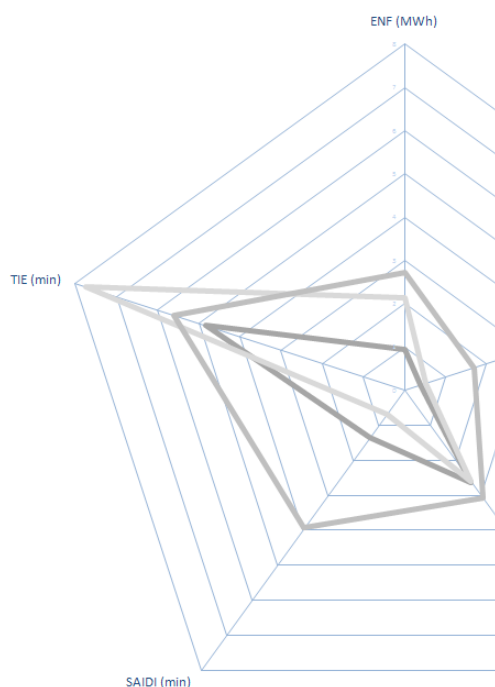


Relatório da Qualidade de Serviço



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

Maio de 2010

1	INTRODUÇÃO	3
2	SUMÁRIO	3
2.1	Continuidade de Serviço	3
2.2	Qualidade da Onda de Tensão	5
2.3	Qualidade Comercial	5
3	CARACTERIZAÇÃO DO SEPM	7
3.1	Infra-estruturas do SEPM	7
3.2	Clientes e Consumos	9
4	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	11
4.1	Introdução	11
4.2	Continuidade de Serviço – Rede de Transporte	11
4.2.1	Indicadores Gerais	11
4.2.2	Indicadores Individuais	13
4.3	Continuidade de Serviço – Rede de Distribuição MT	15
4.3.1	Indicadores Gerais	16
4.3.2	Comparação com os valores padrão	19
4.3.3	Indicadores Individuais	20
4.4	Continuidade de Serviço – Rede de Distribuição BT	20
4.4.1	Indicadores Gerais	21
4.4.2	Comparação com os valores padrão	23
4.4.3	Indicadores Individuais	24
4.5	Incidentes mais significativos	24
5	QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	26
5.1	Introdução	26
5.2	Sumário	26
5.3	Plano de Monitorização	27
5.4	Distorção Harmónica	28
5.5	Tremulação (Flicker)	28
5.6	Desequilíbrio de Fases	29
5.7	Valor Eficaz da Tensão	29
5.8	Frequência	29
5.9	Cavas de tensão	29
5.10	Sobretensões	31
5.11	Síntese	32
5.12	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	33
5.13	Principais acções para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão	33
6	QUALIDADE COMERCIAL	34
6.1	Introdução	34
6.2	Inquérito de Satisfação dos Clientes	34
6.3	Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	36
6.4	Tempos de Atendimento Presencial	37
6.5	Atendimento Telefónico	38
6.6	Reclamações de Clientes	39
6.7	Pedidos de Informação	40
6.8	Leitura de contadores	40
6.9	Qualidade Individual	41
6.9.1	Visitas às instalações dos clientes	41
6.9.2	Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica	41
6.9.3	Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente	42
6.9.4	Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança	42
6.9.5	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	42
6.9.6	Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	43
7	COMPENSAÇÕES	44
8	PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	46
Anexo I	Convenções e Definições	47
Anexo II	Classificação das causas das interrupções	54
Anexo III	Continuidade de Serviço na Rede de Transporte	56
Anexo IV	Qualidade da Onda de Tensão	58

1 INTRODUÇÃO

O presente documento caracteriza a Qualidade de Serviço referente ao ano 2009, nas vertentes técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, publicado pelo Decreto Regional n.º 15/2004/M, de 9 de Dezembro de 2004.

2 SUMÁRIO

As questões técnicas de continuidade de serviço reportam-se às redes de transporte e de distribuição MT e BT. Relativamente à qualidade de onda de tensão, foram obtidos indicadores referentes aos níveis de tensão de 60 kV, 30 kV e BT, com base no plano de monitorização estabelecido. No capítulo referente à qualidade comercial, abordam-se os aspectos de relacionamento comercial da EEM com os seus clientes.

2.1 Continuidade de Serviço

O Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável ao SEPM estabelece que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, devendo determinar os indicadores gerais, por ilha e para a 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.

Rede de Transporte

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte (60 e 30 kV), referentes a interrupções superiores a 3 minutos (interrupções longas), independentemente da causa, origem e tipo, atingiram, em 2009, os seguintes valores:

Indicadores Gerais da rede de transporte do SEPM - 2009			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	121,22	2,85	124,07
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	72,92	38,65	71,46
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	3,66	1,25	3,44
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	109,63	58,25	105,07
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	29,97	46,60	30,50

Na rede de transporte, ocorreram 148 interrupções longas afectando todos os 45 pontos de entrega (PdE), dos quais 41 na ilha da Madeira e 4 na ilha do Porto Santo.

Considerando apenas as interrupções longas, não abrangidas pelo nº1 do artigo 13º do RQS (exclui: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e facto imputável ao cliente) para

efeitos de comparação com o valor padrão (6 interrupções), verifica-se que em 5 PdE's foi excedido o número de interrupções, todos na ilha da Madeira.

Relativamente à duração das interrupções, verifica-se que em 10 PdE's a duração foi superior ao padrão estabelecido (2 horas), 9 dos quais verificados na ilha da Madeira e 1 na ilha do Porto Santo.

Globalmente, verifica-se que os indicadores SAIDI e SAIFI apresentam uma evolução positiva relativamente ao ano anterior, enquanto que os indicadores ENF, TIE e SARI pioraram, devido a alguns incidentes significativos, num ano caracterizado por fortes condições atmosféricas adversas.

Rede de Distribuição

Ao nível das redes de distribuição, foram caracterizados os indicadores gerais e individuais, incluindo a sua comparação com os padrões estabelecidos, por zona de qualidade de serviço (A, B e C), conforme detalhado nos próximos capítulos.

No cálculo dos indicadores de continuidade de serviço de 2009, foi utilizada a mesma metodologia dos anos anteriores no que toca à rede MT, tendo sido introduzidas melhorias significativas, durante o ano, ao nível da rede BT, com a introdução do Contact Center e do SGI (Sistema de Gestão de Incidentes), o que permitiu recolher e tratar, com maior rigor e detalhe os indicadores da qualidade de serviço individual.

Rede de Distribuição MT

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

Indicadores Gerais da rede de Distribuição MT do SEPM - 2009			
	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	343,17	10,68	355,19
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	197,44	162,94	195,81
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	5,22	2,88	5,10
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	256,36	180,87	252,34

Os indicadores gerais das redes de distribuição MT das ilhas da Madeira e Porto Santo (TIEPI, SAIFI e SAIDI) para efeitos de comparação com os valores padrão, encontram-se abaixo dos valores estipulados.

Os indicadores individuais da rede MT da ilha da Madeira, encontram-se, regra geral, abaixo dos valores padrão, com exceção do indicador DI (duração das interrupções), em 16 PdE da Zona C.

Na ilha do Porto Santo, o indicador DI foi excedido em 3 PdE's, também na Zona C.

Na RAM, constata-se que os diversos indicadores apresentam uma degradação relativamente aos do ano anterior, devido, em grande parte, a incidentes com origem em condições atmosféricas adversas ao nível da rede MT e também da rede de transporte.

Rede de Distribuição BT

Os indicadores gerais ao nível da rede BT, em 2009, apresentam os seguintes resultados:

Indicadores Gerais da rede de Distribuição BT do SEPM - 2009

	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	4,40	2,94	4,35
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	266,17	586,17	276,87

Os indicadores da qualidade de serviço ao nível da rede BT foram penalizados, relativamente ao ano anterior, devido, essencialmente, aos incidentes verificados a montante desta rede (distribuição MT e transporte).

No que se refere aos padrões individuais da qualidade de serviço, não existiu violação do nº de interrupções, tendo, no entanto, sido ultrapassada a duração padrão, em 1.240 clientes.

2.2 Qualidade da Onda de Tensão

O plano de monitorização elaborado para 2009 foi implementado conforme previsto.

A taxa de conformidade geral foi de 95% na ilha da Madeira e de 90% na ilha do Porto Santo.

As taxas de cumprimento do plano de monitorização atingiram 86% e 99% nas ilhas da Madeira e Porto Santo, respectivamente

Os resultados obtidos nas campanhas levadas a cabo demonstram que, regra geral, estão a ser cumpridas as condições estipuladas na NP EN 50 160 e no RQS.

2.3 Qualidade Comercial

Durante o ano 2009, verificou-se uma estabilização da maioria dos sistemas de suporte ao processo comercial da EEM, implementados em 2008. Este facto permitiu ir de encontro às expectativas relativas à melhoria da qualidade comercial, só possível através de uma monitorização contínua dos indicadores e, efectuando, em tempo útil, os necessários ajustes em termos de processos, recursos humanos e tecnológicos.

Durante o ano de 2009, a EEM procedeu à recolha dos dados necessários à caracterização da qualidade de serviço comercial, conforme estipulado no RQS, tendo cumprido, regra geral, os indicadores previstos, sendo de referir:

- Realização de um inquérito de satisfação dos clientes, sendo a apreciação positiva, na maioria dos aspectos analisados;
- Tempos de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica, apresentando valores inferiores a quatro dias, em 96% das situações;

- Tempos de atendimento presencial, com tempo de espera inferior a 20 minutos em 94% dos atendimentos;
- Tempo de espera de atendimento telefónico inferior a 60 segundos, em 95% das chamadas realizadas;
- Resposta a reclamações de clientes respondidas em menos de quinze dias, em 97% das mesmas;
- Resposta a pedidos de informação em menos de quinze dias, em 99% das situações;
- Realização de pelo menos uma leitura anual de contadores de BT, em 98% dos casos.

