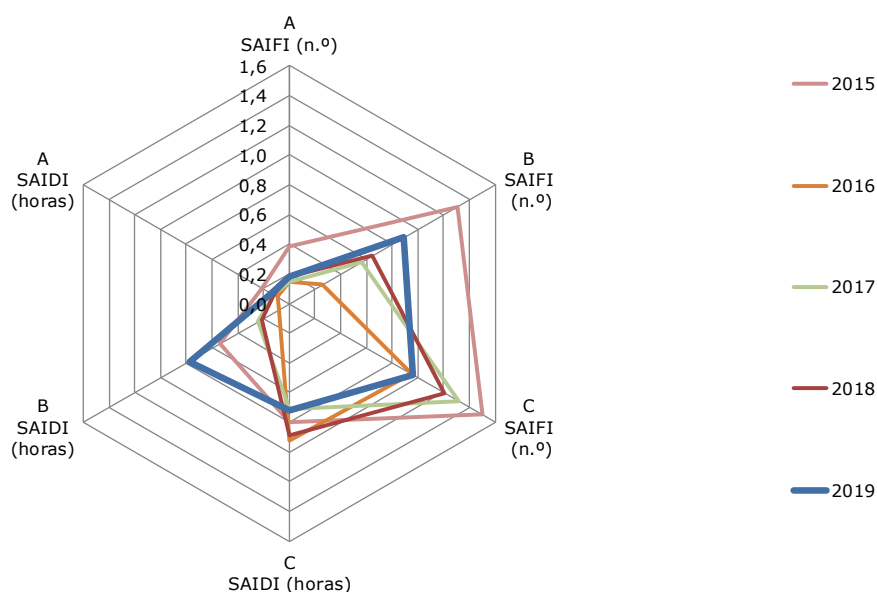
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição MT -Ilha do Porto Santo



Na RAM, verifica-se uma evolução semelhante à ocorrida na Madeira, com um aumento dos indicadores ao nível da zona B de qualidade de serviço, e um decréscimo ao nível da zona C do SAIDI e SAIFI. 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 - 2019								
	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	651	1.663			0,0%		10	1,4%
Zona A	72	383	8	-	0,0%	4	1	0,3%
Zona B	52	260	12	-	0,0%	8	1	0,4%
Zona C	527	1.020	18	-	0,0%	12	8	0,8%
Porto Santo	93	93			0,0%			0,0%
Zona B	54	54	12	-	0,0%	8	-	0,0%
Zona C	39	39	18	-	0,0%	12	-	0,0%

* em 31 de Dezembro de 2019

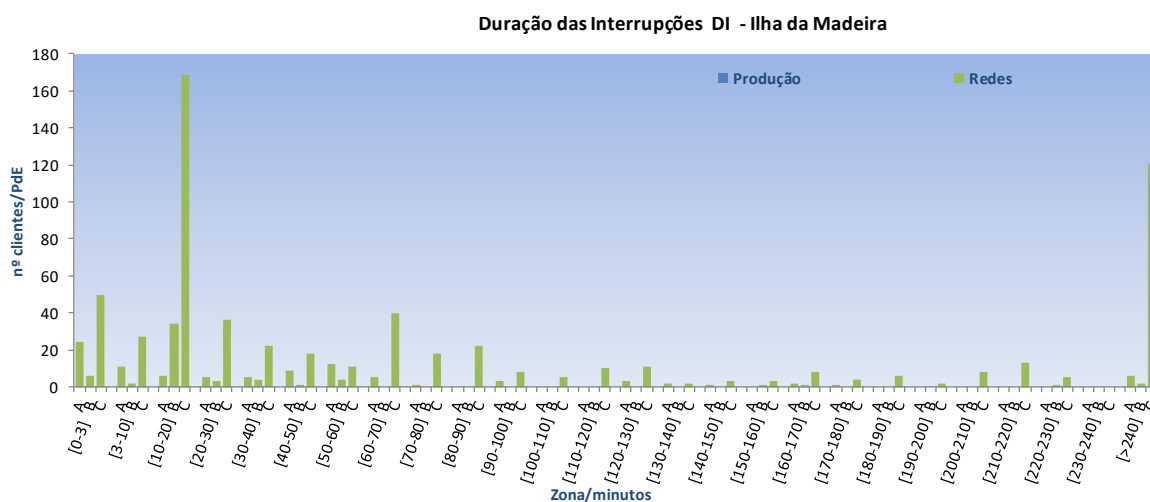
O indicador Frequência das Interrupções (FI) da rede MT não apresenta violações relativamente ao valor padrão, ao contrário do indicador Duração das Interrupções (DI) que excede o valor padrão em 10 PdE's, 1 na zona A, 1 na zona B e 8 na Zona C, todos na ilha da Madeira. Neste âmbito, apenas 39,1% do total dos PT's desta ilha foram afetados.

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.

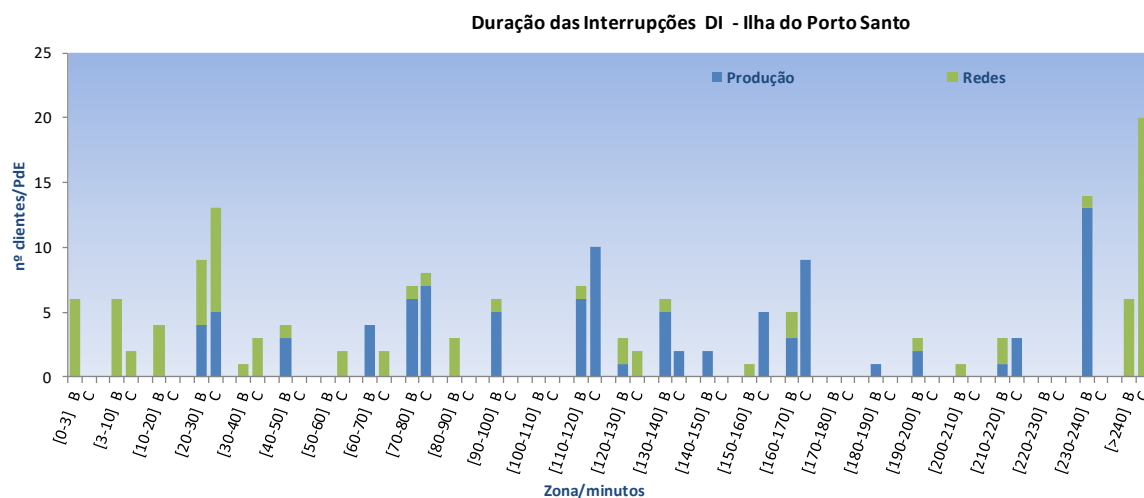
Nº de PdE's a compensar por incumprimento dos indicadores individuais - 2019				
Ilha	Concelho	Zona	Nível de tensão	
			MT	
			FI (nº)	DI (h)
Madeira	Funchal	A	-	1
	Machico	B	-	1

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

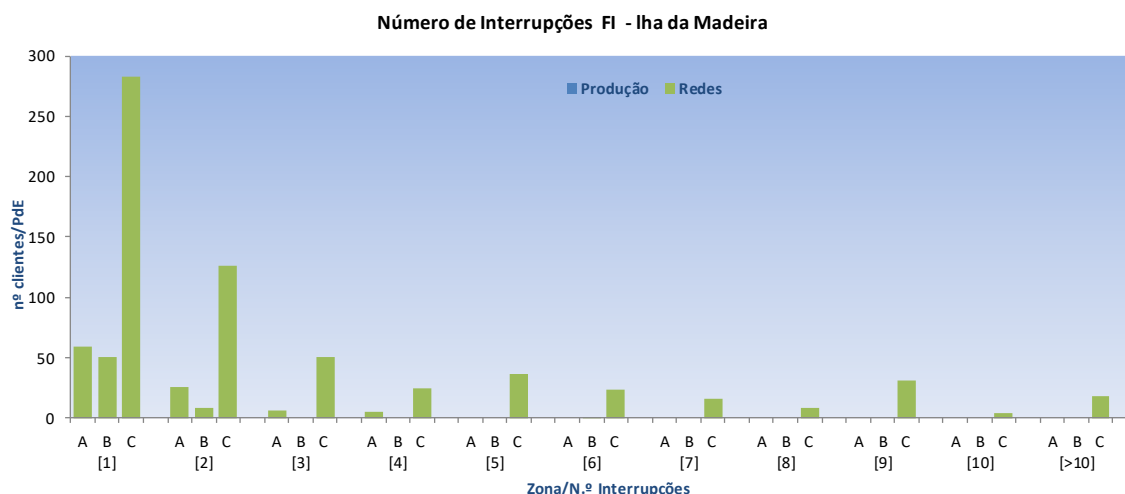


No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 42,3% dos PdE afetados tiveram interrupções com duração inferior 20 minutos, com clara predominância na zona C. Porém, 16,6% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

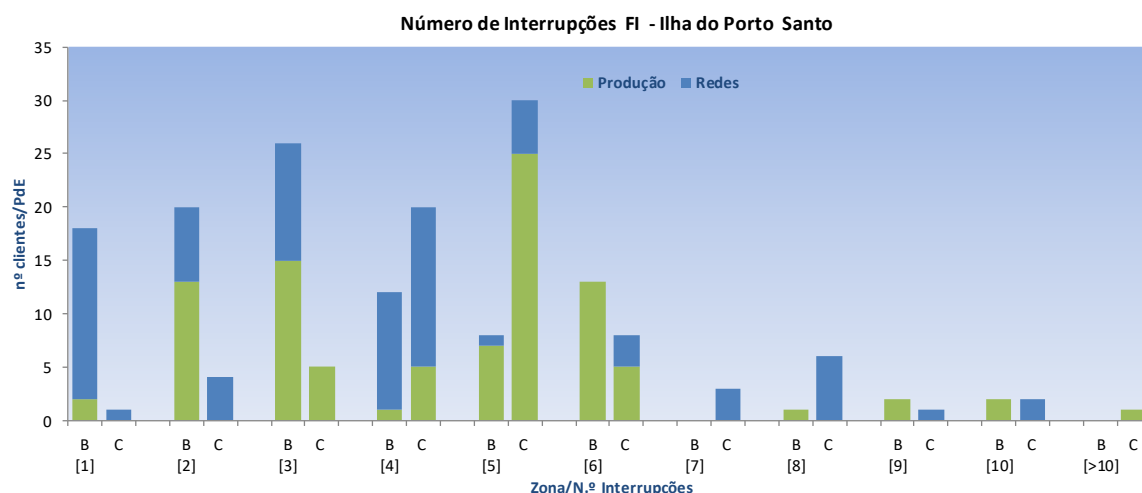


No caso da ilha do Porto Santo, 21,9% dos clientes afetados tiveram interrupções com duração inferior 30 minutos. Todavia, 14,2% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

Número de interrupções - MT



Na ilha da Madeira, cerca de 60,9% dos PdEs MT não foram afetados. No universo dos PdEs afetados 50,5% tiveram uma interrupção. Por outro lado, 2,3% dos PdE's da zona C tiveram mais de 10 interrupções.



No Porto Santo, todos dos PdEs foram afetados com pelo menos uma interrupção (acidentais + previstas). Destes, 10,4% tiveram apenas uma interrupção, sendo que 20,8% tiveram 5 interrupções. Apenas 0,5% dos PdE's tiveram mais de 10 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 - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (n.º)	-	-	0,18	-	-	0,13	0,31
SAIDI (minutos)	-	-	8,19	-	-	13,22	21,40
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	-	-	0,19	-	0,00	0,17	0,36
SAIDI (minutos)	-	-	8,13	-	0,04	15,58	23,75
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	-	0,04	0,61	-	0,09	0,43	1,17
SAIDI (minutos)	-	2,42	25,85	-	5,08	35,03	68,38
Total Ilha							
SAIFI BT (n.º)	-	0,02	0,43	-	0,05	0,31	0,81
SAIDI (minutos)	-	1,38	18,23	-	2,90	25,98	48,48

Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - Ilha do Porto Santo - 2019							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	3,50	0,04	0,47	-	-	0,78	4,79
SAIDI (minutos)	131,01	0,51	18,90	-	-	73,90	224,32
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	4,98	0,15	1,60	-	-	2,51	9,24
SAIDI (minutos)	143,39	36,51	65,53	-	-	159,87	405,29
Total Ilha							
SAIFI BT (n.º)	4,11	0,09	0,93	-	-	1,49	6,62
SAIDI (minutos)	136,11	15,30	38,05	-	-	109,23	298,68

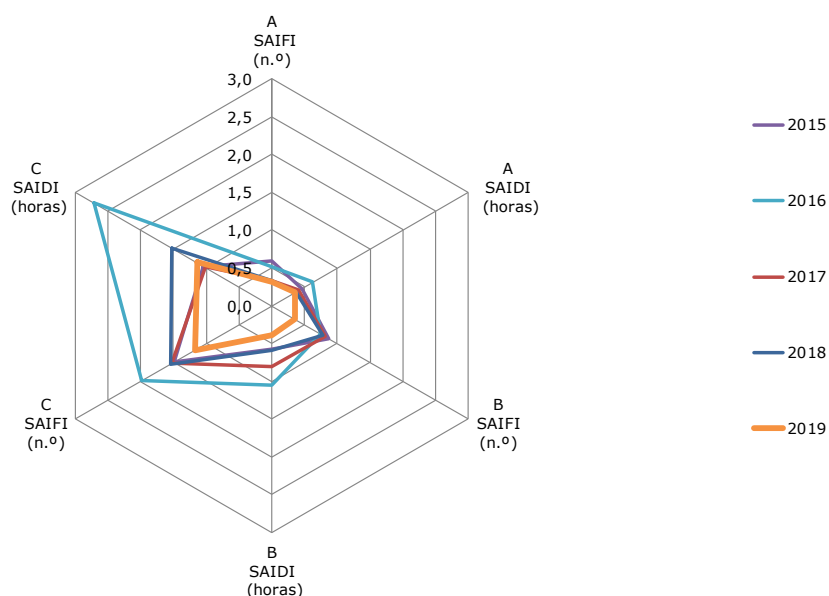
Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de distribuição BT - RAM - 2019

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (n.º)	-	-	0,18	-	-	0,13	0,31
SAIDI (minutos)	-	-	8,19	-	-	13,22	21,40
Zona B							
SAIFI BT (n.º)	0,43	0,00	0,22	-	0,00	0,24	0,90
SAIDI (minutos)	15,91	0,06	9,44	-	0,03	22,70	48,14
Zona C							
SAIFI BT (n.º)	0,12	0,04	0,64	-	0,08	0,48	1,36
SAIDI (minutos)	3,52	3,26	26,83	-	4,96	38,10	76,66
Total RAM							
SAIFI BT (n.º)	0,14	0,02	0,45	-	0,05	0,35	1,00
SAIDI (minutos)	4,57	1,85	18,90	-	2,80	28,79	56,91

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, salientando-se a ausência interrupções com origem na produção, particularmente no caso da ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, a produção e a rede de distribuição, repartem a contribuição para os valores registados, com especial destaque para a produção com 62,1% e 45,6%, do SAIFI e SAIDI, respetivamente.