Quanto aos indicadores de qualidade individual, verifica-se um acréscimo de intervenções, face ao ano de 2008, sendo de referir:

- Realização de 17.711 visitas às instalações dos clientes;
- Realização de 1.508 assistências técnicas após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica;
- Realização de 3.427 retomas de fornecimento de energia eléctrica, dentro dos prazos regulamentados e 3 retomas de fornecimento fora dos prazos;
- Recebidas e tratadas 341 reclamações relativas a facturação ou cobrança, das quais 15 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS;
- Tratamento de 15 reclamações relativas às características técnicas da tensão.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

3.1 Infra-estruturas do SEPM

Subestações

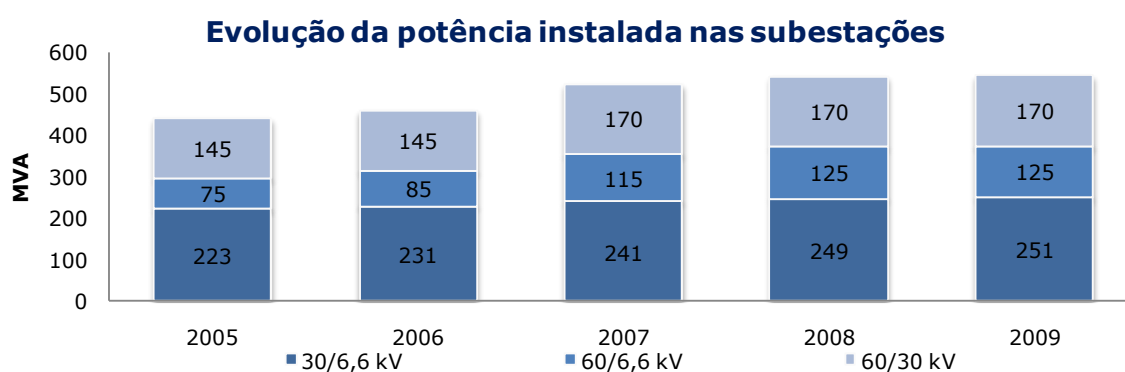
Das 31 subestações existentes na RAM no final do ano de 2009, 29 destinam-se a alimentar a rede MT das ilhas da Madeira (26) e Porto Santo (3), estando as 2 restantes afectas exclusivamente ao transporte (trânsito de energia entre os níveis de tensão 60 e 30 kV), na ilha da Madeira.

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

Número de subestações por nível de tensão - 2009					
kV	30/6,6	60/6,6	60/30	60/30/6,6	Total
Ilha da Madeira	20	4	2	2	28
Ilha do Porto Santo	3	-	-	-	3
Total RAM	23	4	2	2	31

Transformadores instalados nas subestações - 2009								
	30/6,6		60/6,6		60/30		Total	
	Nº SE's*	MVA	Nº SE's*	MVA	Nº SE's*	MVA	Nº SE's*	MVA
Ilha da Madeira	20	233	6	125	2	170	28	528
Ilha do Porto Santo	3	18	-	-	-	-	3	18
Total RAM	23	251	6	125	2	170	31	546

*Nº SE's - Número de subestações



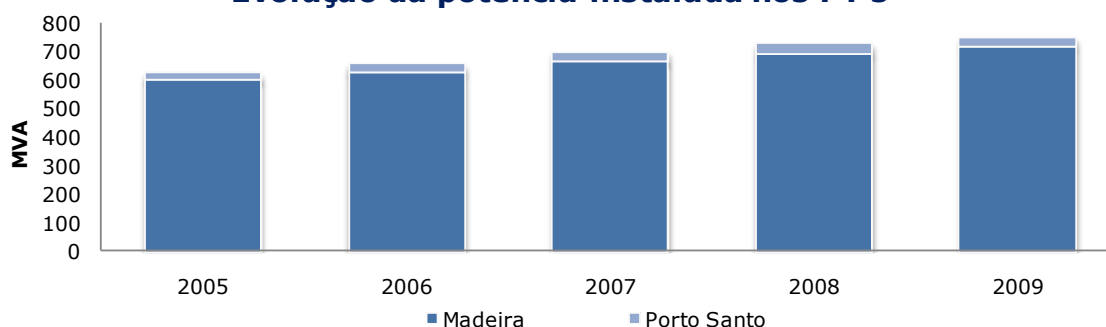
Postos de transformação

O quadro seguinte, apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação, no final do ano de 2009:

Síntese dos postos de transformação - 2009

	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)	Nº	P. Inst. (MVA)
Ilha da Madeira	217	142,8	1.439	573,4	1.656	716,2
6,6 kV	213	136,7	1.393	562,1	1.606	698,8
30 kV	4	6,1	46	11,3	50	17,4
Ilha do Porto Santo	21	12,5	72	22,1	93	34,6
6,6 kV	21	12,5	72	22,1	93	34,6
30 kV	0	0,0	0	0,0	0	0,0
RAM	238	155,3	1.511	595,4	1.749	750,7
6,6 kV	234	149,2	1.465	584,1	1.699	733,4
30 kV	4	6,1	46	11,3	50	17,4

Evolução da potência instalada nos PT's



Linhas e cabos da rede de transporte e distribuição

No quadro seguinte, são apresentadas as extensões indicativas das redes AT, MT e BT referentes a 31 de Dezembro de 2009.

2009			
km	Aérea	Subterrânea	Total
Madeira	3771,5	1695,2	5466,7
Rede de 60 kV	68,6	10,2	78,9
Rede de 30 kV	240,0	137,0	376,9
Rede de 6,6 kV	519,3	696,5	1215,8
Rede BT	2943,6	851,6	3795,2
Porto Santo	89,0	116,2	205,1
Rede de 30 kV	5,1	10,2	15,3
Rede de 6,6 kV	20,0	51,1	71,2
Rede BT	63,8	54,8	118,7
Total RAM	3860,5	1811,4	5671,9
Rede de 60 kV	68,6	10,2	78,9
Rede de 30 kV	245,1	147,2	392,2
Rede de 6,6 kV	539,3	747,7	1287,0
Rede BT	3007,4	906,4	3913,8

3.2 Clientes e Consumos

O número de contratos activos durante o ano 2009 (excluindo instalações eventuais e de iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, sintetiza-se no quadro seguinte:

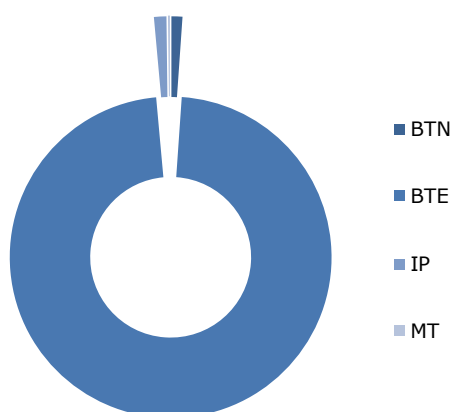
Contratos activos por concelho e por Zona de Qualidade de Serviço - 2009				
	Zona de Qualidade de Serviço			Total Geral
	A	B	C	
Calheta		168	7.511	7.679
BT		168	7.504	7.672
MT			7	7
Câmara de Lobos		1.101	13.128	14.229
BT		1.093	13.120	14.213
MT		8	8	16
Funchal	38.651	13.853	6.837	59.341
BT	38.562	13.840	6.820	59.222
MT	89	13	17	119
Machico		3.017	7.283	10.300
BT		3.000	7.265	10.265
MT		17	18	35
Ponta do Sol		250	4.774	5.024
BT		250	4.770	5.020
MT			4	4
Porto Moniz		280	1.798	2.078
BT		280	1.796	2.076
MT			2	2
Ribeira Brava		1.099	5.909	7.008
BT		1.099	5.904	7.003
MT			5	5
S.Vicente		231	3.529	3.760
BT		231	3.522	3.753
MT			7	7
Santa Cruz		496	20.708	21.204
BT		490	20.672	21.162
MT		6	36	42
Santana		162	4.929	5.091
BT		162	4.914	5.076
MT			15	15
Porto Santo		2.853	1.860	4.713
BT		2.838	1.855	4.693
MT		15	5	20
Total RAM	38.651	23.510	78.266	140.427
BT	38.562	23.451	78.142	140.155
MT	89	59	124	272

Durante o ano 2009, o número total de contratos activos ascendeu a 140.427, aproximadamente mais 1.540 que em 2008, dos quais 272 dizem respeito a clientes de média tensão (0,19% do total).

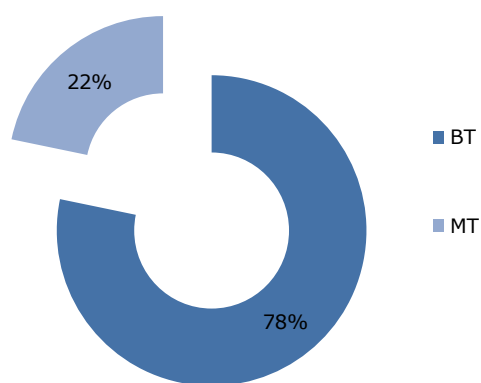
A maior parte dos contratos são do tipo BTN-Baixa Tensão Normal (potência contratada até 62,1 kVA).

Os consumos em BT e MT representam cerca de 78% e 22%, do consumo total, respectivamente. Refira-se ainda, que o perfil de consumos, por nível de tensão, foi semelhante ao ano anterior.

Distribuição dos clientes por tipo de contrato

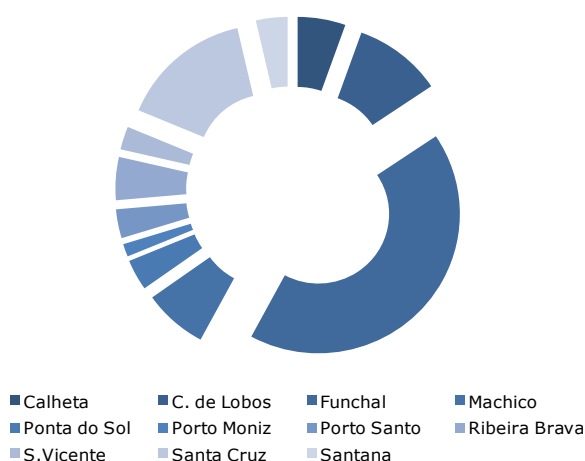


Energia consumida por nível de tensão

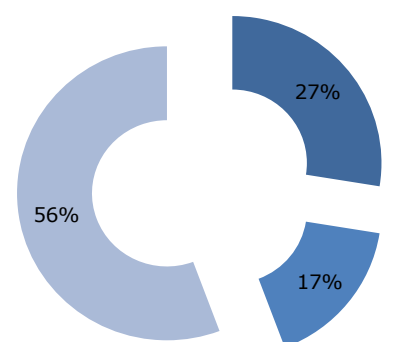


Os gráficos seguintes representam a distribuição de instalações por concelho e por zona de Qualidade de Serviço:

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 estabelece que a EEM deverá proceder à caracterização da continuidade de serviço das redes de transporte e distribuição que explora, compreendendo:

- determinação dos indicadores gerais das redes, por ilha e para a Região;
- comparação dos indicadores gerais com os valores padrão estabelecidos para a rede de distribuição em média (MT) e baixa tensão (BT), por zona de qualidade de serviço, por ilha e para a Região;
- 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).

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 com tendência para desaparecer.

Os indicadores a considerar são os seguintes:

Indicadores gerais:

- Energia não fornecida (ENF);
- 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).

Para a determinação dos indicadores gerais e individuais, foram consideradas as interrupções longas (duração superior a três minutos), conforme definido no RQS.

4.2.1 Indicadores Gerais

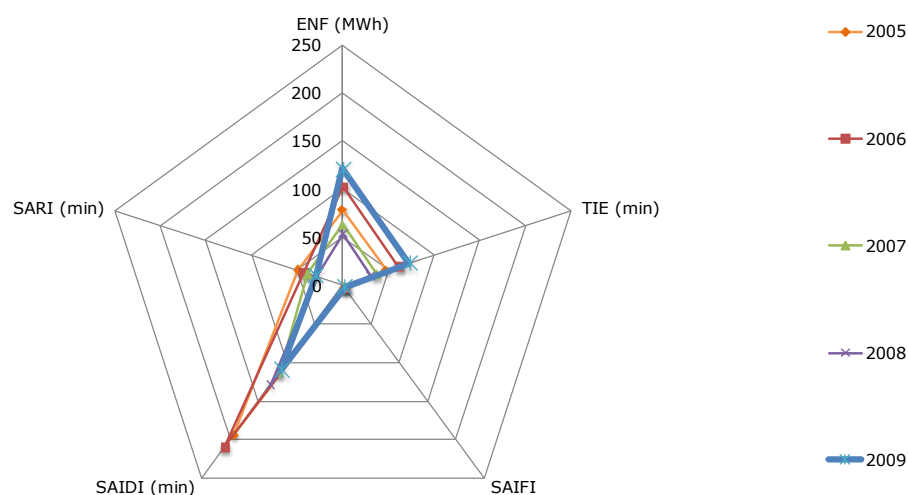
No quadro seguinte, apresentam-se os indicadores gerais para cada ilha e para a Região, no seu conjunto.

Indicadores Gerais da rede de transporte do SEPM - 2009

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Madeira							
ENF (MWh)	0,00	110,57	1,76	0,00	8,90	0,00	121,22
TIE (min)	0,00	66,51	1,06	0,00	5,35	0,00	72,92
SAIFI (nº)	0,00	3,37	0,20	0,00	0,10	0,00	3,66
SAIDI (min)	0,00	92,80	8,85	0,00	7,98	0,00	109,63
SARI (min)	0,00	27,57	45,38	0,00	81,75	0,00	29,97
Porto Santo							
ENF (MWh)	0,00	2,85	0,00	0,00	0,00	0,00	2,85
TIE (min)	0,00	38,65	0,00	0,00	0,00	0,00	38,65
SAIFI (nº)	0,00	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25
SAIDI (min)	0,00	58,25	0,00	0,00	0,00	0,00	58,25
SARI (min)	0,00	46,60	0,00	0,00	0,00	0,00	46,60
Total RAM							
ENF (MWh)	0,00	113,42	1,76	0,00	8,90	0,00	124,07
TIE (min)	0,00	65,33	1,01	0,00	5,13	0,00	71,46
SAIFI (nº)	0,00	3,18	0,18	0,00	0,09	0,00	3,44
SAIDI (min)	0,00	89,73	8,07	0,00	7,27	0,00	105,07
SARI (min)	0,00	28,24	45,38	0,00	81,75	0,00	30,50

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira no período 2005-2009.

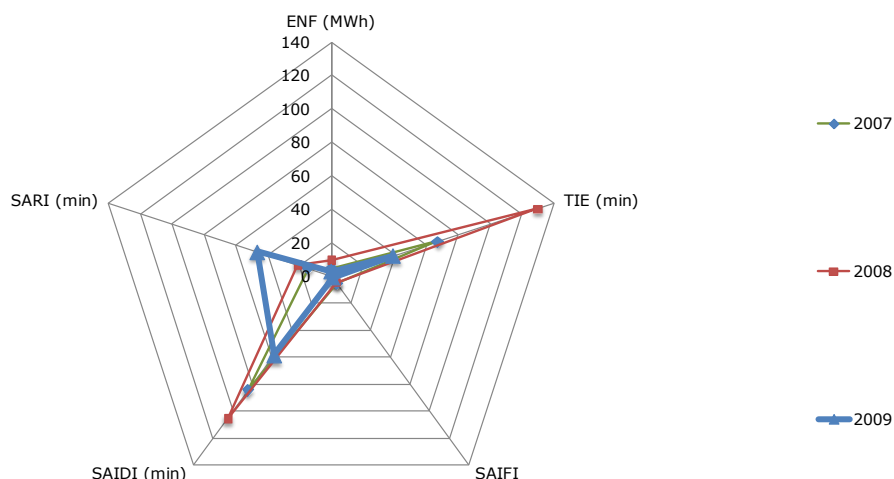
Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se que os indicadores SAIDI e SARI apresentam uma evolução positiva relativamente aos anos anteriores. Já no que respeita aos indicadores ENF e TIE, estes apresentam valores superiores aos do último ano.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais verificados no período 2007-2009, referentes à ilha do Porto Santo.

Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



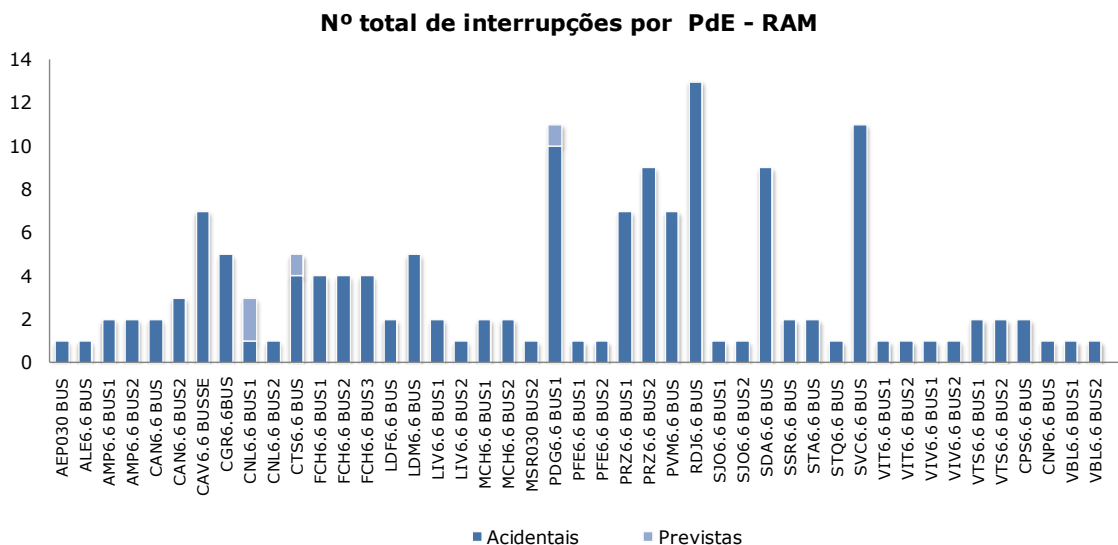
Nesta ilha, verifica-se uma melhoria dos indicadores gerais ENF, TIE, SAIFI e SAIDI e uma deterioração do indicador SARI.

4.2.2 Indicadores Individuais

No anexo III, encontram-se os pontos de entrega da rede de transporte com indicação dos que alimentam directamente clientes, bem como os indicadores individuais, nos termos do artigo nº 16 do RQS.

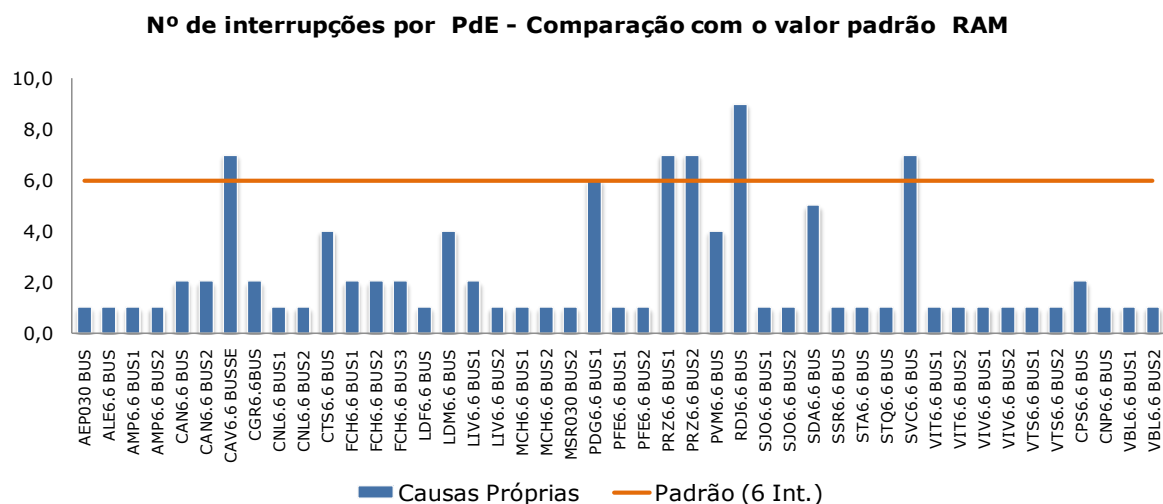
Número de interrupções

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:



Como se pode verificar, em 2009, todos os PdE's da ilha da Madeira, foram afectados, pelo menos, por uma interrupção.