O gráfico seguinte traduz a evolução dos indicadores gerais, por zona de qualidade de serviço, referentes à ilha da Madeira, no período 2015-2019.

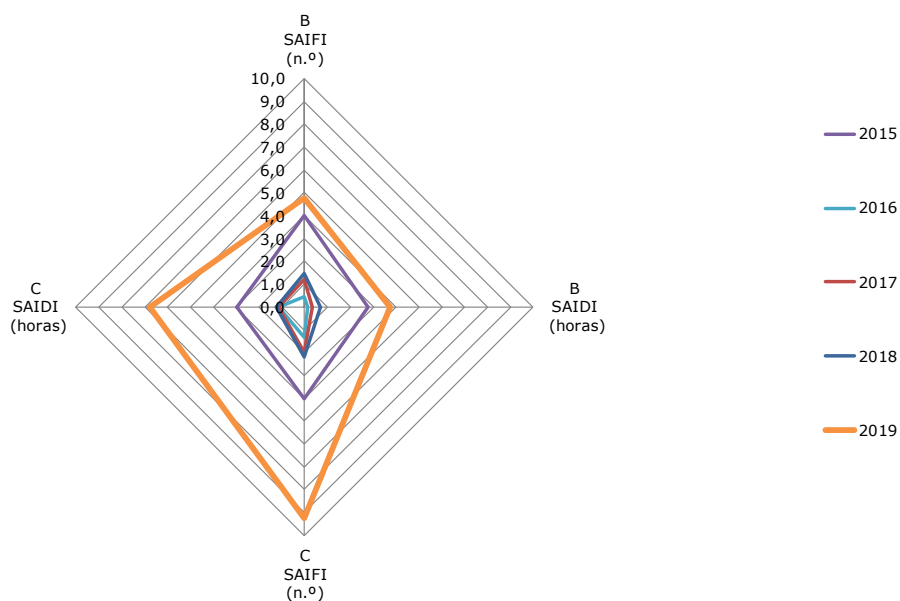
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - Ilha da Madeira



Em linha com o observado nos indicadores da rede de MT, também em BT, registaram-se valores inferiores a 2018, neste caso em todos os indicadores, com maior relevo nas zonas B e C, ainda assim dentro da média observada nos últimos anos.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais no período 2015-2019 é a indicada no gráfico seguinte.

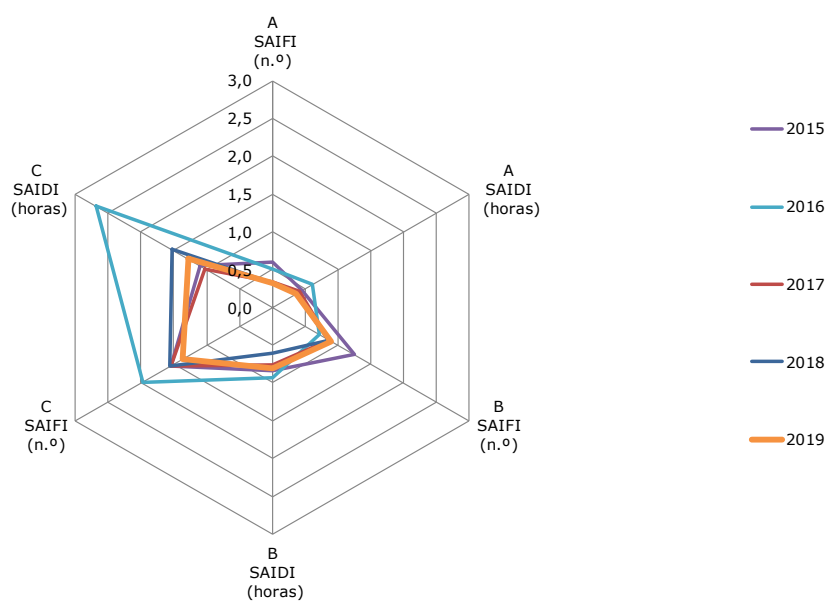
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - Ilha do Porto Santo



No caso desta ilha, e seguindo a tendência registada na MT, foram verificados valores bem acima dos de 2018, sendo bastante visível o aumento significativo dos indicadores a todos os níveis.

Na Região Autónoma da Madeira, a evolução dos indicadores gerais no período 2015-2019 é a indicada no gráfico seguinte.

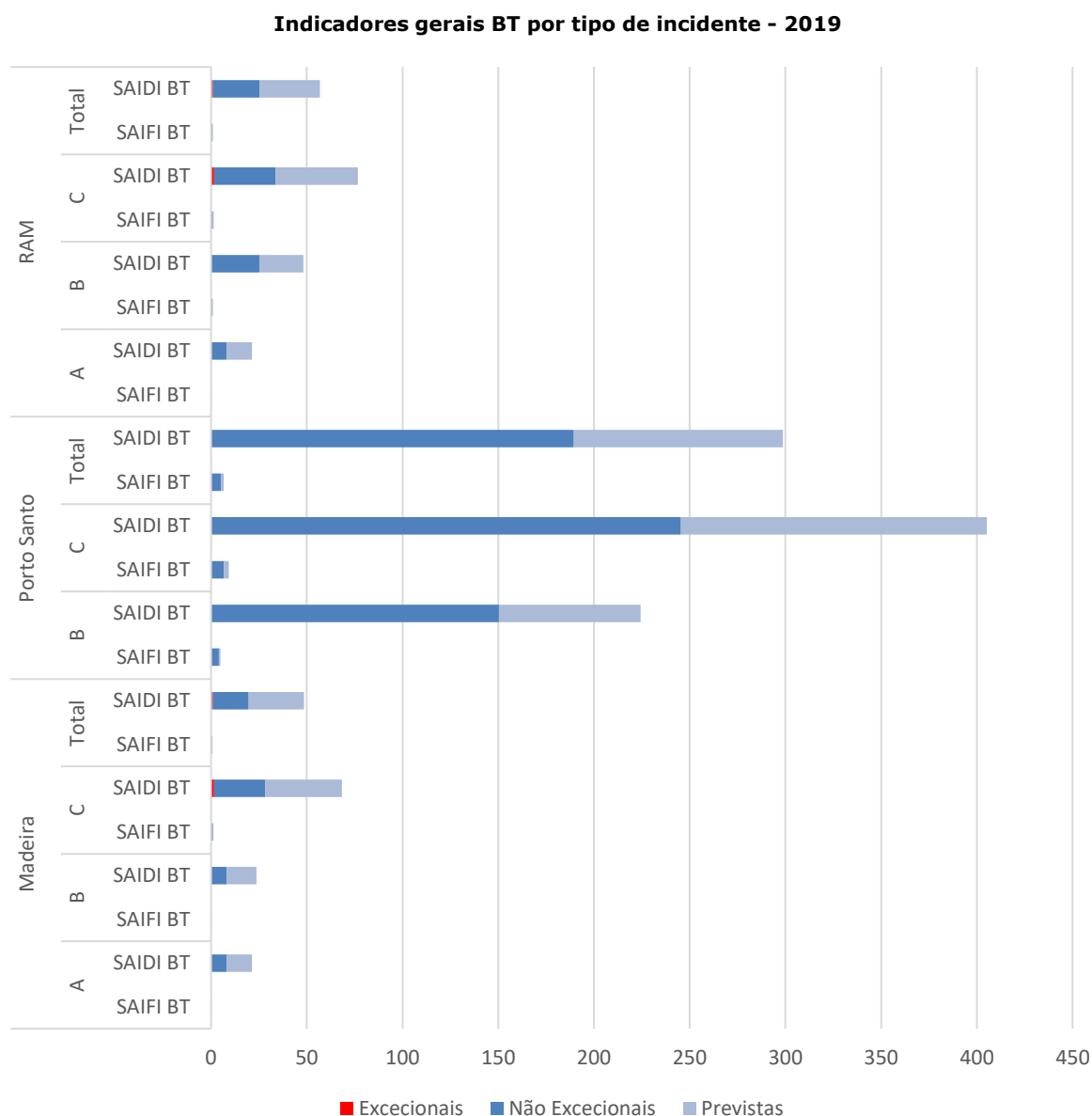
Evolução dos indicadores gerais ao longo do tempo (Distribuição BT) - RAM



Observa-se uma ligeira diminuição dos indicadores, principalmente na zona C, ao contrário da zona B, influenciada pelos valores do SAIDI do Porto Santo. 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 ocorridas no Porto Santo, 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:

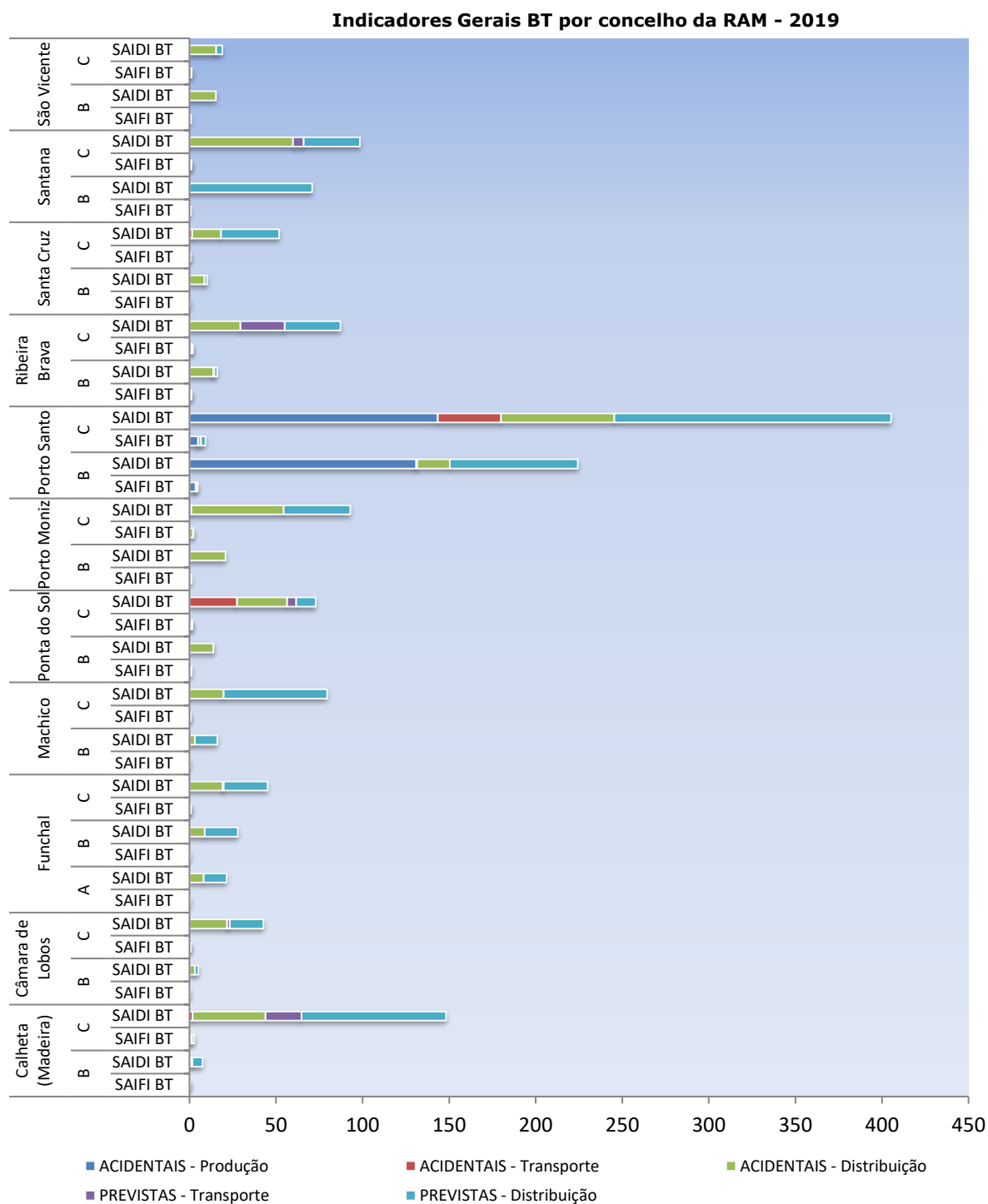


Da análise do gráfico anterior verifica-se que os eventos excepcionais tiveram um impacto pouco significativo sobre os indicadores da Madeira, não ultrapassando 2,0% no caso do SAIDI e 1,8% no caso do SAIFI, do total. No caso do Porto Santo, as interrupções não excepcionais, com exceção das previstas, corresponderam a 63,4% e 77,5% dos

indicadores SAIDI e SAIFI, respetivamente. Não foram verificados incidentes excecionais nesta ilha.

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:



Os melhores resultados foram verificados nos concelhos de São Vicente e Câmara de Lobos, enquanto os piores ocorreram no Porto Santo e na zona C da Calheta, sobretudo no indicador SAIDI.