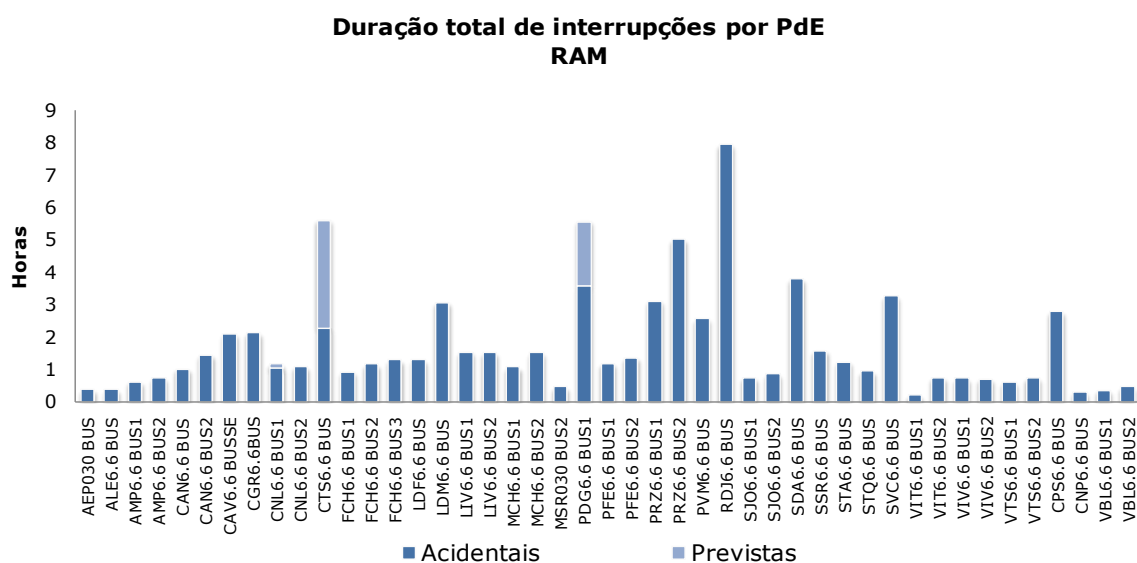
No gráfico seguinte, apresentamos o número de interrupções longas não abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º, bem como a sua comparação com o valor padrão.



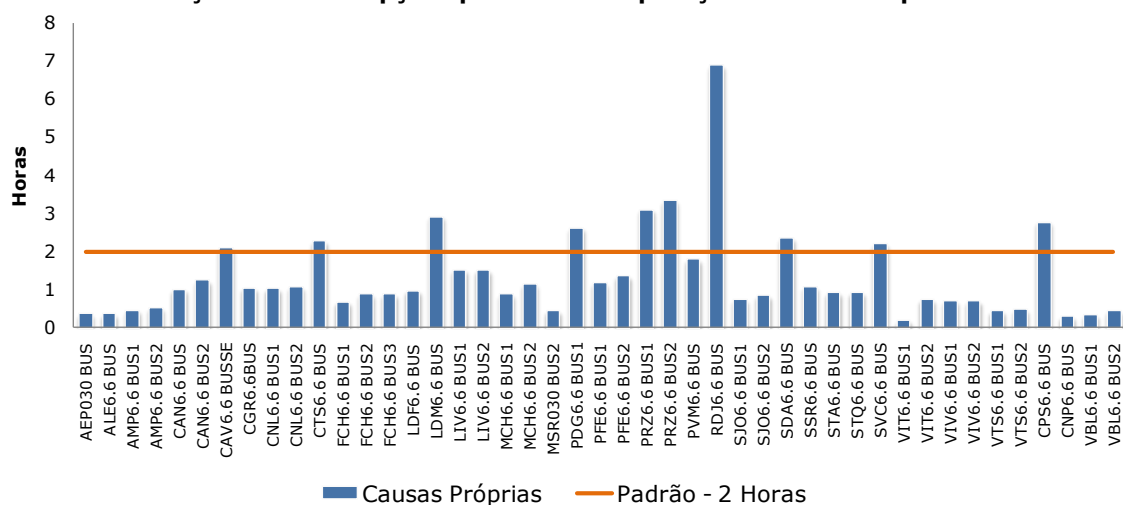
Dos 45 pontos de entrega das ilhas da Madeira e Porto Santo, 5 ultrapassaram o padrão de continuidade de serviço (na ilha da Madeira), no que respeita ao número das interrupções.

Duração das interrupções

A duração total de interrupções longas com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição, foi a seguinte:



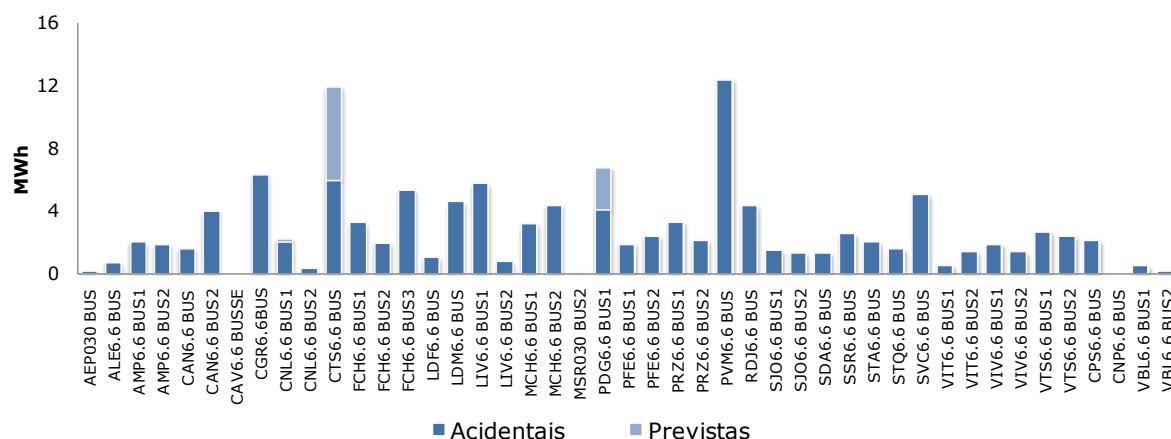
No gráfico seguinte, indica-se o número de interrupções longas não abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º do RQS, evidenciando a sua comparação com o valor padrão.

Duração das interrupções por PdE - Comparação com o valor padrão RAM

Em 10 PdE's, a duração acumulada das interrupções foi superior ao valor padrão de 2 horas anuais, dos quais 9 na ilha da Madeira e 1 na ilha do Porto Santo.

Na ilha da Madeira, o PdE RDJ a 6,6 kV é o que verifica a maior duração das interrupções, sendo motivada, sobretudo, pela exposição das linhas aéreas confluentes a condições atmosféricas adversas.

A título indicativo, apresenta-se, também, a ENF por PdE da rede de transporte, considerando a totalidade das interrupções longas:

ENF - Energia Não Fornecida por PdE RAM

4.3 Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição MT

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

Indicadores gerais MT:

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI);

- Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- Duração média das interrupções do sistema (SAIDI);
- Energia não distribuída (END), segundo as normas complementares, publicadas em Portaria Regional 82/2006 de 14 de Julho.

Indicadores individuais MT:

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

4.3.1 Indicadores Gerais

Considerando as interrupções longas, por origem, por tipo e por zona de qualidade de serviço, obtém-se os seguintes indicadores.

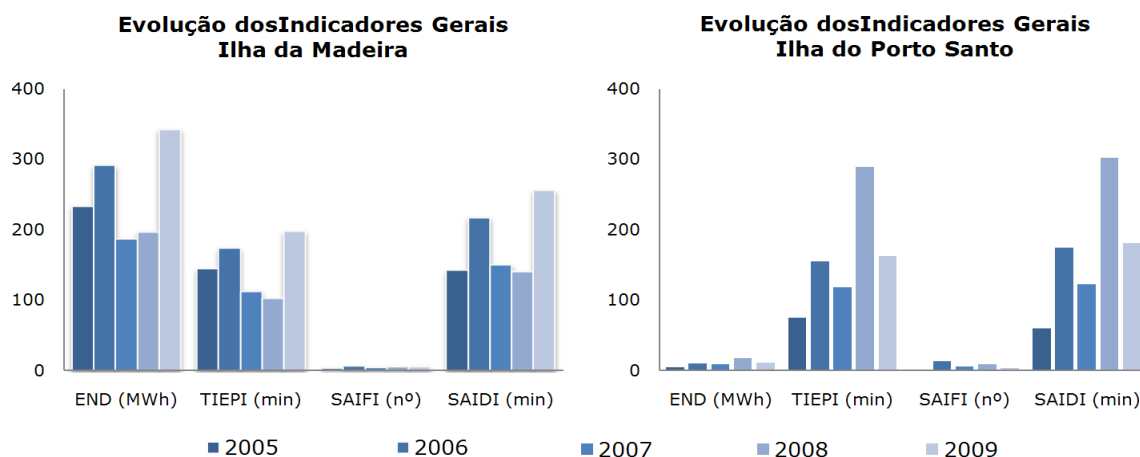
Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - Ilha da Madeira							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,00	29,54	13,26	0,00	0,00	1,59	44,39
TIEPI (min)	0,00	18,97	7,68	0,00	0,00	1,16	27,81
SAIFI (nº)	0,00	0,51	0,16	0,00	0,00	0,01	0,67
SAIDI (min)	0,00	12,78	6,27	0,00	0,00	0,97	20,02
Zona B							
END (MWh)	0,00	27,52	13,00	0,00	0,63	1,01	42,16
TIEPI (min)	0,00	17,51	7,00	0,00	0,46	0,51	25,49
SAIFI (nº)	0,00	0,42	0,11	0,00	0,02	0,01	0,56
SAIDI (min)	0,00	14,86	5,86	0,00	0,71	0,65	22,09
Zona C							
END (MWh)	0,00	109,62	97,63	0,00	14,43	34,93	256,62
TIEPI (min)	0,00	64,17	53,29	0,00	9,29	17,39	144,14
SAIFI (nº)	0,00	2,77	0,82	0,00	0,10	0,29	3,99
SAIDI (min)	0,00	90,63	80,38	0,00	15,01	28,23	214,26
Total Madeira							
END (MWh)	0,00	166,69	123,89	0,00	15,06	37,53	343,17
TIEPI (min)	0,00	100,66	67,97	0,00	9,75	19,07	197,44
SAIFI (nº)	0,00	3,70	1,09	0,00	0,13	0,31	5,22
SAIDI (min)	0,00	118,27	92,51	0,00	15,73	29,85	256,36