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 - 2019						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI BT (n.º)	4	0,18	6	0,19	8	0,62
SAIDI (horas)	4	0,14	6	0,13	10	0,45
Porto Santo						
SAIFI BT (n.º)	4	N/A	6	4,01	8	6,73
SAIDI (horas)	4	N/A	6	2,51	10	4,09
Total RAM						
SAIFI BT (n.º)	3	0,18	5	0,65	7	0,77
SAIDI (horas)	3	0,14	5	0,42	8	0,54

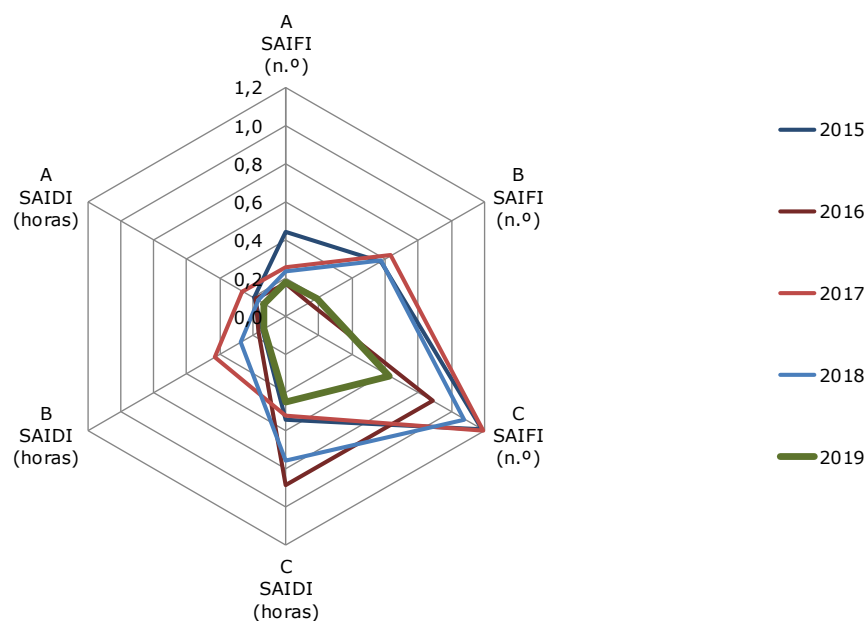
N/A - Não Aplicável

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 inferiores aos do padrão estabelecido no RQS. Na ilha da Madeira verifica-se, face a 2018, uma diminuição generalizada dos indicadores. No caso do Porto Santo, assinala-se um aumento significativo 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, com exceção do SAIDI na zona B, influenciado pelos elevados valores verificados na ilha do Porto Santo.

O gráfico seguinte permite caracterizar a evolução anual dos indicadores gerais BT, entre os anos de 2015 a 2019.

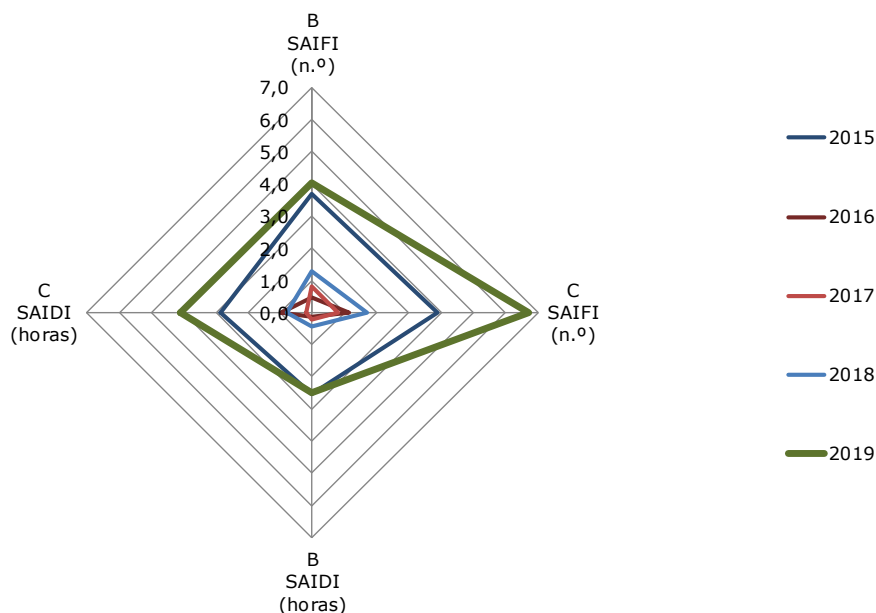
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição BT -Ilha da Madeira



Na ilha da Madeira, continuam a verificar-se melhorias nos indicadores, face a 2018, sendo 2019 um dos anos com melhores registos.

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

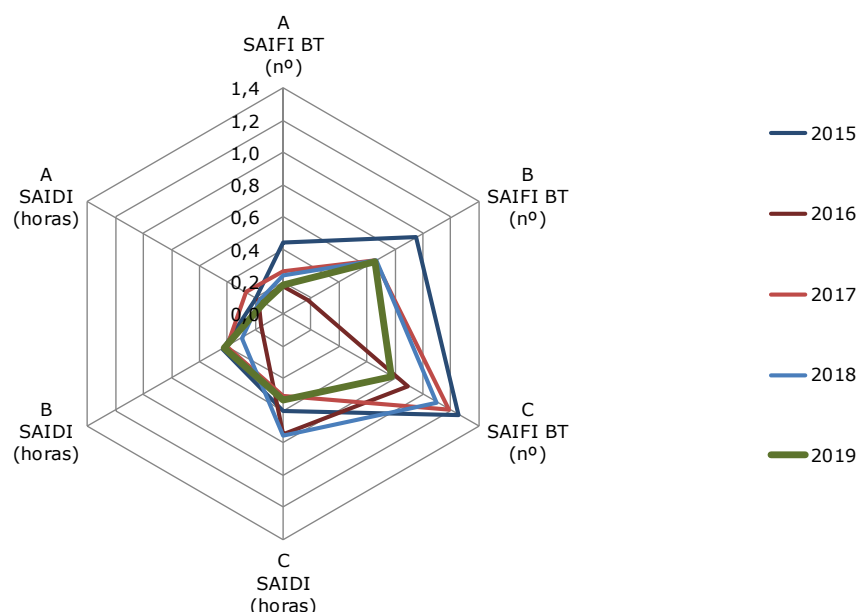
Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões Distribuição BT -Ilha do Porto Santo



No caso desta ilha, ocorreu uma degradação dos indicadores comparativamente a 2018, mas, ainda assim, mantém-se dentro dos limites regulamentares de continuidade de serviço. Os aumentos verificados ficaram a dever-se a interrupções com origem na produção e na distribuição, contribuindo para o SAIFI com 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 variação da evolução é semelhante à observada na ilha da Madeira, com exceção do SAIDI da zona B.

Evolução dos indicadores gerais referente aos padrões BT RAM



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 - 2019								
	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	47.857	134.422			0,0%		17	0,0%
Zona A	7.818	38.069	10	-	0,0%	6	8	0,02%
Zona B	4.177	19.891	15	-	0,0%	10	-	0,00%
Zona C	35.862	76.462	25	-	0,0%	17	9	0,01%
Porto Santo	4.677	4.681			0,0%		-	0,0%
Zona B	2.749	2.752	15	-	0,0%	10	-	0,00%
Zona C	1.928	1.929	25	-	0,0%	17	-	0,00%

* em 31 de Dezembro de 2019

Como se pode constatar do gráfico acima, na ilha da Madeira, a Duração das Interrupções (DI) excede o padrão em 17 PdE's, dos quais: 8 na zona A e 9 na zona C de qualidade de serviço. Na ilha do Porto Santo, não se verificou qualquer violação dos padrões individuais.

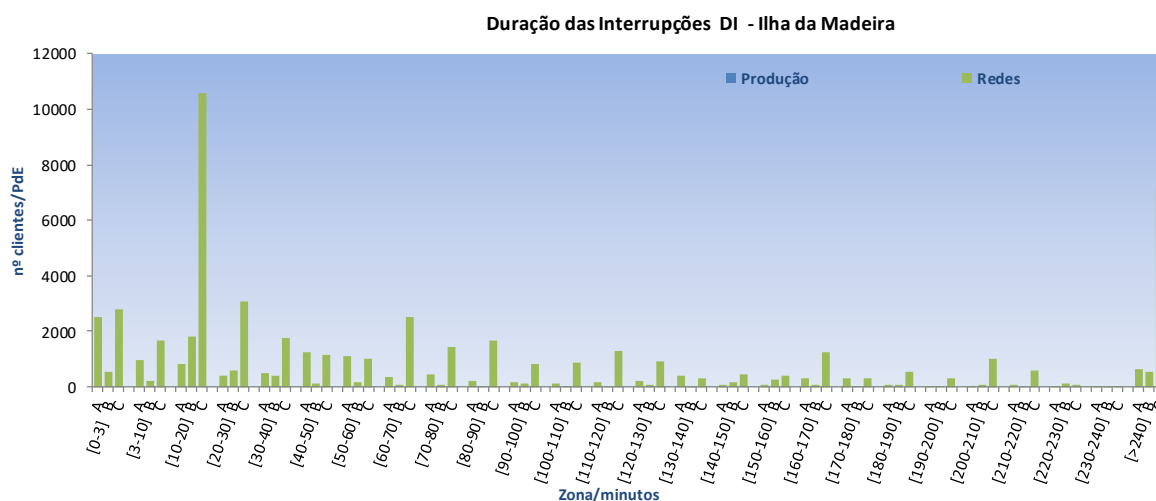
No quadro seguinte, detalha-se o número de PdE's sujeitos a compensações por incumprimento dos padrões individuais.

Nº de PdE's a compensar por incumprimento dos indicadores individuais - 2019

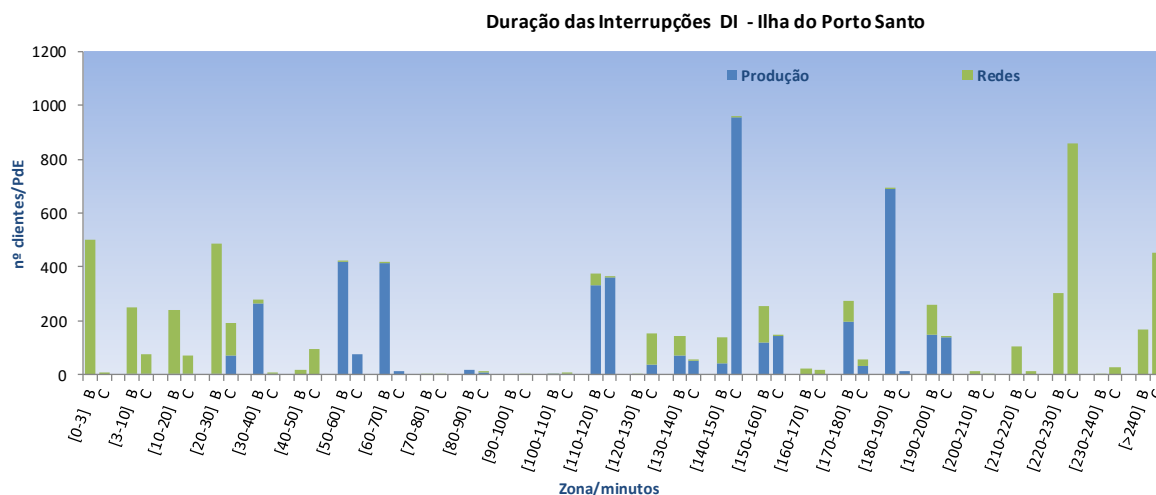
Ilha	Concelho	Zona	Nível de tensão			
			BTE		BTN	
			FI (nº)	DI (h)	FI (nº)	DI (h)
Madeira	Calheta	C	-	7	-	2
	Funchal	A	-	8	-	0

De referir que, das 17 compensações apenas 2 correspondem ao nível de tensão BTN, sendo as restantes BTE, e apenas por incumprimento da duração (DI) das interrupções. Este registo, representa uma diminuição significativa do número de compensações em comparação com o ano de 2018, o qual fica a dever-se, em grande parte, à ausência de grandes interrupções com origem em fenómenos atmosféricos adversos, e que não resultaram em eventos excecionais.

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.

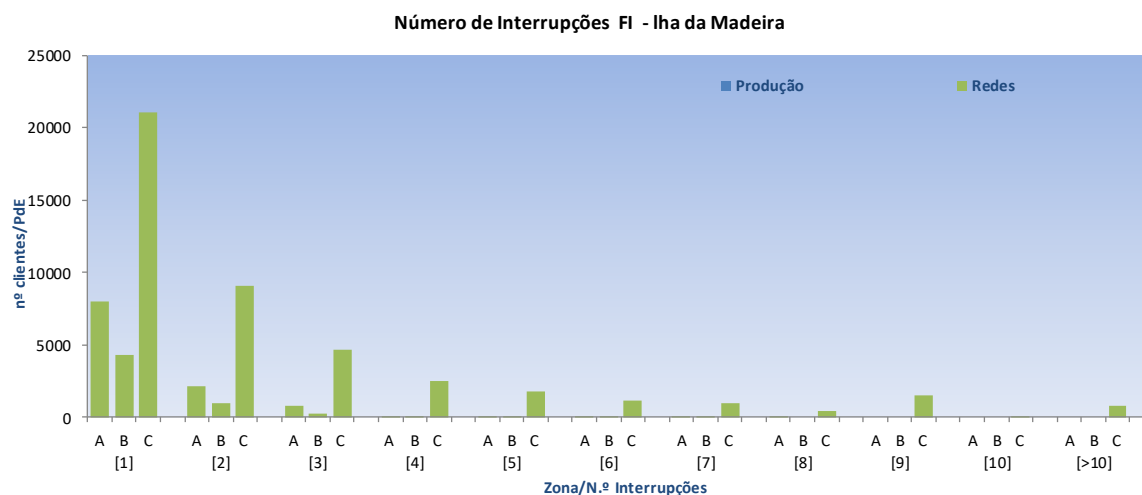
Duração das interrupções - BT

No caso da ilha da Madeira, verifica-se que 42,7% dos clientes BT afetados tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos, com maior predominância na zona C. Por outro lado, 13,7% dos clientes tiveram interrupções superiores a 240 minutos.