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - Ilha do Porto Santo

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
END (MWh)	0,21	2,41	0,82	0,00	0,00	1,36	4,80
TIEPI (min)	2,84	39,10	11,99	0,00	0,00	16,69	70,61
SAIFI (nº)	0,09	0,70	0,46	0,00	0,00	0,28	1,53
SAIDI (min)	0,99	30,98	15,63	0,00	0,00	18,71	66,31
Zona C							
END (MWh)	0,00	2,02	2,79	0,00	0,00	1,07	5,88
TIEPI (min)	0,00	32,76	43,88	0,00	0,00	15,70	92,33
SAIFI (nº)	0,00	0,57	0,42	0,00	0,00	0,37	1,35
SAIDI (min)	0,00	33,18	57,77	0,00	0,00	23,61	114,56
Total Porto Santo							
END (MWh)	0,21	4,44	3,60	0,00	0,00	2,43	10,68
TIEPI (min)	2,84	71,86	55,86	0,00	0,00	32,39	162,94
SAIFI (nº)	0,09	1,27	0,88	0,00	0,00	0,65	2,88
SAIDI (min)	0,99	64,16	73,40	0,00	0,00	42,32	180,87

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição MT - RAM

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
END (MWh)	0,00	29,40	13,16	0,00	0,00	1,59	44,16
TIEPI (min)	0,00	18,08	7,32	0,00	0,00	1,11	26,51
SAIFI (nº)	0,00	0,48	0,15	0,00	0,00	0,01	0,64
SAIDI (min)	0,00	12,11	5,94	0,00	0,00	0,92	18,96
Zona B							
END (MWh)	0,25	30,81	14,00	0,00	0,62	2,66	48,33
TIEPI (min)	0,13	18,52	7,24	0,00	0,44	1,27	27,61
SAIFI (nº)	0,00	0,44	0,13	0,00	0,02	0,03	0,61
SAIDI (min)	0,05	15,71	6,38	0,00	0,67	1,61	24,43
Zona C							
END (MWh)	0,00	111,57	100,96	0,00	14,34	35,83	262,70
TIEPI (min)	0,00	62,70	52,86	0,00	8,85	17,28	141,70
SAIFI (nº)	0,00	2,66	0,80	0,00	0,10	0,29	3,85
SAIDI (min)	0,00	87,59	79,27	0,00	14,21	27,88	208,95
Total RAM							
END (MWh)	0,25	171,78	128,12	0,00	14,96	40,09	355,19
TIEPI (min)	0,13	99,30	67,41	0,00	9,29	19,67	195,81
SAIFI (nº)	0,00	3,57	1,08	0,00	0,12	0,32	5,10
SAIDI (min)	0,05	115,40	91,59	0,00	14,89	30,41	252,34



No que tange à evolução dos indicadores gerais na ilha da Madeira, verifica-se que os valores registados em 2009 foram os mais desfavoráveis dos últimos anos devido, essencialmente, a condições atmosféricas adversas e a causas internas. Relativamente à ilha do Porto Santo, evidencia-se, na generalidade, uma evolução positiva nos valores registados em 2009.

Na tabela seguinte, indica-se as interrupções com origem na rede de distribuição MT, na ilha da Madeira, por tipo de causa.

Interrupções por tipo de causa na Ilha da Madeira				
Tipo de Causas	END (MWh)	TIEPI (min)	SAIFI (nº)	SAIDI (min)
FFM				
Vento de intensidade excepcional	27,35	17,45	0,27	24,96
Incêndio	2,35	1,39	0,01	1,32
Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
Descarga atmosférica directa	0,00	0,00	0,00	0,00
Intervenção de terceiros	1,93	0,87	0,02	0,89
FIC				
Perturbações	0,47	0,33	0,00	0,41
Acesso	0,00	0,00	0,00	0,00
ACC	0,20	0,10	0,01	0,09
RSA	7,45	4,12	0,02	3,82
PR				
Acção ambiental	11,74	5,95	0,07	8,69
Acção atmosférica	16,78	8,29	0,17	12,49
Desconhecidas	4,23	1,98	0,04	1,93
Origem Interna	45,81	24,97	0,41	33,55
Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
Trabalhos inadiáveis	5,77	2,60	0,09	4,46
RSO				
Manobras	1,10	0,57	0,01	0,82
Reparação/conservação	22,47	11,81	0,15	18,53
Trabalhos de ligação	13,76	6,59	0,14	10,41
Total 2009	161,42	87,03	1,39	122,37

As causas que mais contribuíram para o indicador END foram: origem interna, vento de intensidade excepcional e acção ambiental, com 26%, 16% e 14%, respectivamente.

Na ilha do Porto Santo, o impacto das interrupções longas com origem na rede de distribuição MT, por tipo de causa, foi o seguinte.

Interrupções por tipo de causa na Ilha do Porto Santo				
Tipo de Causas	END (MWh)	TIEPI (min)	SAIFI (nº)	SAIDI (min)
FFM				
Vento de intensidade excepcional	0,00	0,00	0,00	0,00
Incêndio	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
Descarga atmosférica directa	0,00	0,00	0,00	0,00
Intervenção de terceiros	0,00	0,00	0,00	0,00
FIC				
Perturbações	0,00	0,00	0,00	0,00
Acesso	0,00	0,00	0,00	0,00
ACC	0,10	1,26	0,02	0,75
RSA	0,00	0,00	0,00	0,00
PR				
Acção ambiental	0,00	0,00	0,00	0,00
Acção atmosférica	1,41	26,31	0,28	27,67
Desconhecidas	0,00	0,00	0,00	0,00
Origem Interna	2,03	27,28	0,52	43,14
Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
Trabalhos inadiáveis	0,17	2,27	0,09	2,59
RSO				
Manobras	0,14	2,01	0,03	2,08
Reparação/conservação	2,16	28,58	0,58	38,69
Trabalhos de ligação	0,04	0,54	0,01	0,81
Total 2009	6,04	88,25	1,53	115,72

Para o indicador END, as causas que mais afectaram este parâmetro foram: reparação/conservação, origem interna e acção atmosférica, com 36%, 34% e 23%, respectivamente.

4.3.2 Comparação com os valores padrão

Para efeitos de comparação com os valores padrão definidos no RQS, consideram-se as interrupções longas com origem nas redes de transporte e distribuição, excluindo as abrangidas pelo nº 1 do artigo 13º (FFM, RIP, RSO, RSEG, AC, FIC).

Neste âmbito, obtiveram-se os seguintes valores:

Indicadores Gerais Distribuição MT - Padrão						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
TIEPI (horas)	3	0,33	6	0,31	18	1,48
SAIFI (nº)	4	0,38	7	0,39	10	2,65
SAIDI (Horas)	3	0,23	6	0,27	18	2,16
Porto Santo						
TIEPI (horas)	3	0,00	6	0,85	18	1,28
SAIFI (nº)	4	0,00	7	1,16	10	0,99
SAIDI (Horas)	3	0,00	6	0,78	18	1,52
Total RAM						
TIEPI (horas)	3	0,31	6	0,34	18	1,60
SAIFI (nº)	4	0,36	7	0,43	10	2,56
SAIDI (Horas)	3	0,22	6	0,29	18	2,33

Da análise ao quadro, verifica-se que, em todas as zonas (A, B e C), os valores dos indicadores são inferiores ao padrão estabelecido no RQS.

4.3.3 Indicadores Individuais

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

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão da rede MT								
	Nº de PdE's afectados	Nº de PdE da Rede MT*	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Incumprimento (%)	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Incumprimento (%)
Madeira	1.674	1.670			0,0%		16	1,0%
Zona A	391	392	9	0	0,0%	4	0	0,0%
Zona B	262	263	20	0	0,0%	9	0	0,0%
Zona C	1.021	1.015	34	0	0,0%	18	16	1,6%
Porto Santo	93	93			0,0%		3	3,2%
Zona B	54	54	20	0	0,0%	9	0	0,0%
Zona C	39	39	34	0	0,0%	18	3	7,7%

* em 31 de Dezembro de 2009

O indicador Frequência das Interrupções (FI) não apresenta violações ao padrão, enquanto o indicador Duração das Interrupções (DI) excede o valor padrão em 16 e 3 PdE, nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, respectivamente, todas na Zona C.

4.4 Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição BT

Os indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, 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

Os indicadores gerais por origem, tipo e zona de qualidade de serviço (interrupções longas), constam no quadro seguinte:

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - Ilha da Madeira							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (nº)	0,00	2,15	0,44	0,00	0,04	0,10	2,73
SAIDI (horas)	0,00	0,85	0,58	0,00	0,10	0,16	1,68
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,00	1,97	0,81	0,03	0,02	0,25	3,08
SAIDI (horas)	0,00	1,15	0,78	0,05	0,07	1,89	3,94
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,00	3,34	1,26	0,03	0,17	0,80	5,60
SAIDI (horas)	0,00	1,84	1,59	0,01	0,47	2,04	5,96
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,00	2,79	0,96	0,02	0,11	0,52	4,40
SAIDI (horas)	0,00	1,45	1,18	0,02	0,30	1,48	4,44

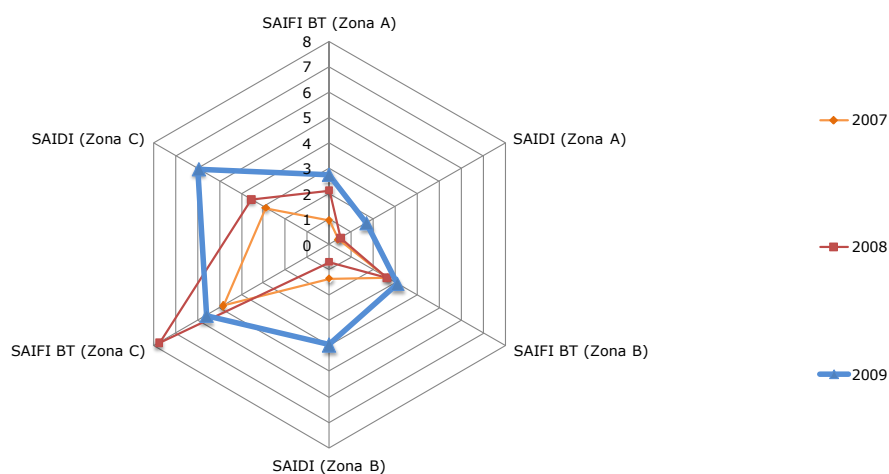
Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - Ilha do Porto Santo							
	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,043	0,916	0,898	0,000	0,024	0,695	2,58
SAIDI (horas)	0,006	0,453	1,547	0,000	0,027	6,187	8,22
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,027	0,922	1,169	0,000	0,109	1,266	3,49
SAIDI (horas)	0,005	0,437	2,495	0,000	0,096	9,105	12,14
Total Ilha							
SAIFI BT (nº)	0,036	0,919	1,005	0,000	0,058	0,921	2,94
SAIDI (horas)	0,005	0,447	1,922	0,000	0,054	7,341	9,77

Indicadores Gerais de Continuidade de Serviço da rede de Distribuição BT - RAM

	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Zona A							
SAIFI BT (nº)	0,003	2,149	0,437	0,000	0,039	0,100	2,73
SAIDI (horas)	0,002	0,847	0,576	0,001	0,099	0,160	1,68
Zona B							
SAIFI BT (nº)	0,008	2,712	0,671	0,023	0,014	0,260	3,69
SAIDI (horas)	0,002	1,062	0,876	0,044	0,066	2,408	4,46
Zona C							
SAIFI BT (nº)	0,002	3,223	0,775	0,024	0,106	0,518	4,65
SAIDI (horas)	0,002	1,804	1,614	0,013	0,463	2,212	6,11
Total RAM							
SAIFI BT (nº)	0,003	2,728	0,959	0,018	0,106	0,533	4,35
SAIDI (horas)	0,002	1,417	1,205	0,015	0,296	1,680	4,61

O gráfico seguinte, indica a evolução dos indicadores gerais, por zona de qualidade de serviço, referentes à ilha da Madeira no período 2007-2009.