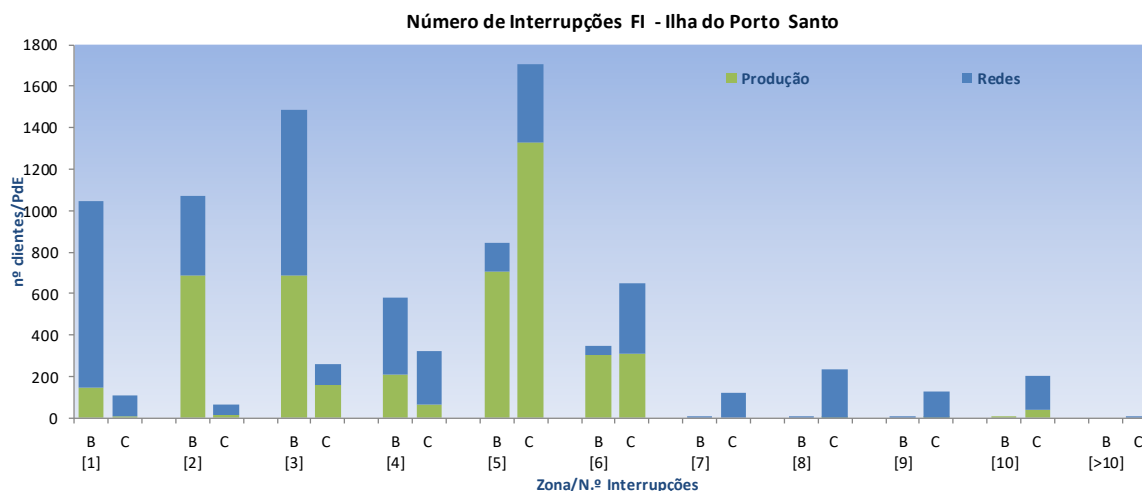


No caso da ilha do Porto Santo, 19,8% clientes BT afetados tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos, enquanto apenas 6,8% dos clientes experienciaram interrupções superiores a 240 minutos.

Número de interrupções - BT



Na ilha da Madeira, 54,6% dos PdE afetados em BT tiveram apenas uma interrupção, 84,0% até três interrupções e os restantes 16,0% quatro ou mais interrupções.



Na ilha do Porto Santo, 44,0% dos PdE afetados em BT tiveram até três interrupções, enquanto 56% registaram quatro a dez interrupções.

4.5 Incidentes mais significativos

Nos parágrafos seguintes, assinalam-se os eventos acidentais de maior relevância, ocorridos em 2019, 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. Neste ano, destaca-se a ausência de incidentes de grande significado na ilha da Madeira, ao contrário do verificado na ilha do Porto Santo, onde verificou, inclusive, um incidente de grande impacto.

4.5.1 Ilha da Madeira

Incidente de 21 de dezembro de 2019 (190245)

Incidente com origem na rede de Média Tensão MT (30kV), originando o disparo de uma das saídas de 30kV da subestação da Central da Calheta, ficando interrompidos 13 PT's. Esta avaria ficou a dever-se a anomalias numa união e à fusão de um fusível de MT, que acabou por provocar um defeito, que acionou a proteção da saída de MT da referida subestação. Com início às 12h52 o incidente foi classificado com a Causa/Sub-Causa: "Próprias-Material/Equipamento", o qual afetou 361 clientes, resultando numa END de 3,7MWh, um de SAIDI de 1,75 minutos e um SAIFI de 0,008 interrupções.

Incidente 1 de junho de 2019 (187058)

Com início às 7h05, esta interrupção foi originada por uma avaria na rede MT (6,6kV), mais concretamente num cabo da rede subterrânea, verificando-se um defeito de isolamento que provocou a atuação das proteções ao nível da subestação do Caniçal, ficando a saída n.º 6 interrompida, deixando 6 PT's sem energia. Afetou 12 clientes, originando uma END 3,2 MWh, um SAIDI de 3,8 minutos e um SAIFI 0,005 interrupções. O incidente foi classificado com a causa "Próprias-Material/Equipamento".

Incidente de 17 de julho de 2019 (187705)

Incidente com início às 17h56 e origem na rede área de MT (6,6kV), afetando 1603 clientes. Tratou-se de uma avaria provocada por trabalhos de terceiros, que entraram em contato com a linha área, provocando o disparo da rede aérea de 6,6kV, acionando a proteção da saída n.º 6 da subestação do Cabo Girão, por motivo de deteção de terras, razão pelo qual a interrupção foi classificada como "Fortuito- Ação de Terceiros". Deu origem a uma END igual a 0,67 MWh, um SAIDI de 0,52 minutos e um SAIFI de 0,008 interrupções. A EEM requereu à ERSE a classificação deste incidente como evento excecional, tendo merecido parecer positivo.

Incidente de 21 de janeiro de 2019 (184910)

No dia 21 de janeiro pelas 14:16h foi acionada a proteção da saída n.º 6 da subestação do Palheiro Ferreiro, por motivo de deteção de terras. Após identificada a avaria, verificou-se que a interrupção ficou a dever-se a trabalhos de abate de árvores por terceiros, provocando a quebra de uma linha aérea da rede de média tensão (6,6kV), resultando numa END de 0,32 MWh, um SAIDI de 0,34 minutos e um SAIFI de 0,01 interrupções, afetando 437 clientes. O incidente foi classificado como "Fortuito- Ação de Terceiros", tendo sido requerido à ERSE a sua classificação como evento excecional, vindo a merecer apreciação positiva.

Incidente de 15 de junho de 2019 (187442)

Interrupção verificada às 8:55h, por atuação da proteção da saída n.º 23 da subestação de São João, por motivo de deteção de terras. Em seguida, a saída foi religada, voltando a desligar por curto-circuito, ficando a partir daí desligada. Após identificada a avaria, verificou-se que a interrupção se deveu a escavações de terceiros, provocando avaria no cabo de média tensão da rede subterrânea de 6,6kV. Causou uma END de 0,30 MWh, com um SAIDI e SAIFI de 0,11 minutos e 0,002 interrupções, respetivamente. A interrupção foi classificada como "Força Maior- Ação de Terceiros", tendo sido requerido à ERSE a sua classificação como evento excecional, tendo merecido apreciação positiva.

4.5.2 Ilha do Porto Santo

Na ilha do Porto Santo, em 2019, assinalam-se os seguintes incidentes de maior relevância:

Incidente de 27 de novembro de 2019

Interrupção causada por curto-circuito num dos barramentos da subestação da Central Térmica do Porto Santo (CE CNP), aquando da realização de trabalhos de *retrofit* da Central, envolvendo a colocação de um segundo grupo gerador na rede, numa situação de barramentos (duplo) não interligado, situação antes nunca explorada. Não foi possível repor o sistema elétrico na situação anterior, uma vez que parte dos barramentos estava cortada, para criar espaço à remodelação das celas de 30 kV. Em consequência, não foi possível fazer o paralelo com o segundo grupo, tendo-se posteriormente constatado tratar-se de uma troca de fases, originando o colapso de sistema elétrico, devido ao défice de produção. Com início às 18h10, afetou 4667 clientes, originando uma END de 8,26MWh, um SAIDI de 116,51 minutos e um SAIFI de 3,15 interrupções. Por este motivo, foi

classificado como “Próprias – Proteções / Automatismos”. Este incidente foi reportado como incidente de grande impacto.

Incidente de 29 de abril de 2019 (187421)

Incidente com início às 0h01 e origem na rede subterrânea de MT (6,6kV), afetou 406 clientes. A avaria foi localizada num transformador de medida (TT) existente na no PT Farrobo (celas de MT), o qual provocou o disparo intempestivo de uma saída da subestação da Vila Baleira. A interrupção foi classificada como “Próprias-Material/Equipamento”. Deu origem a uma END igual a 0,6 MWh e um SAIDI e SAIFI de 1,12 minutos e 0,006 interrupções, respetivamente.

4.6 Incidentes grande impacto

No ano de 2019, foi considerado um incidente de grande impacto na ilha do Porto Santo, conforme referido no referido 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 2019/2020 e implementado pela EEM, contemplou para 2019 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), possibilitam medições em 10 pontos de monitorização, resultado da realização de campanhas semestrais. A distribuição destes equipamentos pelos vários níveis de tensão possibilita a monitorização da qualidade da onda de tensão em 27 pontos de entrega (PdE) distintos.

A taxa de conformidade geral¹, foi de 99,9% para a ilha da Madeira, e de 99,2% para a ilha do Porto Santo.

Da 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 uma diminuição significativa ao nível dos eventos de tensão face ano anterior, na sua maioria devido a condições atmosféricas ou anomalias na rede favoráveis.

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;

Na ilha do Porto Santo, registou-se um aumento significativo do número de eventos face ao ano anterior, em consequência de anomalias no sistema electroprodutor, tendo sido registadas inconformidades em algumas semanas, as quais passamos a referir:

- Tremulação – Nos pontos monitorizados não foram verificados valores fora dos limites regulamentares;
- Desequilíbrio de fases – Todos os pontos de monitorização registaram valores dentro dos limites normativos;
- Amplitude da tensão – Foram registados valores acima do limite em um ponto 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 – 85% das cavas de tensão no ano de 2019 apresentaram uma duração inferior ou igual a 200 milissegundos e 80% um afundamento do valor eficaz da tensão entre os 90% e os 70%.

Em relação às sobretensões, foram registados 3 eventos deste tipo na ilha da Madeira e 1 no Porto Santo.

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, que tem carácter anual.

5.3 Plano de monitorização

O plano bianual executado no ano de 2019 contemplou a realização de medições em 17 pontos fixos anuais 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 2019, 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 BT foram utilizados 5 equipamentos móveis, com campanhas semestrais, que cobriram todos os concelhos da ilha. Na ilha do Porto Santo, foram instalados dois equipamentos, ambos com campanhas anuais, um colocado ao nível dos 6,6kV, e outro ao nível da BT.

No quadro seguinte, assinala-se a localização desses pontos e a sua distribuição, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização para 2019/2020:

Monitorização da Qualidade de Onda de Tensão - 2019

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 Lombo do Faial	SE LDF	30 e 6,6			x		Norte
Subestação Santa Quitéria	SE STQ	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 Lombo do Meio	SE LDM	30 e 6,6			x		Oeste
P.T. da Calheta	C-PM-005	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Câmara de Lobos	CL-QG-003	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. do Funchal	F-M-250	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Machico	MX-MX-032	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Santa Cruz	SC-CM-025	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. do Porto Moniz	PM-PM-008	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. da Ponta do Sol	PS-PS-003	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Santana	ST-FA-005	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. de São Vicente	SV-SV-001	6,6 e 0,4				x	Norte
P.T. da Ribeira Brava	RB-T-007	6,6 e 0,4				x	Oeste
Ilha do Porto Santo*			0	0	1	1	
Subestação Calheta	SE CPS	30 e 6,6			x		Centro
P.T. do Porto Santo	PST-PST-029	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 90,5% e 86,4% 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 (4 subestações e 1 PT); problemas de comunicação (1 PT e 1 subestação) 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 houve dificuldades em cumprir a totalidade do plano, uma vez que é necessário algumas semanas para a rotação dos equipamentos para as

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;

novas localizações, habitualmente duas semanas, apesar da EEM tentar realizar estas operações o mais rapidamente possível.

5.4 Distorção harmónica

Em 2019, ao nível da distorção harmónica total (THD), não foram ultrapassados os limites. Há apenas a referir valores de 5ª harmónica acima dos limites em duas localizações, uma subestação e um PT. O THD apresentou valores máximos de 7,1%.

5.5 Tremulação (flicker)

Todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas 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 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 ausência de dados para esta grandeza. Em média, o Plt registou valores na ordem dos 0,7.

5.6 Desequilíbrio de fases

Nas campanhas efetuadas na ilha da Madeira e Porto Santo não se detetaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2%), tendo-se verificado valores de máximos de 0,82%.

5.7 Valor eficaz da tensão

Em condições de funcionamento normal, no que diz respeito à variação na amplitude do valor eficaz da tensão, foram registadas não conformidades em um ponto de monitorização em BT. Tratou-se de situações pontuais que foram regularizadas com o ajuste da tomada dos transformadores dos postos de transformação locais, ou devido a variações pontuais da rede de MT.

5.8 Frequência

A variação máxima da frequência nominal da tensão de alimentação registada foi de 0,6% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, cumprindo com o estipulado na norma EN NP50160 para sistemas sem interligação ou isolados.

5.9 Cavas de tensão

No que diz respeito a este tipo de evento, em 2019, verificou-se uma diminuição do número de cavas na ilha da Madeira, em cerca de 33,0%, quando comparado com o período homólogo de 2018. Já no caso do Porto Santo, registou-se apenas um evento deste tipo.

De seguida, apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas no ano de 2019, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

60 kV:

- Nos três pontos monitorizados foram registadas 34 cavas de tensão;
- 70,6% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 5,9% 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 194;
- 65,5% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 5,7% 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 74;
- 83,8% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%;
- 6,8% 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 64;
- 64,1% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 17,2% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60,0%.

No caso da ilha do Porto Santo, o registo de cavas, por nível de tensão, foi a seguinte:

6,6 kV:

- 28 cavas de tensão na SE da Calheta;
- 67,9% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 10,7% das cavas apresentam uma duração entre 200 e 1000 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%.

BT: 230/400V:

- Neste nível de tensão registaram-se 31 cavas de tensão.
- 61,3% das cavas apresentam uma duração inferior a 200 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%;
- 19,4% das cavas apresentaram uma duração entre 200 a 500 milissegundos e um afundamento inferior a 20,0%.

5.10 Sobretensões

Durante o ano de 2019, registaram-se 6 eventos deste tipo na ilha da Madeira, enquanto que na ilha do Porto Santo foi registado um evento deste tipo.

As sobretensões verificadas em 2019 apresentaram uma duração inferior a 500 milissegundos na ilha da Madeira e uma duração entre 500 a 5000 milissegundos no Porto Santo, o que representa um incremento face a 2018 de, 200% e 100%, respetivamente.

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

Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão - 2019												
Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes						
						Tensão	Tremulação	Desequi- líbrio	Harmónicos			
		60	30	6,6	0,4		Plt		3º	5º	7º	THD
Ilha da Madeira												
SE CNL	A	60 e 6,6	x			42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42	42 / 42
SE VTO	A	60	x			52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	51 / 51
SE PMO(60kV)	A	60 e 30	x			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
SE PRZ(30kV)	A	30 e 6,6		x		50 / 50	49 / 49	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
SE RDJ(30kV)	A	30 e 6,6		x		30 / 30	28 / 28	30 / 30	30 / 30	30 / 29	30 / 30	30 / 30
SE LDR	A	60 e 30		x		40 / 40	39 / 39	40 / 40	40 / 40	40 / 40	40 / 40	40 / 40
SE CTV1	A	30 e 6,6		x		46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
SE CTV2	A	30 e 6,6		x		46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
SE PFE	A	60, 30 e 6,6		x		52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
SE LDF	A	30 e 6,6			x	51 / 51	50 / 50	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	50 / 50
SE STQ	A	30 e 6,6			x	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
SE PRZ(6,6kV)	A	30 e 6,6			x	50 / 50	49 / 49	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
SE RDJ(6,6kV)	A	30 e 6,6			x	30 / 30	28 / 28	30 / 30	30 / 30	30 / 30	30 / 30	30 / 30
SE LDM	A	30 e 6,6			x	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51	51 / 51
C-PM-005	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
CL-QG-003	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
F-M-250	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
MX-MX-032	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
SC-CM-025	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
PM-PM-008	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	24 / 24	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
PS-PS-003	S	6,6 e 0,4			x	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
ST-FA-005	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
SV-SV-001	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 22	24 / 24	23 / 23
RB-T-007	S	6,6 e 0,4			x	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24	24 / 24
Ilha do Porto Santo												
SE CPS	A	30 e 6,6			x	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44
PST-PST-029	A	6,6 e 0,4			x	44 / 38	43 / 43	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46	50 / 50

Semanas não conformes A - Anual S - Semestral

5.11 Síntese

Assumindo-se que a disposição dos pontos de monitorização são representativos 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 90%, 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 e pontuais.

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 nestas infraestruturas, 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 e 2019 foram anos de adaptação e reestruturação de procedimentos de modo a garantir a conformidade dos serviços da EEM com os novos indicadores comerciais/ técnicos 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.

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. Assim, o ano de 2019 caracterizou-se por manter a aposta no esforço contínuo de melhoria da qualidade dos seus serviços, por forma a manter o cumprimento dos padrões de qualidade definidos, bem como a garantir a satisfação dos seus clientes

6.2 Inquérito de satisfação dos clientes

Na área dos Serviços de Inspeção e Aparelhos de Medição (SIAM), procedeu-se a um inquérito telefónico, a 195 clientes, selecionados de forma aleatória, sendo os critérios de avaliação escolhidos, o da "Rapidez de Resposta", o "Cumprimento de Prazos", a "Qualidade de Serviço" e a "Postura dos Técnicos", conforme abaixo apresentado:

Inquérito de satisfação dos clientes - SIAM				
Tipo	Rapidez Resposta	Cumprimento Prazos	Qualidade Serviço	Postura Tecnicos
Reclamações	83,80%	81,30%	86,30%	0,85
Alterações de Potência	93,40%	93,50%	94,50%	0,943
Ligação Instalação	95,10%	95,10%	93,80%	0,938
Total	94,10%	94,00%	93,70%	93,6%

Na avaliação às questões apresentadas, verifica-se que, as classificações relativas aos serviços prestados pelo SIAM encontram-se acima dos 93,00%. No seu global os resultados apresentados foram muito satisfatórios.

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 dos indicadores gerais para o ano de 2019, no que diz respeito à Qualidade de Serviço Comercial.

Indicadores gerais de Qualidade de Serviço Comercial		
	Padrão	2019
Percentagem de atendimentos presenciais, com tempo de espera até 20 minutos	Sem padrão	93,7%
Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, com tempos de espera até 60 segundos	85%	91,5%
Percentagem de atendimentos telefónicos comerciais, com tempos de espera até 60 segundos	85%	94,6%
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, com resposta até 15 dias úteis	90%	97,7%
Tempo médio de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito	Sem padrão	1,21
Percentagem de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias (frequência de leituras)	92%	94,0%

Observando em detalhe os valores apresentados verifica-se que a EEM supera em todos os indicadores o padrão definido, sem exceção, com indicadores acima dos 90% e onde se destacam os Atendimentos Telefónicos Comerciais onde supera o indicador padrão em 9,60 pontos percentuais.

De realçar que apesar de existirem dois indicadores onde não há padrão, o caso dos "Atendimentos presenciais" e "Pedidos de informação apresentados por escrito", a EEM tomou a iniciativa de monitorizar ambos os indicadores em 2019 como apresentado na tabela anterior.

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 secções seguintes, 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 um acréscimo em 2,5% entre 2018 e 2019, no que se refere ao número de agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes, correspondendo a uma taxa de cumprimento de 95,4% tanto em 2018 como em 2019. No total, em 2019, foram concretizadas 4.107 ativações de fornecimento.

Agendamento de ativações de fornecimento		
	2018	2019
Agendamentos de ativações de fornecimento nas condições previstas nos n.ºs 2, 3 e 4 do art.º 69.º do RQS	4 025	4 126
Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	3 840	3 936
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, por indisponibilidade de agenda do ORD	185	190
Soma dos tempos entre o momento de agendamento e a respetiva data agendada	6 750	7 730
Tempo médio da ativação do fornecimento	1,68	1,87
Percentagem de ativações de fornecimento agendadas para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	95,4%	95,4%
Agendamentos de ativações de fornecimento nas restantes situações	145	82
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, a pedido expresso do cliente	63	55
Total de ativações de fornecimento concretizadas	4 067	4 107
Ativações de fornecimento concretizadas, que envolveram apenas ações simples	4 010	4 036
Ativações de fornecimento não concretizadas por facto não imputável ao ORD	59	72

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 e 2019. Foram agendadas 2.210 (2018) e 2.243 (2019), sendo as desativações de fornecimento, 1.880 (2018) e 1.823 (2019) das quais com agendamento para um dos 3 dias úteis seguintes. No total em 2019, foram realizadas 2.111 desativações de fornecimento, das quais 2.077 foram simples.

Agendamento de desativações de fornecimento		
	2018	2019
Agendamentos de desativações de fornecimento nas condições previstas nos n.os 2, 3 e 4 do art.º 88.º do RQS	2 210	2 243
Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	1 880	1 823
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, por indisponibilidade de agenda do ORD	291	403
Soma dos tempos entre o momento de agendamento e a respetiva data agendada	5 931	10 983
Tempo médio de desativação do fornecimento	2,68	4,90
Percentagem de desativações de fornecimento agendadas para um dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	85,1%	81,3%
Agendamentos de desativações de fornecimento nas restantes situações	7	67
Agendamentos para data posterior aos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento, a pedido expresso do cliente	39	67
Total de desativações de fornecimento concretizadas	2 104	2 111
Desativações de fornecimento concretizadas, que envolveram apenas ações simples	2 075	2 077
Desativações de fornecimento não concretizadas por facto não imputável ao ORD	56	66

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 2019 a EEM realizou 8.813 visitas combinadas de um universo de 9.663 agendadas, tendo cumprido com o prazo estipulado em 8.706 dos casos, o que equivale a 99,0% de cumprimento das visitas realizadas.

Visitas combinadas		
	2018	2019
Visitas combinadas agendadas	9 681	9 663
Visitas combinadas realizadas dentro do intervalo acordado	8 777	8 706
Visitas combinadas realizadas fora do intervalo acordado	85	107
Visitas combinadas não realizadas por ausência do ORD	0	0
Visitas combinadas não realizadas por outros motivos imputáveis ao ORD	0	0
Visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente ou do requisitante de ligação à rede	528	247
Visitas combinadas não realizadas por outros motivos não imputáveis ao ORD	261	553

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 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 em 2018 e 2019. Tivemos um decréscimo em 19,1% no número de comunicações de avaria ocorridas, onde foram realizadas 2.154 (2019) deslocações para assistência técnica, das quais 3 a clientes prioritários. No que respeita aos clientes prioritários obteve-se uma taxa de cumprimento de 100% em 2019, enquanto que para os restantes clientes tivemos uma taxa de cumprimento de 99,1% face a 2018 em que a taxa já era de 96,7%.

Assistência técnica		
	2018	2019
Comunicações de avarias nas instalações dos clientes	2 811	2 273
Comunicações de avarias nas instalações dos clientes que originaram deslocações para assistência técnica	2 598	2 154
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada inferior ou igual a 2 horas	3	3
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada superior a 2 horas	1	0
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada inferior ou igual a 4 horas	2 508	2 132
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada superior a 4 horas	86	19
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	107
Soma de todos os tempos de chegada ao local, em minutos	211 530	132 052
Percentagem de assistências técnicas a instalações de clientes prioritários com tempo de chegada ao local inferior a 2 horas	75,0%	100,0%
Percentagem de assistências técnicas a instalações de clientes não prioritários com tempo de chegada ao local inferior a 4 horas	96,7%	99,1%

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 2019, verificou-se 1.822 interrupções de fornecimento por facto imputável ao cliente, o que representa uma redução de 21,7% face a 2018, resultando em 1.359 restabelecimentos de fornecimento. A EEM garantiu uma taxa de cumprimento de 99% para este período.

Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente		
	2018	2019
Interrupções do fornecimento por facto imputável ao cliente	2 327	1 822
Solicitações de restabelecimento do fornecimento, excluindo solicitações de restabelecimentos urgentes	1 776	1 359
Restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 do art.º 85.º do RQS, que cumpriram o prazo estabelecido	1 762	1 345
Restabelecimentos do fornecimento, no âmbito do n.º 5 do art.º 85.º do RQS, que excederam o prazo estabelecido	14	13
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%	99,0%

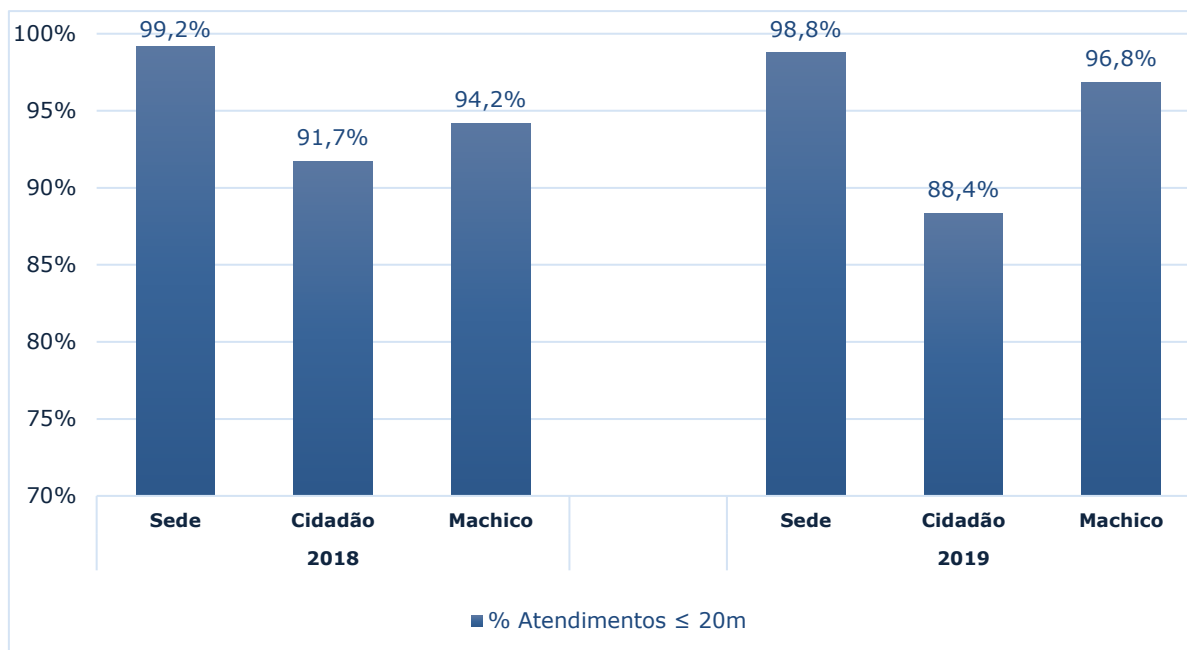
6.4.6 Atendimento presencial

De acordo com o Artigo 46.º do RQS, é estipulado que um dos meios de contacto com 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 atendimentos dos centros de maior afluência, que no seu conjunto representem pelo menos 40% do total de atendimentos presenciais para o período em análise. A EEM dispõe de 16 centros de atendimento presencial, distribuídos pela sua área de operação, sendo que os monitorizados por sistema de senhas são os das 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 seguinte são apresentados os indicadores individuais os indicadores gerais. Verifica-se que em 2019 foram realizados 166.628 atendimentos presenciais, dos quais 93,7% observaram um tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. Mesmo assim é de referir que o tempo médio de espera de atendimento manteve-se abaixo dos 6 minutos.