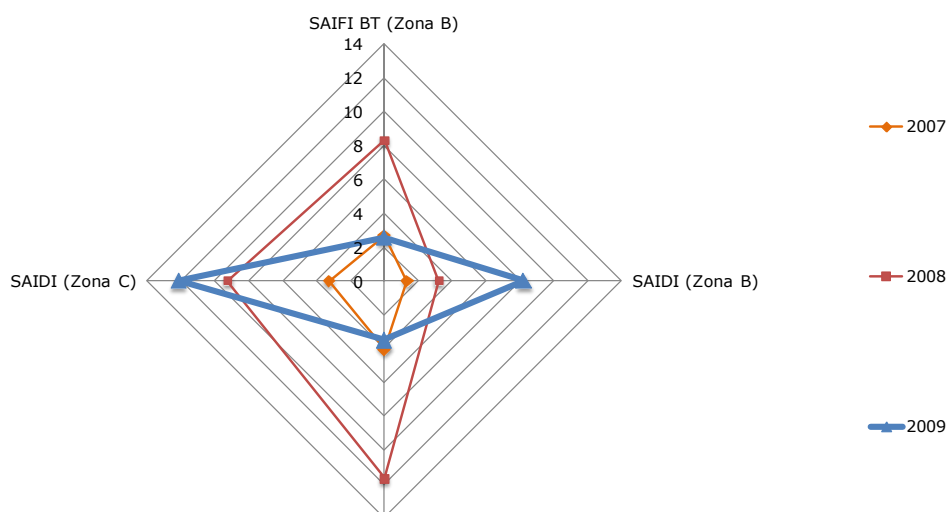
Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha da Madeira



Verifica-se que os indicadores SAIDI e SAIFI, em 2009, foram superiores aos ocorridos no ano anterior, com exceção do indicador SAIFI da zona C.

Na ilha do Porto Santo, a evolução dos indicadores gerais no período 2007-2009, é a indicada no gráfico seguinte.

Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo - Ilha do Porto Santo



Nesta ilha, verifica-se uma melhoria do indicador SAIFI e uma deterioração do indicador SAIDI, em ambas as zonas de Qualidade de Serviço, quando comparado com o ano anterior.

4.4.2 Comparação com os valores padrão

Na tabela seguinte, indicam-se os indicadores gerais para efeitos de comparação com os valores padrão, considerando apenas as interrupções superiores a 3 minutos, com exclusão das interrupções indicadas no número 1 do artigo 13º do RQS.

Indicadores Gerais Distribuição BT - Padrão						
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Madeira						
SAIFI BT (nº)	4	1,49	7	1,94	10	3,15
SAIDI (horas)	6	1,08	10	1,47	22	2,52
Porto Santo						
SAIFI BT (nº)	4	-	7	1,57	10	1,64
SAIDI (horas)	6	-	10	0,78	22	0,93
Total RAM						
SAIFI BT (nº)	3	1,49	6	1,64	9	2,54
SAIDI (horas)	4	1,08	8	1,39	14	2,48

Os indicadores gerais, encontram-se abaixo dos valores de referência estabelecidos para cada Zona de Qualidade de Serviço, traduzindo um nível satisfatório de qualidade de serviço.

4.4.3 Indicadores Individuais

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								
	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								
Zona A	36.185	38.562	13	0	0,0%	6	1189	3,1%
Zona B	19.599	20.613	25	0	0,0%	11	22	0,1%
Zona C	73.340	76.287	40	0	0,0%	22	38	0,0%
Porto Santo								
Zona B	2.813	2.838	25	0	0,0%	11	1	0,0%
Zona C	1.832	1.855	40	0	0,0%	22	0	0,0%

* em 31 de Dezembro de 2009

Como é possível verificar, na ilha da Madeira, apenas a Duração das Interrupções - DI excede o padrão em 1.249 PdE's, dos quais 1.189 na zona de qualidade de serviço A, 22 na Zona B e 38 na C.

No que diz respeito à ilha do Porto Santo, apenas um PdE da zona B excedeu o indicador DI.

Refira-se que em 11 dos PdE's afectados, houve alteração do titular dos contratos durante o ano, sendo que cada cliente viu apenas parte dos incidentes. Daqui resultou, que apenas um dos contratos dos 11 PdE's referidos, foi abrangido para efeitos de compensação.

4.5 Incidentes mais significativos

Os incidentes mais significativos, pelo critério de maior valor da END, com origem nas redes de transporte e distribuição, nas ilhas da Madeira e Porto Santo, foram as seguintes:

Ilha da Madeira

Incidente de 25 de Setembro de 2009

Incidente ocorrido pelas 3:07h, provocado pelo disparo por protecção de terra nos 30 kV, afectando as subestações SVC, PDA e as centrais hidroeléctricas RDJ e SDA, bem como um parque eólico do Paúl da Serra. Logo de seguida, foram sinalizadas terras temporizadas gerais, bem como o disparo da linha de 30 kV VIT-VTS e ainda dos grupos da CTV, por curto-circuito, o que originou o colapso do sistema. A energia eléctrica foi sendo reposta gradualmente, de acordo com a disponibilidade da produção, ficando todos os sistemas alimentados pelas 5:02h. Esta ocorrência afectou um total de 129.353 clientes, originando uma END de 80,3 MWh e um TIEPI de 60 minutos.

Incidente de 15 Dezembro de 2009

Neste dia, verificaram-se condições atmosféricas adversas (vento forte), provocando 9 incidentes, quer com origem na rede de transporte, quer na rede de distribuição, destacando-se o incidente ocorrido às 10:40h, devido à interrupção da linha 60kV VTO/LDR. Foram afectadas as subestações do LDM, LDR, CTS, PRZ, CAV, PFE, LIV e PVM, além da linha 30kV LDV-RDJ, resultando numa END de 12,7 MWh e um TIEPI de 6 minutos. A energia foi reposta na totalidade no mesmo dia às 12:12h, afectando 25.591 clientes.

Ilha do Porto Santo***Incidente de 16 de Dezembro de 2009***

Este incidente ocorreu às 0:45h, afectando a SE CPS, na sequência de trabalhos inadiáveis para reparação de um disjuntor de 30kV da SE VBL. Afectou 250 clientes, tendo originado uma END de 2,8 MWh e um TIEPI de 46 minutos. Os trabalhos ficaram concluídos às 3:07h.

Incidente de 15 de Dezembro de 2009

Este incidente teve origem numa avaria na SE VBL, ao nível dos 30kV, afectando as subestações CNP e CPS, resultando numa END de 1,6 MWh e num TIEPI de 25,7 minutos. Teve início às 11:41h e termo às 12:19h, afectando 4.518 clientes.

5 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

5.1 Introdução

Este capítulo, tem por objectivo caracterizar a qualidade da onda de tensão, nos diversos níveis de tensão (AT, MT e BT), com base nos 20 pontos de monitorização seleccionados. A monitorização da qualidade da onda de tensão teve em conta os limites estabelecidos pela norma NP EN 50 160 e inclui os seguintes parâmetros:

- Distorção harmónica;
- Tremulação (*Flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão e sobretensões;
- Frequência.

5.2 Sumário

O plano de monitorização elaborado e implementado em 2009 pela EEM, contemplou a realização de medições anuais em 8 pontos fixos, dos quais 7 na ilha da Madeira e 1 na ilha do Porto Santo. Adicionalmente, foram introduzidos 6 equipamentos móveis, possibilitando medições semestrais em 12 pontos de monitorização.

A taxa de conformidade geral (representa as semanas monitorizadas conformes, relativamente à totalidade das semanas monitorizadas), foi de 95% na ilha da Madeira e de 90% na ilha do Porto Santo.

Os resultados obtidos nas campanhas levadas a cabo demonstram que, regra geral, estão a ser cumpridas as condições estipuladas na NP EN 50 160 e no RQS, sendo de referir os seguintes aspectos:

- Distorção harmónica – Todos os pontos de medição registaram valores de acordo com a norma, com excepção da 5.^a harmónica no posto de transformação da Igreja-Porto Moniz, na ilha da Madeira;
- Tremulação – Os limites regulamentares foram ultrapassados em 14 pontos de entrega, sendo 7 em MT na ilha da Madeira e 7 em BT, um dos quais na ilha do Porto Santo;
- Desequilíbrio de fases – Todos os pontos de medição registaram valores abaixo dos limites de referência;
- Valor eficaz da tensão – O valor eficaz da tensão encontra-se dentro dos limites estabelecidos em todos os pontos de monitorização;
- Frequência – Todos os pontos de medição registaram valores de acordo com a norma;
- Cavas e sobretensões – A maioria das cavas apresenta uma duração inferior a 500 milissegundos e um afundamento do valor eficaz da tensão inferior a 50%. Em relação às sobretensões, 70% das verificadas, apresentam uma duração entre 1 a 60s e uma amplitude inferior a 20%.

No anexo IV, apresentam-se os casos mais desfavoráveis verificados na qualidade da onda de tensão, indicando-se a pior semana não conforme ou conforme, dependendo

dos limites atingidos, com excepção das cavas e sobretensões que correspondem a valores anuais.

5.3 Plano de Monitorização

A EEM apresentou o plano de monitorização à DRCIE para o ano de 2009, contemplando a realização de medições em 8 pontos fixos anuais e 12 móveis semestrais, cuja principal diferença relativa ao plano do ano anterior incide no critério de selecção de pontos a monitorizar ao nível 6,6 kV e na rotatividade semestral de pontos de medição ao nível BT, possibilitando o incremento de pontos monitorizados.