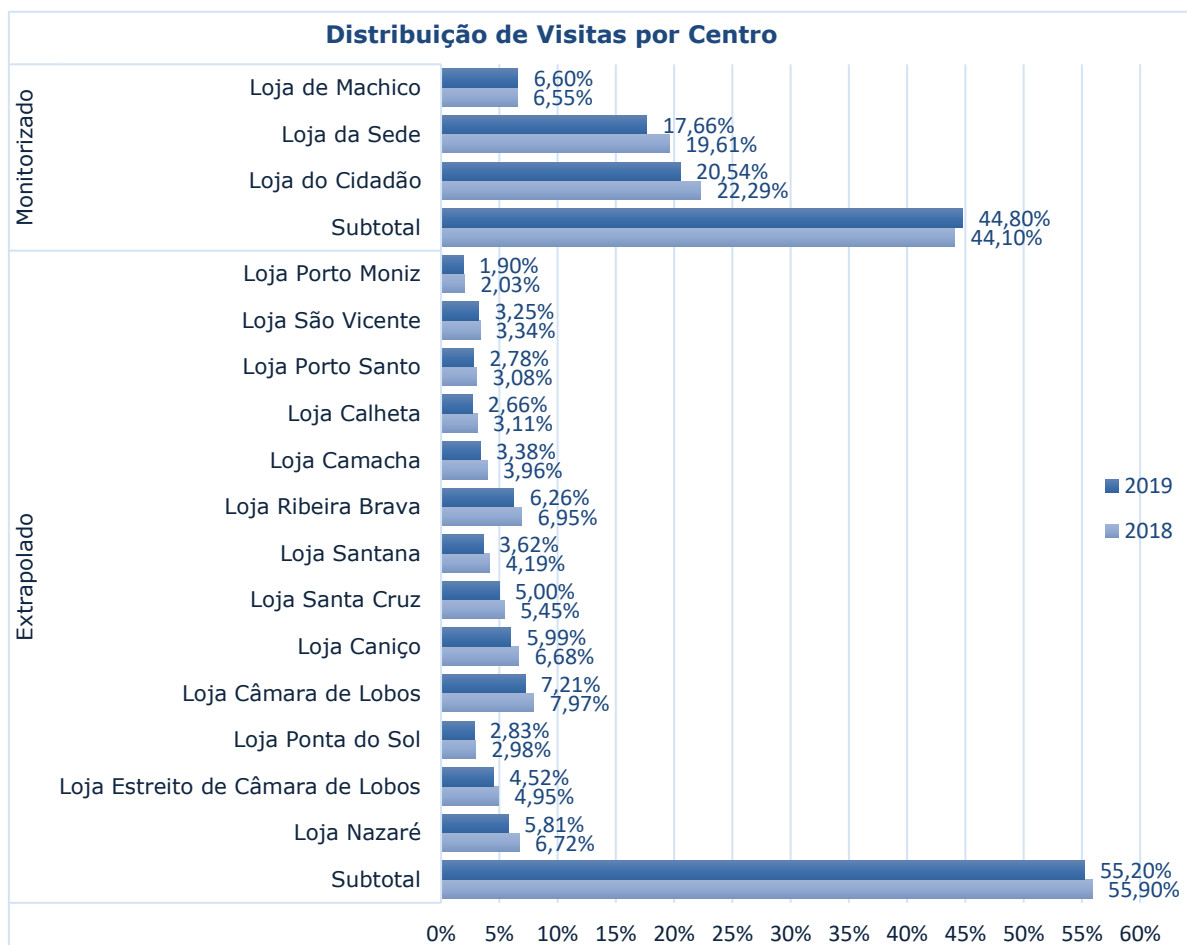
Atendimento presencial - centros monitorizados		
	2018	2019
Atendimentos presenciais realizados, relacionados apenas com o setor elétrico	179 729	166 628
Atendimentos presenciais realizados, com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	170 866	156 164
Atendimentos presenciais realizados, com tempo de espera superior a 20 minutos	8 863	10 464
Soma dos tempos de espera dos atendimentos presenciais realizados, em minutos	961 441	997 819
Tempo médio de espera em minutos	5,35	5,99
Percentagem de atendimentos presenciais, com tempo de espera até 20 minutos	95,1%	93,7%

Observando o gráfico de atendimentos com tempo de espera não superior a 20 minutos, verifica-se que os 3 centros de atendimento monitorizados pela EEM, apresentam um desempenho consideravelmente positivo, com médias em ambos os anos acima dos 94%.



Analisando o agregado de todas as atividades realizadas no sistema comercial da EEM, apurou-se que 44,8% dos atendimentos do ano de 2019 se realizaram nos centros monitorizados: na Sede, loja de Machico e Loja do Cidadão. Confrontado este valor com a distribuição de atendimentos de 2018, verifica-se que neste conjunto de centros houve um aumento em 0,7%, face a 2018.

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 e 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 172.696 atendimentos no ano de 2019, apresentando um ligeiro decréscimo de 0,7%. De realçar que o número de chamadas não atendidas sofreu um decréscimo em 62,0% entre 2018 e 2019.

Atendimento telefónico		
	2018	2019
Atendimentos telefónicos realizados	173 925	172 696
Total de Chamadas não atendidas	29 872	11 365
Chamadas não atendidas por desistência do utilizador do serviço	27 270	8 253
Chamadas não atendidas por barramento de acesso ao atendimento telefónico	0	0
Chamadas não atendidas por outras causas	2 602	3 112

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, nos anos de 2018 e 2019, são apresentados no quadro seguinte. A EEM obteve uma percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior a 60 segundos de 94,4% o que representa uma melhoria significativa face a 2018, estando este valor substancialmente acima do padrão (85%) estabelecido pelo Regulamento. Ainda no quadro referido, é possível aferir que foram realizados 53.228 atendimentos telefónicos de âmbito comercial, com um tempo médio de espera de 19 segundos, em 2019.

Também de realçar que o número de desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial teve uma redução significativa de 2018 para 2019 em 43,5%.

Atendimento telefónico de âmbito comercial		
	2018	2019
Número de atendimento telefónico de âmbito comercial	57 046	53 228
Atendimentos telefónicos de âmbito comercial com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	51 918	50 344
Atendimentos telefónicos de âmbito comercial com tempo de espera superior a 60 segundos	5 128	2 884
Número total de desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial	4 050	2 290
Desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	1 767	1 117
Desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial com tempo de espera superior a 60 segundos	2 283	1 173
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico de âmbito comercial, em segundos	1 412 429	1 008 685
Tempo médio de espera em segundos	24,8	19,0
Percentagem de atendimentos telefónicos comerciais, com tempos de espera até 60 segundos	91,0%	94,6%

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. Em 2019 e de acordo com o quadro abaixo, os contactos realizados posteriormente, mas num prazo igual ou inferior a 2 dias úteis, apresentou uma taxa de execução de 100%.

Atendimento telefónico no âmbito do DL 134/2009 (Call Centers)		
	2018	2019
Situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos de espera e em que o cliente deixou o seu contacto e identificação da finalidade da chamada	229	93
Contactos posteriores realizados num prazo inferior ou igual a 2 dias úteis após a situação que originou o contacto, na sequência de situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos de espera	221	93
Contactos posteriores realizados num prazo superior a 2 dias úteis após a situação que originou o contacto, na sequência de situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos de espera	5	0
Soma dos tempos de resposta dos contactos posteriores na sequência de situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos, em dias úteis	84	14
Tempo médio de espera em dias úteis	0,4	0,2
Percentagem de contactos posteriores realizados num prazo inferior ou igual a 2 dias úteis	96,5%	100,0%

No quadro de atendimento telefónico para comunicação de leituras, são apresentados os registos realizados pela EEM no cumprimento das suas obrigações de registo (Artigo 52.º do RQS). É possível verificar que em 2019 foram realizados 71.949 atendimentos telefónicos para comunicação de leituras, dos quais 51.338 foram atendimentos telefónicos automáticos, o que representa 71,4% do total das chamadas efetuadas em 2019. Também de realçar que o total dos tempos de espera no atendimento telefónico para a comunicação de leituras caiu em 32,6%.

Atendimento telefónico para comunicações de leituras		
	2018	2019
Atendimentos telefónicos para comunicação de leituras	72 918	71 949
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de leituras	20 890	20 037
Total de leituras comunicadas através do atendimento telefónico para comunicação de leituras	74 042	72 587
Total de leituras comunicadas automaticamente através do atendimento telefónico para comunicação de leituras	51 433	51 338
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico para comunicação de leituras, em segundos	10 409	7 012

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. Em 2019, e conforme o quadro apresentado a EEM obteve uma percentagem de atendimentos telefónicos, com tempo de espera inferior a 60 segundos, de 91,5%, representando um acréscimo de 9,4 pontos percentuais e encontrando-se 6,5 pontos percentuais acima do valor padrão (85%) estabelecido pela RQS.

Atendimento telefónico para comunicações de avarias		
	2018	2019
Número de atendimentos telefónicos de comunicação de avarias	8 480	7 453
Atendimentos telefónicos para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	7 348	6 943
Atendimentos telefónicos para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera superior a 60 segundos	1 132	510
Número total de desistências	771	286
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	306	151
Desistências no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias com tempo de espera superior a 60 segundos	465	135
Soma de todos os tempos de espera no atendimento telefónico para comunicação de (emergências e) avarias, em segundos	282 085	157 893
Tempo médio de espera (segundos)	33,3	21,2
Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, com tempos de espera até 60 segundos	82,1%	91,5%

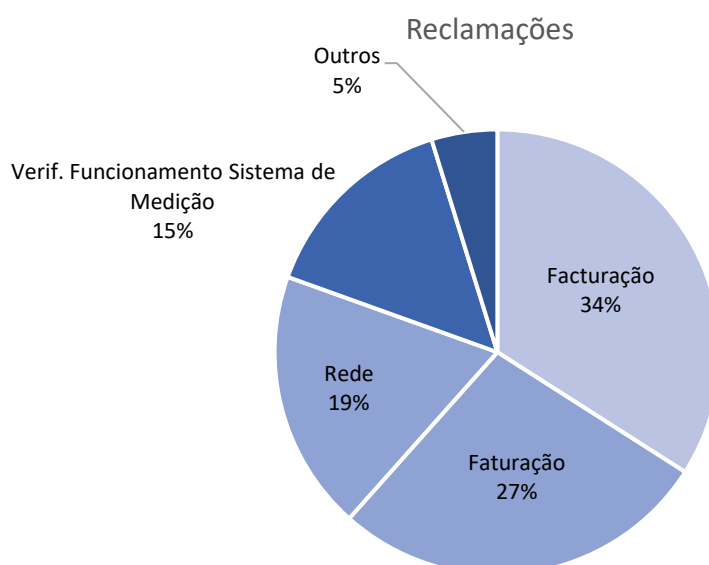
6.4.8 Reclamações de clientes

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 2019, houve um decréscimo em 7,2% de reclamações recebidas face a 2018, sendo os 5 principais temas de reclamação "Faturação", "Danos Causados", "Rede", "Verificação Funcionamento Sistema de Medição" e "Qualidade Fornecimento Energia Elétrica". Destaca-se um decréscimo significativo entre 2018 e 2019, no que se refere a reclamações associadas a "Danos Causados" e "Rede" em 25,5% no total de ambas.

Reclamações - Temas				
		2018	2019	
Total de Reclamações		1 060	984	
Registos por Tema				
1.º	Danos Causados	314	Facturação	335
2.º	Facturação	304	Danos Causados	271
3.º	Rede	299	Rede	186
4.º	Verif. Funcionamento Sistema de Medição	88	Verif. Funcionamento Sistema de Medição	145
5.º	Qualidade fornecimento energia eléctrica	23	Qualidade fornecimento energia eléctrica	28

De seguida é apresentado um gráfico com a distribuição dos 5 principais temas de Reclamação recebidas no ano de 2019.



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 2019 foram recebidas 335 reclamações das quais 312 foram respondidas dentro dos prazos regulamentares.

Reclamações sobre faturação		
	2018	2019
Reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre	304	335
Reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre, respondidas dentro do prazo regulamentar aplicável	292	312
Reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre, respondidas fora do prazo regulamentar aplicável	12	23
Reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre, não respondidas, cujos prazos regulamentares de resposta já foram ultrapassados	0	0
Soma dos tempos de resposta às reclamações sobre faturação, recebidas no trimestre, em dias úteis	1 043	1 423

No ano de 2019 foram ainda recebidas 145 reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição e 28 reclamações sobre a qualidade da energia elétrica, como se pode observar nos quadros seguintes .

Reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição		
	2018	2019
Reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição recebidas diretamente do reclamante, no trimestre	88	145
Soma dos tempos entre a receção da reclamação ou a solicitação do comercializador e a realização da visita combinada, em dias úteis	1 349	2 681

Reclamações sobre a qualidade da energia elétrica		
	2018	2019
Reclamações sobre a qualidade da energia elétrica recebidas diretamente do reclamante, no trimestre	23	28
Soma dos tempos entre a receção da reclamação ou a solicitação do comercializador e a realização dos procedimentos previstos no n.º 2 do art.º 65.º do RQS, em dias úteis	269	290

Para os restantes temas de reclamação não considerados nos pontos anteriormente mencionados, foram recebidas em 2019 476 reclamações no período em análise, das quais 96,9% foram respondidas dentro dos prazos regulamentares aplicáveis.

Outras reclamações - não relativas a faturação, equipamento de medição ou qualidade de energia elétrica		
	2018	2019
Outras reclamações, recebidas no trimestre	645	476
Outras reclamações, recebidas no trimestre, respondidas dentro dos prazos regulamentares aplicáveis	635	461
Outras reclamações, recebidas no trimestre, respondidas fora dos prazos regulamentares aplicáveis	10	15
Outras reclamações, recebidas no trimestre, não respondidas, cujos prazos regulamentares de resposta já foram ultrapassados	0	0
Soma dos tempos de resposta a outras reclamações, recebidas no trimestre, em dias úteis	2 851	2 411

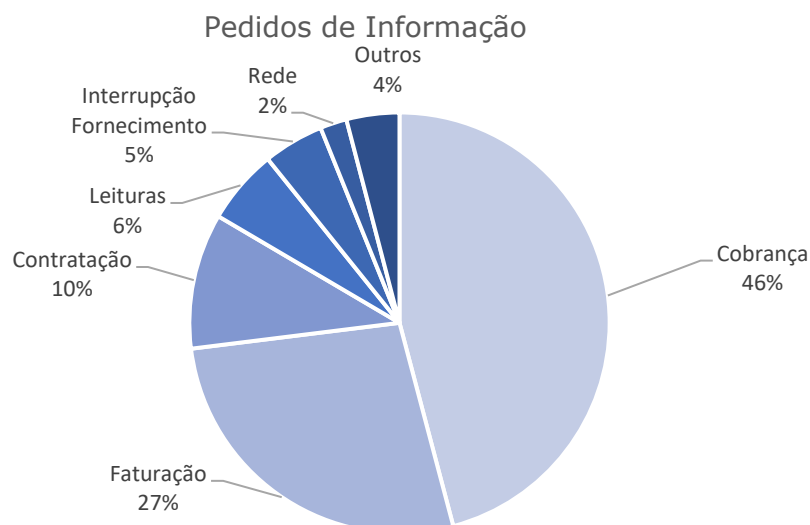
6.4.9 Pedidos de informação

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, apresentaram um decréscimo em 39,9% de 2018 a 2019, são apresentados no quadro seguinte, onde se comprova que para um total de 5.747 pedidos de informação, 97,7% foram respondidos num prazo inferior ou igual a 15 dias úteis. Este indicador excede o padrão estabelecido de 90%.