Ao nível dos 6,6 kV, cumulativamente com distribuição geográfica de pontos por concelho, a escolha dos mesmos segue a sequência da ordenação decrescente da carga máxima por saída de cada subestação, por forma a cobrir um maior número de clientes da RAM.

Em relação à BT, a introdução de monitorizações semestrais em vez das anuais, permite aumentar os pontos de monitorização dos anteriores 4 para 12, por ano. Adicionalmente, esta metodologia considera a distribuição representativa dos pontos de monitorização por Zonas de Qualidade de Serviço C, zonas de cariz predominantemente rural, onde as redes são maioritariamente do tipo aéreo, apresentando potencialmente mais problemas, pela maior exposição a fenómenos atmosféricos e pela extensão da rede sem ligações de recurso.

A monitorização das Zonas de Qualidade de Serviço C possibilita a extrapolação dos resultados para as zonas A e B dos municípios, dado que estas zonas apresentam características de qualidade iguais ou superiores aos pontos monitorizados. Este plano possibilitou a monitorização de todos os concelhos das duas ilhas.

Para os níveis de 60 e 30kV, a metodologia mantém-se similar, uma vez que as principais fontes de perturbação da qualidade da onda de tensão (QOT), face à sua natureza, são os centros electroprodutores em regime especial (PRE's). Assim, em 2009 mantiveram-se os mesmos pontos por serem os mais importantes/representativos e por caracterizarem o nível mínimo da QOT nestes níveis de tensão.

No quadro seguinte, assinala-se a localização desses pontos e sua distribuição de acordo com o estabelecido no plano de monitorização para 2009:

Monitorização da Qualidade de Onda de Tensão - 2009							
Instalação	Código	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Zona Geográfica
			60	30	6,6	0,4	
Ilha da Madeira*			1	3	3	10	
Central Térmica da Vitória	CE CTV	30 e 6,6		x			Centro
Subestação da Calheta	SE CTA	60 e 30		x			Oeste
Subestação do Caniçal	SE CNL	60 e 6,6	x				Este
Subestação do Palheiro Ferreiro	SE PFE	60, 30 e 6,6		x			Este
Subestação do Cabo Girão	SE CGR	30 e 6,6			x		Oeste
Subestação do Funchal	SE FCH	30 e 6,6			x		Centro
Subestação da Ribeira da Janela	SE RDJ	30 e 6,6			x		Este
P.T. de Calheta	C-AC-008	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Câmara de Lobos	CL-JS-007	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Funchal	F-SA-527	6,6 e 0,4				x	Centro
P.T. de Machico	MX-PC-003	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Santa Cruz	SC-SS-006	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. do Porto Moniz	PM-AC-001	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Ponta do Sol	PS-MM-001	6,6 e 0,4				x	Oeste
P.T. de Santana	ST-ST-031	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de São Vicente	SV-BV-002	6,6 e 0,4				x	Este
P.T. de Ribeira Brava	RB-SA-010	6,6 e 0,4				x	Oeste
Ilha do Porto Santo*			0	0	1	2	
Subestação Central Porto santo	SE CNP	30 e 6,6			x		Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-011	6,6 e 0,4				x	Centro
P.T. de Porto Santo	PST-PST-040	6,6 e 0,4				x	Centro
Total RAM*			1	3	4	12	

*Nº total de pontos de medida

As taxas de cumprimento do plano de monitorização (que constituem a relação das semanas efectivamente monitorizadas, pelas semanas previstas: 52 semanas por ano e 26 semanas por semestre), atingiram 86% e 99%, nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, respectivamente.

Os casos de incumprimento deveram-se à ocorrência da avaria em 4 equipamentos, mais especificamente nos módulos de comunicação e alimentação, resultando na indisponibilidade dos mesmos e a problemas de comunicação aquando da mudança dos equipamentos para novos pontos de monitorização.

5.4 Distorção Harmónica

De uma forma geral, os limites regulamentares referentes ao teor harmónico foram cumpridos, com excepção da 5ª harmónica, no período de uma semana num único ponto de monitorização - PT da Igreja (Feeder da SE RDJ).

Os resultados máximos verificados são indicados na tabela do anexo IV.

5.5 Tremulação (Flicker)

Os limites regulamentares foram ultrapassados em 14 pontos de entrega, afectando os níveis de tensão 60, 30 e 6,6kV, à excepção do Porto Santo, e ainda 7 ao nível dos 230V, na ordem de 10 a 100% do valor limite de referência ($P_{st}=P_{lt}=1$).

Ao nível dos 60 kV, o Plt foi ligeiramente ultrapassado em 2 semanas, devido a trabalhos de manutenção na Subestação CNL e na linha CNL/MCH e ainda devido a condições atmosféricas adversas.

Nos 30 kV, o Plt foi ultrapassado em 3 semanas, embora com apenas uma semana em cada subestação. As não conformidades ficaram a dever-se essencialmente às más condições atmosféricas sentidas, especialmente vento forte e trovoadas.

Para o nível dos 6,6kV, os três pontos de monitorização (FCH, RDJ e CGR) apresentam valores acima dos limites.

A subestação do FCH registou tremulação numa semana, devido a curto-circuitos na rede resultantes de danos em cabos, na sequência de trabalhos de escavação.

As más condições atmosféricas, foram responsáveis pelos elevados valores registados na subestação do CGR, enquanto na subestação da RDJ fica a dever-se aos dois tipos de causa: danos em cabos e condições atmosféricas adversas.

Ao nível da BT, foram excedidos os limites regulamentares durante 9 semanas, consequência das condições atmosféricas adversas que se fizeram sentir, afectando os PT's dos concelhos: Porto Moniz, Ponta do Sol, Ribeira brava, Santana e São Vicente. No PT da Calheta, foram também registados valores elevados, provenientes de trovoadas e vento forte.

No caso do PT PST-PST-011 na ilha do Porto Santo, o Plt foi excedido algumas vezes. Os valores de Plt elevados estão relacionados com o facto deste ponto de entrega se encontrar junto de duas instalações industriais, mais propriamente uma pedreira e uma central de betão.

5.6 Desequilíbrio de Fases

Nas medições efectuadas não se detectaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do valor limite (2%), tanto na Madeira como no Porto Santo.

5.7 Valor Eficaz da Tensão

O limite admissível de variação do valor eficaz da tensão não foi excedido nas medições efectuadas nas duas ilhas.

5.8 Frequência

Os desvios registados foram inferiores a 0,3% da frequência industrial nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, cumprindo assim, com o estipulado na regulamentação.

5.9 Cavas de tensão

Nos parágrafos seguintes apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas em 2009, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

60 kV:

- O número de cavas agregadas registadas na subestação do Caniçal foi de 52.

- 37% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.
- 52% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

30 kV:

- O número total de cavas registadas nos três pontos de monitorização foi de 108.
- 37% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.
- 50% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

6,6 kV:

- Nos três pontos de monitorização deste nível de tensão, o número total de cavas agregadas registadas foi de 128.
- 35% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.
- 41% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.

BT: 230/400V:

- O número total de cavas agregadas registadas no conjunto dos três pontos de monitorização, ao nível da rede BT, foi de 189.
- 29% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.
- 52% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

A caracterização das cavas por nível de tensão, ocorridas durante o ano 2009, na ilha do Porto Santo, é a seguinte:

6,6 kV:

- No equipamento de monitorização instalado na subestação da Central, o número total de cavas agregadas registadas foi de 17.
- 24% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.
- 41% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

BT: 230/400V:

- Neste nível de tensão, o número total de cavas agregadas registadas no equipamento instalado no PT Lapeira I, foi de 13.
- 46% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

- 38% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

5.10 Sobretensões

Durante o ano 2009 registaram-se sobretensões em todos níveis de tensão monitorizados. Na ilha da Madeira, verificou-se:

60 kV:

- Registada uma sobretensão na SE CNL com duração inferior a 1 segundo e um pico de 11%.

30 kV:

- Registada uma sobretensão na SE CTV com um duração inferior a 1 segundo e um pico de cerca de 12%.

6,6 kV:

- Neste nível de tensão, foram registados 31 eventos na totalidade dos 3 pontos de monitorização.
- 10% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%.
- 84% das sobretensões registadas apresentam uma duração entre a 1 e 60 segundos e um pico inferior a 20%.

BT: 230/400V:

- Ao nível da baixa tensão, foram registadas 13 sobretensões.
- 31% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%.
- 62% das sobretensões registadas apresentam uma duração superior a 60 segundos e um pico inferior a 40%.

Na ilha do Porto Santo não foram registadas sobretensões nos dois níveis de tensão monitorizados.

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

Monitorização da Qualidade da Onda de Tensão - 2009

Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes										Freq.
		60	30	6,6	0,4	Tensão	Tremulação		Desequi- librio	Harmónicos						
							Pst	Plt		3º	5º	7º	THD			
Ilha da Madeira																
CE CTV	30 e 6,6			x		29/29	29/29	29/28	29/29	29/29	29/29	29/29	29/29	29/29		
SE CTA	60 e 30			x		51/51	51/51	51/50	51/51	51/51	51/51	51/51	51/51	51/51		
SE CNL	60 e 6,6		x			47/47	47/46	47/45	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47		
SE PFE	60, 30 e 6,6			x		25/25	25/25	25/24	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25	25/25		
SE CGR	30 e 6,6				x	44/44	44/44	44/41	44/44	44/44	44/44	44/44	44/44	44/44		
SE FCH	30 e 6,6				x	48/48	48/48	48/47	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48		
SE RDJ	30 e 6,6				x	34/34	34/34	34/31	34/34	34/34	34/34	34/34	34/34	34/34		
PT: C-AC-008	6,6 e 0,4				x	16/16	16/16	16/15	16/16	16/16	16/16	16/16	16/16	16/16		
PT: CL-JS-007	6,6 e 0,4				x	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20		
PT: F-SA-527	6,6 e 0,4				x	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23		
PT: MX-PC-003	6,6 e 0,4				x	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5		
PT: SC-SS-006	6,6 e 0,4				x	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19		
PT: PM-AC-001	6,6 e 0,4				x	15/15	15/15	15/13	15/15	15/15	15/14	15/15	15/15	15/15		
PT: PS-MM-001	6,6 e 0,4				x	24/24	24/24	24/22	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24		
PT: ST-ST-031	6,6 e 0,4				x	26/26	26/26	26/25	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26		
PT: SV-BV-002	6,6 e 0,4				x	26/26	26/26	26/24	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26		
PT: RB-SA-010	6,6 e 0,4				x	26/26	26/26	26/24	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26	26/26		
Ilha do Porto Santo																
SE CNP	30 e 6,6			x		48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48	48/48		
PT: PST-PST-011	6,6 e 0,4				x	23/23	23/23	23/14	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23		
PT: PST-PST-040	6,6 e 0,4				x	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23	23/23		

Semanas não conformes

5.11 Síntese

Considerando que as taxas de realização do plano de monitorização foram superiores a 85% e que os pontos de monitorização são representativos dos casos mais graves, podemos concluir que para as redes das ilhas da Madeira e do Porto Santo:

- os níveis médios das perturbações registadas são aceitáveis;
- na generalidade, os limites regulamentares foram cumpridos, salvo casos pontuais, com desvios pouco significativos e, geralmente, de forma não continuada.