Pedidos de Informação		2018	2019
Número de pedidos de informação por escrito recebidos		9 560	5 747
Pedidos de informação apresentados por escrito, recebidos no trimestre, respondidos num prazo inferior ou igual a 15 dias úteis		9 511	5 617
Pedidos de informação apresentados por escrito, recebidos no trimestre, respondidos num prazo superior a 15 dias úteis		49	130
Pedidos de informação apresentados por escrito recebidos no trimestre, não respondidos		0	0
Soma dos tempos de resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito, recebidos no trimestre, em dias úteis		4 147	6 955
Tempo médio de resposta aos PI por escrito em dias úteis		0,43	1,21
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, com resposta até 15 dias úteis		99,5%	97,7%
Registos por Tema			
1.º	Cobrança	4 400	Cobrança 2 637
2.º	Facturação	1 891	Facturação 1 561
3.º	Interrupção Fornecimento	1 747	Contratação 599
4.º	Contratação	569	Leituras 331
5.º	Leituras	334	Interrupção Fornecimento 268

De seguida apresenta-se um gráfico com a distribuição dos principais temas de pedidos de informação recebidos por escrito, no ano de 2019. Os temas mais abordados pelos clientes, foram; "Cobrança", "Facturação" e "Contratação", representando estes itens no seu conjunto 83% dos pedidos de informação.

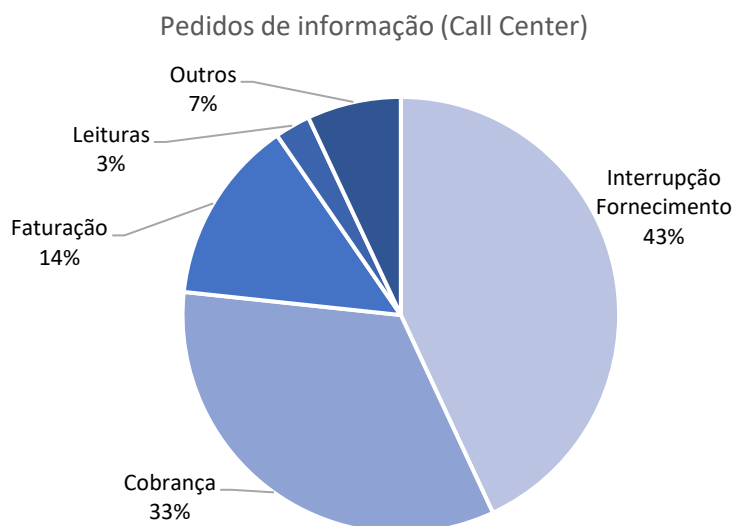


Nos termos do Decreto-Lei n.º 134/2009 e do RQS, os pedidos de informação, apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento, deverão ser respondidos de imediato ou, não sendo possível, no prazo máximo de três dias úteis, contados da data de realização do contacto inicial pelo cliente.

Verifica-se que para o ano de 2019 foram recebidos 9.482 pedidos de informação no atendimento telefónico de relacionamento providenciado pela EEM, dos quais 97,2% foram respondidos de imediato. Dos pedidos de informação que não foram respondidos de imediato, 69,6% foram respondidos num prazo inferior ou igual a 3 dias úteis.

Pedidos de informação no âmbito do DL 134/2009 (Call Centers)				
	2018	2019		
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), respondidos de imediato	9 925	9 482		
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), não respondidos de imediato	316	270		
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), não respondidos de imediato e respondidos num prazo inferior ou igual a 3 dias úteis	200	188		
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), não respondidos de imediato e respondidos num prazo superior a 3 dias úteis	116	82		
Pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center), não respondidos, tendo sido ultrapassado o prazo de 3 dias úteis	0	0		
Soma dos tempos de resposta a pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center) e não respondidos de imediato, em dias úteis	1 063	1 291		
Tempo médio de resposta aos PI no atendimento telefónico e não respondidos de imediato em dias úteis	3,36	4,78		
Percentagem de Pedidos de Informação apresentados no atendimento telefónico respondidos de imediato	96,9%	97,2%		
Percentagem de Pedidos de Informação apresentados no atendimento telefónico não respondidos de imediato e respondidos dentro do prazo de 3 dias úteis	63,3%	69,6%		
Registos por Tema				
1.º	Interrupção	4 490	Interrupção	4 200
2.º	Fornecimento		Fornecimento	
3.º	Cobrança	3 719	Cobrança	3 279
4.º	Facturação	1 167	Facturação	1 337
5.º	Leituras	210	Leituras	257
	Rede	188	Contratação	233

Como pode ser verificado no gráfico de pedidos de informação (Call Center), os principais temas apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento foram “Interrupção Fornecimento”, “Cobrança” e “Facturação”, representando no seu conjunto 90% do número de pedidos de informação feitos ao Call Center”.



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 2019, a EEM apresenta no indicador de frequência da leitura de equipamentos de medição o valor de 94%, superior ao padrão de 92% definido pelo RQS.

Leituras		
	2018	2019
Contadores com contrato ativo no último dia do trimestre	138 401	139 707
Leituras realizadas localmente pelo ORD no trimestre	491 239	496 330
Leituras realizadas remotamente pelo ORD no trimestre	15 358	15 725
Leituras fornecidas pelos clientes ou comercializadores no trimestre	169 574	166 571
Estimativas utilizadas para faturação no trimestre	1 188 516	1 160 465
Percentagem de frequência da leitura de equipamentos de medição	93,9%	94,0%

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 e 2019. Relativamente à rubrica das leituras comunicadas no atendimento presencial, a EEM só iniciou a medição deste indicador em dezembro de 2018, razão pela qual não é comparável com ano de 2019.

Comunicação de leituras		
	2018	2019
Atendimentos telefónicos para comunicação de leituras	72 918	71 949
Comunicação de leituras no atendimento presencial	3 693	50 403
Comunicação de leituras através da internet	33 176	35 800

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, para 2018 e 2019, os clientes que se encontram nas categorias anteriormente referidas.

Clientes com necessidades especiais		
	2018	2019
Número total de clientes com necessidades especiais	22	20
Clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão	10	8
Clientes com limitações no domínio da audição - surdez total ou hipoacusia	12	12
Clientes com limitações no domínio da comunicação oral	0	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	2019
Número total de clientes prioritários	176	170
Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados	76	72
Forças de segurança e Instalações de segurança nacional	28	28
Bombeiros	12	11
Proteção civil	16	16
Equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo	22	21
Instalações penitenciárias	2	2
Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições	20	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.

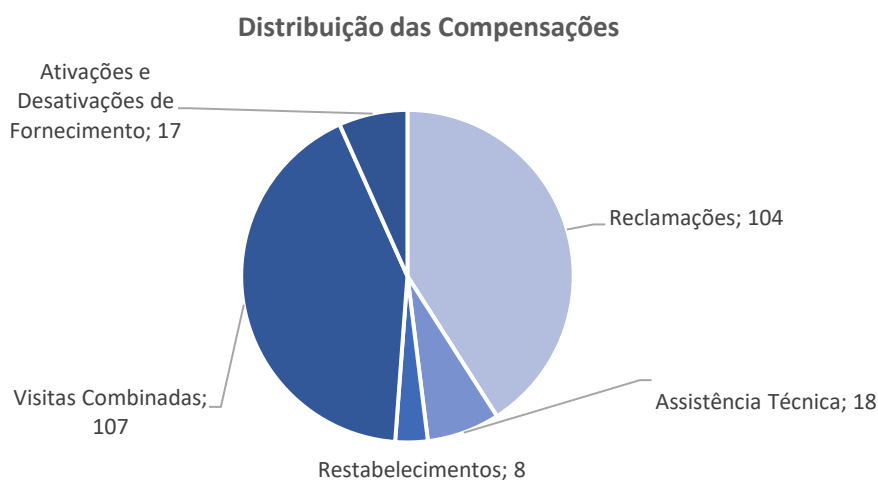
No período de 2019 a EEM pagou 254 compensações, correspondente ao valor de 5.080€, como consequência do incumprimento dos padrões da qualidade de serviço estabelecidos no RQS, nomeadamente pelos Artigos 60.º, 69.º, 73.º, 80.º, 85.º, 88.º e 94.º. Neste mesmo período a EEM recebeu ainda 160 compensações pagas por clientes, no total de 3.382€, como consequência do incumprimento por parte dos clientes em visitas combinadas e de assistências técnicas quando a avaria não é responsabilidade do ORD, de acordo com os Artigos 73.º e 80.º do RQS, respetivamente.

Compensação por incumprimento dos padrões de serviço comercial		
	2018	2019
Total de compensações recebidas	172	160
Soma dos montantes recebidos em compensações	4 099	3 382
Total de compensações pagas	233	254
Soma dos montantes pagos em compensações	4 660	5 080
Exclusões do pagamento de compensações	482	482

No quadro de compensações são discriminados os números e montantes de compensações recebidas e/ou pagas pela EEM para os anos de 2018 e 2019. São igualmente apresentados os casos de exclusão de pagamento de compensação.

Compensações	2018	2019
Compensações recebidas relativas a Assistências técnicas		
Por avarias nas instalações dos clientes cuja responsabilidade se verificou não ser do ORD	172	160
Por ausência do cliente no momento de chegada do ORD ao local	0	0
Soma dos montantes recebidos em compensações	4 099,20 €	3 381,60 €
Compensações pagas relativas a Assistências técnicas		
Por incumprimento do prazo de chegada a instalações de clientes prioritários	1	0
Por incumprimento do prazo de chegada a instalações de clientes não prioritários	83	18
Soma dos montantes pagos em compensações	1 680,00 €	360,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	3	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	23
Soma dos montantes pagos em compensações	220,00 €	460,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	1	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	66
Por incumprimento das obrigações relativas à comunicação prevista no n.º 5 do art.º 64.º do RQS	4	0
Soma dos montantes pagos em compensações	520,00 €	1 320,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	2	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	2
Soma dos montantes pagos em compensações	60,00 €	40,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	0	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	13
Soma dos montantes pagos em compensações	200,00 €	260,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	0	0
Compensações pagas relativas a Ativações de fornecimento		
Por incumprimento da disponibilidade de agenda prevista no art.º 69.º do RQS	6	11
Soma dos montantes pagos em compensações	120,00 €	220,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	179	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	8
Soma dos montantes pagos em compensações	180,00 €	160,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	5	5
Compensações pagas relativas a Desativações de fornecimento		
Por incumprimento da disponibilidade de agenda prevista no art.º 88.º do RQS	0	6
Soma dos montantes pagos em compensações	- €	120,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	291	291
Compensações pagas relativas a Visitas combinadas		
Por incumprimento, pelo ORD, do intervalo para início da visita combinada	84	107
Por cancelamento ou reagendamento efetuados pelo ORD após as 17h do dia útil anterior ao dia da visita combinada	0	0
Soma dos montantes pagos em compensações	1 680,00 €	2 140,00 €
Exclusões do pagamento de compensações	1	1

No gráfico de distribuição das compensações, apresenta-se as compensações por tema no ano de 2019. Os temas com maior número de compensações são "Visitas Combinadas" e "Reclamações".



No que se refere à continuidade de serviço técnica, ao nível das compensações verificaram-se 19 incumprimentos, sendo 2 de clientes MT e 17 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	Calheta	C	BTN	-	7	175,74 €	-	-	- €
		C	BTE	-	2	137,57 €	-	-	- €
	Funchal	A	BTN	-	7	94,37 €	-	1	0,49 €
		A	MT	-	1	403,59 €	-	-	- €
	Machico	B	MT	-	1	1 197,89 €	-	-	- €
Total					18	2 009,16 €		1	0,49 €

Em 2019, o valor das compensações a clientes registou um montante de 2 009,16 €, resultando numa redução em 70,4% face ao ano anterior, e decorre apenas do incumprimento da duração das interrupções face ao padrão estabelecido. A diminuição significativa do número e montantes face ao ano anterior deveu-se essencialmente a melhores condições atmosféricas verificadas no ano, reduzindo o número de interrupções com origem nestes fenómenos, embora ao nível das compensações em BT a maioria dos casos verificados estiveram ligados a condições atmosféricas adversas. As compensações de MT ficaram a dever-se a avarias em cabos. Foi apurada 1 compensação para o fundo de investimento (inferior 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 desenvolveu 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, entrou em produção (primeira fase), 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.

Por último encontra-se em desenvolvimento os projetos de upgrade das plataformas de atendimento comercial telefónico e de atendimento presencial. Estas atualizações têm em vista a melhoria dos processos comerciais, aumentar a capacidade de análise dos indicadores e garantir uma maior robustez das plataformas de atendimento.

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 222 TI - Manobras 223 TI - Conservação preventiva 224 TI - Trabalhos de reparação	MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO
	230	PRÓPRIAS	231 Neve/gelo 232 Queda de árvores por condições atmosféricas adversas 233 Projecção de ramos por vento 234 Chuva 235 Vento 236 Nevoeiro 237 Trovoada	FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS/NATURAIS
	240	PRÓPRIAS	241 Falta de selectividade longitudinal 242 Falta de selectividade transversal 243 Defeito de protecção/automatismos 244 Defeito de teleacção/telecomando 245 Defeito em comunicações	PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS PROTEÇÕES/AUTOMATISMOS
	250	PRÓPRIAS	251 Defeito de montagem 252 Defeito de fabrico 253 Erro na concepção de materiais 254 Utilização inadequada de materiais 255 Envelhecimento de materiais 256 Defeito de isolamento 257 Defeito de disjuntor	MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO MATERIAL/EQUIPAMENTO
	260	PRÓPRIAS	261 Contornamentos/condensação 262 Inundação/infiltrações 263 Manutenção deficiente 264 Fase à terra 265 Mau contacto de fase 266 Mau contacto de neutro 267 Poluição/corrosão 268 Faixas de protecção insuficientes 269 Condutores desregulados	MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO MANUTENÇÃO
	270	PRÓPRIAS	271 Utilização acima das características 272 Regime especial de exploração	TÉCNICAS TÉCNICAS
	280	PRÓPRIAS	281 Falsa manobra 282 Ensaios 283 Trabalhos da EEM (administração directa) 284 Trabalhos da EEM (empregado) 285 Trabalhos TET (administração directa) 286 Trabalhos TET (empregado)	HUMANAS HUMANAS HUMANAS HUMANAS HUMANAS HUMANAS
	290	OUTRAS REDES OU INSTALAÇÕES	291 Instalação do Cliente 292 Instalação do Produtor	ENTIDADES EXTERIORES ENTIDADES EXTERIORES
	300	PRÓPRIAS	301 Desconhecidas - condições atmosféricas normais 302 Em análise 303 FFM-Terceiros s/m/prova	DESCONHECIDAS DESCONHECIDAS 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	Canico 1	EEM	6,6
CAN6.6 BUS2	Canico 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	Canical 1	EEM	6,6
CNL6.6 BUS2	Canical 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

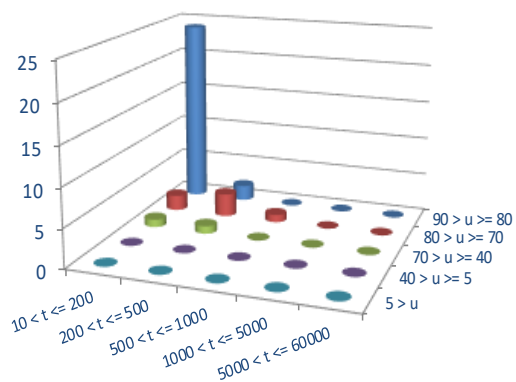
Síntese dos valores máximos registados por semana nos pontos de monitorização - 2019																										
Ilha	Instalação/PdE			Tensão eficaz					Tremulação		Dese- quilíbrio (P95)	Harmónicas (P95)														
	Tensão (kV)	Abrev.	Designação	U min(%) Fases		U máx(%) Fases		Pit	3ª harmónica	5ª harmónica		7ª harmónica	THD													
Madeira	Anual	60	SE CNL	Canical	2,2	2,1	2,4	3,3	3,1	3,5	0,2	0,2	0,3	0,23	0,2	0,3	0,4	3,3	3,0	3,1	2,4	2,3	2,4	4,2	3,9	4,0
		60	SE VTO	Vitória 60kV	1,9	1,7	2,0	3,9	3,7	3,9	0,2	0,2	0,2	0,18	0,1	0,4	0,5	3,0	2,8	2,8	2,1	2,1	2,2	3,7	3,5	3,5
		60	SE PMO(60kV)	Pedra Mole 60kV	1,7	1,5	1,9	3,6	3,5	3,8	0,2	0,2	0,3	0,26	0,1	0,4	0,5	3,2	3,0	2,9	2,0	2,0	2,1	4,6	3,7	3,6
		30	SE PMO(30kV)	Pedra Mole 30kV	1,5	1,3	1,7	5,5	5,4	5,6	0,2	0,2	0,3	0,25	0,1	0,4	0,5	4,0	3,7	3,5	2,3	2,3	2,4	4,6	4,4	4,3
		30	SE PRZ(30kV)	Prazeres 30kV	-1,8	-1,7	-1,7	4,1	3,8	4,1	0,4	0,2	0,3	0,34	0,1	0,5	0,4	3,7	3,6	3,3	2,1	2,2	2,2	4,2	4,2	4,0
		30	SE RDJ(30kV)	Ribeira da Janela 30kV	3,1	3,2	3,4	6,0	6,0	6,2	0,2	0,2	0,2	0,49	0,1	0,8	0,7	6,0	5,3	5,2	2,0	2,2	2,2	6,3	5,7	5,6
		30	SE LDR	Lombo Doutor	0,9	0,9	1,1	6,4	5,9	6,4	0,4	0,3	0,4	0,31	0,1	0,4	0,5	3,6	3,3	3,2	2,1	2,1	2,2	4,1	4,0	3,8
		30	SE CTV1	Vitória 30kV(Barr 1)	3,2	3,1	3,5	6,4	6,3	6,6	0,3	0,3	0,3	0,27	0,2	0,4	0,5	2,9	2,6	2,5	2,0	1,9	1,9	3,5	3,2	3,2
		30	SE CTV2	Vitória 30kV(Barr 2)	3,3	3,2	3,5	6,5	6,4	6,6	0,3	0,3	0,2	0,20	0,2	0,4	0,5	2,9	2,7	2,6	2,2	2,1	2,1	3,7	3,5	3,4
		30	SE PFE	Palheiro Ferreiro	3,0	2,9	3,1	6,2	6,0	6,2	0,2	0,2	0,2	0,20	0,2	0,4	0,6	3,5	3,1	3,3	2,3	2,3	2,4	4,2	3,9	3,9
		6,6	SE LDF	Lombo do Faial	1,1	2,0	2,1	3,9	4,9	5,0	0,4	0,5	0,4	0,63	0,3	0,5	0,5	4,3	4,2	4,5	1,9	2,0	2,1	4,7	4,6	4,7
		6,6	SE STQ	Santa Quitéria	1,5	1,7	1,7	4,5	4,8	4,7	0,3	0,3	0,3	0,22	0,3	0,7	0,4	3,0	2,6	3,1	1,8	1,7	1,8	3,5	3,2	3,5
	6,6	SE PRZ(6,6kV)	Prazeres 6,6kV	3,4	3,8	3,9	5,9	6,3	6,4	0,3	0,3	0,4	0,31	0,4	0,5	0,3	4,5	4,1	4,2	1,8	2,0	1,8	4,8	4,5	4,5	
	6,6	SE RDJ(6,6kV)	Ribeira da Janela 6,6kV	1,1	1,1	1,4	3,8	4,1	4,3	0,2	0,2	0,2	0,54	0,5	0,9	0,4	6,0	5,1	5,9	1,7	2,1	1,9	6,2	5,5	6,1	
	6,6	SE LDM	Lombo do Meio	0,2	1,6	1,6	3,2	4,8	4,7	0,3	0,2	0,3	0,82	0,3	0,6	0,3	3,5	3,1	3,5	2,1	2,3	2,2	4,1	3,9	4,5	
1º Semestre	0,4	C-PM-005	Escolas	1,8	2,1	1,8	4,2	4,5	4,1	0,4	0,3	0,3	0,46	0,4	0,4	0,6	4,7	4,9	5,1	2,0	1,8	1,7	5,0	5,1	5,4	
	0,4	F-M-250	Monte-Palace	-0,2	-0,2	0,0	1,8	2,0	2,0	0,3	0,3	0,3	0,43	0,5	0,4	0,8	3,1	2,8	3,0	2,1	2,3	2,4	3,6	3,5	3,9	
	0,4	MX-MX-032	Fazenda II (IGA)	2,7	2,5	3,0	5,8	5,5	5,7	0,3	0,2	0,2	0,42	0,5	0,4	0,5	3,9	3,9	3,6	3,7	3,3	3,1	5,6	5,4	5,1	
	0,4	SV-SV-001	Águas de S. Vicente	2,3	2,6	2,2	4,7	4,9	4,5	0,3	0,3	0,3	0,54	0,8	0,4	0,6	5,9	6,5	6,8	1,9	1,9	1,8	6,3	6,8	7,1	
	0,4	RB-T-007	Corujeira	1,5	1,6	1,2	3,6	3,6	3,3	0,2	0,2	0,2	0,36	0,6	0,5	0,5	3,5	3,8	4,1	1,5	1,4	1,4	3,7	4,0	4,3	
	0,4	CL-QG-003	Igreja	6,2	6,3	6,2	8,4	8,4	8,3	0,2	0,2	0,2	0,26	0,6	0,5	0,4	4,7	4,9	5,1	2,0	1,8	1,7	5,0	5,1	5,4	
	0,4	ST-FA-005	Lombo Galego	0,7	0,8	0,3	3,3	3,6	3,1	0,4	0,4	0,4	0,48	0,6	0,6	0,4	4,5	4,5	4,6	1,8	1,7	1,6	4,8	4,7	4,8	
	0,4	PS-PS-003	Lugar de Baixo	5,1	4,8	4,9	7,6	7,5	7,5	0,3	0,7	0,4	0,30	0,5	0,4	0,6	3,4	3,5	3,1	1,4	1,3	1,4	3,6	3,7	3,4	
	0,4	SC-CM-025	Águas Mansas	1,5	1,6	1,2	3,6	3,6	3,3	0,3	0,3	0,3	0,42	0,3	0,4	0,7	4,2	4,0	4,2	2,0	2,2	2,3	4,5	4,5	4,8	
	0,4	PM-PM-008	Portas da Vila - Z. Industrial	3,9	3,9	4,2	6,2	6,4	6,5	0,5	0,4	0,5	0,43	0,5	0,8	0,4	5,0	4,2	4,6	1,6	1,8	1,9	5,2	4,6	5,0	
Porto Santo	Anual	6,6	SE CPS	Calheta	0,5	0,7	0,7	2,7	3,0	3,0	0,7	0,7	0,6	0,28	0,2	0,6	0,4	2,2	1,7	2,2	2,2	2,1	2,3	3,1	2,7	3,1
		0,4	PST-PST-029	Lapeira I	4,2	4,1	3,6	9,1	8,7	9,2	0,5	0,5	0,5	0,46	0,5	0,7	0,6	2,1	2,4	2,6	2,3	2,5	2,5	3,1	3,4	3,5
	LIMITES				+/- 10% / +/- 5%				1				2%	5% / *3%		6% / *5%		5% / *4%		8%						

* Este limite é referente ao nível de tensão AT (60kV)

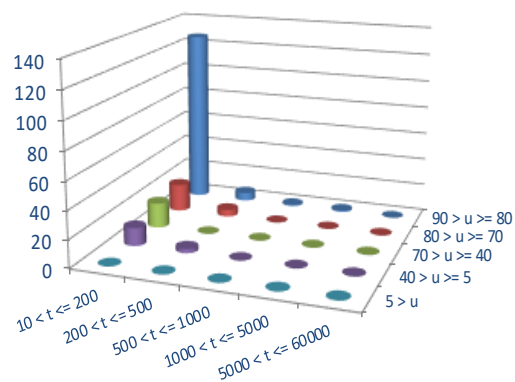
Cavas de tensão

Ilha da Madeira

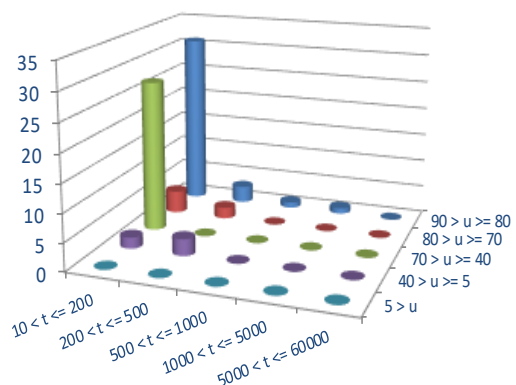
Cavas de tensão 60kV



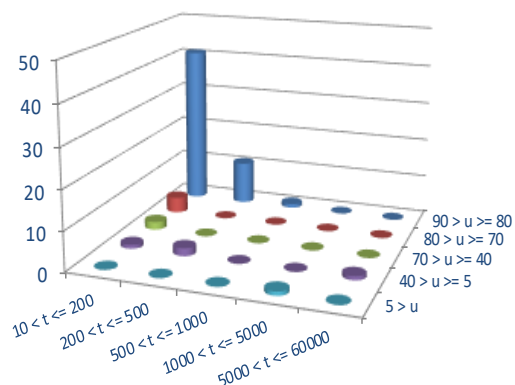
Cavas de tensão 30kV



Cavas de tensão 6,6kV

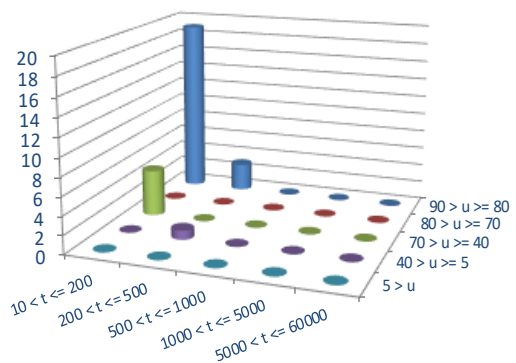


Cavas de tensão 230V

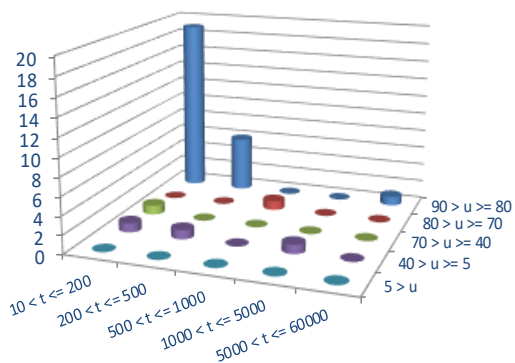


Ilha do Porto Santo

Cavas de tensão 6,6kV



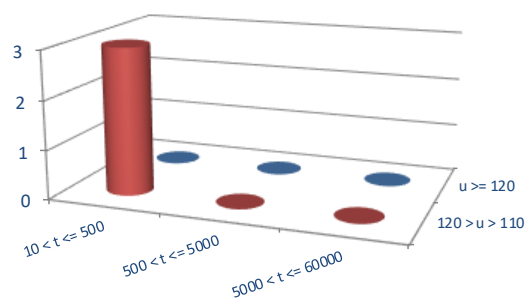
Cavas de tensão 230V



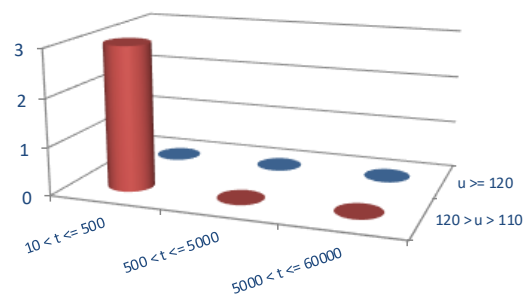
Sobretensões

Ilha da Madeira

Sobretensões de tensão 30kV



Sobretensões de tensão 6,6kV



Ilha do Porto Santo

Sobretensões de tensão 230V