Assim, podemos afirmar que, de uma forma geral, estão a ser cumpridas as condições estipuladas pela norma NP EN 50 160, inferindo para toda a Região Autónoma da Madeira um nível apropriado de qualidade de onda de tensão.

5.12 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão

Para este tipo de reclamação, a EEM dispõe de vários canais de entrada, como a comunicação por carta ou fax, o correio electrónico ou a reclamação presencial junto das lojas.

Em 2009, a EEM procedeu ao registo de 15 reclamações deste tipo, tendo realizado a visita aos respectivos clientes, após contacto com os mesmos e dentro do prazo estabelecido. Desta forma foram cumpridos os 15 dias úteis, após a data de recepção da reclamação, verificando-se no local as características da tensão de alimentação, com a realização de campanhas semanais (7 dias).

5.13 Principais acções para a melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão

A EEM pretende efectuar um upgrade do software de gestão de monitorização da qualidade de onda de tensão, a fim de possibilitar uma maior facilidade na aquisição e no tratamento de dados e a integração de novos equipamentos no sistema, uma vez que a actual licença está limitada no número de equipamentos a gerir (20).

Por outro lado, a EEM encontra-se em processo de aquisição de novos equipamentos com classe de precisão superior aos existentes, cumprindo com a tendência da nova normalização.

Pretende-se, também, implementar procedimentos de obtenção da correlação causa/efeito de semanas não conforme das diferentes grandezas da EN NP 50160, de modo a facilitar a tomada de medidas correctivas na rede, em cada caso, tendo em vista eliminar, em tempo oportuno, tais não conformidades.

6 QUALIDADE COMERCIAL

6.1 Introdução

Durante o ano de 2009, a forte interacção entre a EEM e a ERSE permitiu melhorar, a caracterização dos indicadores da qualidade de serviço comercial.

Neste âmbito, a EEM continua empenhada na melhoria contínua ao nível dos processos e dos recursos humanos e tecnológicos, visando constituir-se como referência nesta área.

6.2 Inquérito de Satisfação dos Clientes

No ano de 2009, a EEM realizou um inquérito no atendimento comercial, tendo em vista avaliar o grau de satisfação dos seus clientes. As lojas seleccionadas para realizar o inquérito foram: Câmara de Lobos, Caniço, Loja do Cidadão, Machico, Nazaré, Ribeira Brava, São Vicente e a Sede.

O inquérito realizado foi suportado por um formulário disponibilizado a todos os visitantes (quadro representado na figura seguinte). Em cada local de atendimento, foi disponibilizado uma caixa adequada à recepção dos inquéritos, de forma a garantir a confidencialidade dos contributos. Ao inquérito responderam quatrocentos e sessenta e três (463) clientes, sendo duzentos e vinte e quatro (224) do sexo feminino e duzentos e trinta e nove (239) do sexo masculino.

Questionário de Satisfação					
Data: ____/____/____ Loja da EEM: _____		Sexo: Feminino <input type="checkbox"/> Masculino <input type="checkbox"/>		Idade: ____	
Por favor assinala a sua preferência com um X					
Atendimento	Fraco	Regular	Normal	Bom	Muito Bom
Competência dos funcionários no atendimento:					
Horários de abertura e tempos de espera:					
Atendimento ao balcão (em centros de atendimento):					
Rapidez do atendimento:					
Atendimento telefónico (Contact Center):					
Qualidade do serviço prestado pelos serviços técnicos:					
Desempenho global do atendimento:					
Instalações da EEM	Fraco	Regular	Normal	Bom	Muito Bom
Aspecto e higiene das instalações:					
Funcionalidade e acessibilidade das instalações:					
Identificação dos postos de atendimento:					
Serviços da EEM	Fraco	Regular	Normal	Bom	Muito Bom
Serviço global prestado pela EEM no fornecimento de energia:					
Tem conhecimento do Site da EEM (www.eem.pt)?	Sim <input type="checkbox"/>	Não <input type="checkbox"/>			
Conhece as diferentes Tarifas oferecidas pela EEM?	Sim <input type="checkbox"/>	Não <input type="checkbox"/>			
Se sim quais?	Bi- Horária <input type="checkbox"/>	Tri-Horária <input type="checkbox"/>			
Tem por hábito usar o nosso Contact Center para comunicar leituras?	Sim <input type="checkbox"/>	Não <input type="checkbox"/>			
Tem facilidade na leitura da factura?	Sim <input type="checkbox"/>	Não <input type="checkbox"/>			
Tem facilidade na leitura do recibo?	Sim <input type="checkbox"/>	Não <input type="checkbox"/>			
Sugestões adicionais:					
A EEM agradece a sua disponibilidade para o preenchimento deste questionário					

A avaliação dos inquéritos teve por base a média dos valores numa escala de 1 a 5, sendo 1 o valor mais baixo e 5 o valor mais alto. Para as respostas relacionadas com o atendimento, instalações e serviços globais da EEM (notas entre Fraco e Muito Bom), foi possível calcular uma média aritmética. Para as respostas sobre o conhecimento dos serviços prestados pela EEM, foi calculada a percentagem de clientes que tem conhecimento sobre os mesmos, tal como apresentado no quadro que segue.

Satisfação ao nível do atendimento

	Competência Global dos Funcionários	Desempenho Global do atendimento	Qualidade global das Instalações	Serviço global prestado pela EEM
Câmara de Lobos	4,1	3,9	3,5	3,5
Canico	4,2	3,7	4,0	3,6
Loja do Cidadão	4,4	4,0	4,0	3,8
Machico	3,9	3,6	3,5	3,7
Nazaré	4,0	3,8	3,9	3,6
Ribeira Brava	3,9	3,7	3,7	3,7
S. Vicente	4,3	3,8	3,5	3,5
Sede	4,4	4,1	4,1	4,0
Média	4,1	3,8	3,8	3,7

Serviços prestados pela EEM

	Tem conhecimento da site da empresa	Conhece as Tarifas oferecidas pela EEM	Comunica as leituras através do c. center	Facilidade de leitura da factura/recibo
Câmara de Lobos	38%	50%	21%	76%
Canico	24%	76%	28%	96%
Loja do Cidadão	38%	62%	27%	85%
Machico	35%	61%	32%	71%
Nazaré	43%	50%	18%	82%
Ribeira Brava	56%	33%	17%	75%
S. Vicente	100%	50%	0%	100%
Sede	51%	38%	40%	83%
Média	48%	53%	23%	84%

Analisando, globalmente, podemos concluir que há, ainda, necessidade de melhorar a qualidade do atendimento. Neste sentido, durante o ano de 2009 e nos primeiros meses de 2010, a EEM tem vindo a acompanhar, localmente, os seus colaboradores que estão em contacto directo com o cliente.

No que diz respeito à qualidade das instalações das lojas da EEM, verificaram-se pontuações abaixo de 4, indicando a necessidade de melhoria das condições físicas de atendimento. Neste particular, está em curso um processo de renovação dos balcões que apresentam um estado de conservação menos adequado.

Relativamente aos serviços prestados pela EEM, chegou-se às seguintes conclusões:

- Conhecimento do portal de internet: 48%
- Conhecimento das tarifas oferecidas: 53%
- Utilização do Contact-Center para comunicar leituras: 23%
- Facilidade na leitura da factura/recibo: 83%

A EEM, à semelhança do ano anterior, irá proceder à actualização dos actuais panfletos informativos de todos os serviços prestados, associados ao negócio, tendo em atenção a legislação em vigor.

Em 2010, a EEM irá promover uma acção de inquéritos de satisfação através do Contact Center, de forma a aumentar a amostra representativa do universo de clientes, tendo por objectivo melhorar a análise da qualidade comercial.

Esta acção será efectuada através da caracterização de um conjunto de clientes, por concelho, de forma a avaliar os serviços em toda a RAM.

Como serviço certificado de qualidade, o SIAM efectuou um inquérito de avaliação do grau de satisfação de clientes, via telefónica, no universo de clientes que utilizaram os seus serviços, em resposta a pedidos e reclamações.

A dimensão da amostra foi definida com base no grau de confiança de 95% e um erro associado de 2,44%. A proporção da amostra foi de 2,30%. Os inquéritos foram seleccionados de forma aleatória com base no peso relativo dos diferentes trabalhos no total de serviços realizados nos diferentes concelhos. A acção de inquirição foi realizada nos dias 27,28 e 29, de Janeiro de 2010, reportando-se aos registos do ano de 2009.

Inquérito de Satisfação dos Clientes - SIAM						
Questão	Muito Bom	Bom	Satisfaz	Fraco	N/R	Total
Rapidez na resposta	82	63	0	0	0	145
Cumprimento de prazos	69	76	0	0	0	145
Qualidade do serviço	78	66	1	0	0	145
Postura dos técnicos	59	79	5	0	2	145
Total	288	284	6	0	2	580
% de Satisfação	49,7%	49,0%	1,0%	0,0%	0,3%	100,0%

6.3 Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica

O número de ligações em baixa tensão, realizadas em 2009, ascendeu a 4.062 unidades. Considerando o nº de ligações efectuadas num período inferior a 4 dias e o nº de adiamentos por solicitação dos clientes, atinge-se uma taxa de cumprimento de 96%, ficando assim acima do padrão estabelecido que é de 90%.

Ligações em Baixa Tensão

	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº de Ligações ≤ 4 dias	779	811	991	1.083	3.664
Nº de Ligações > 4 dias	35	19	48	59	161
Nº de adiamentos por solicitação do cliente	38	94	47	58	237
Total de Ligações	852	924	1.086	1.200	4.062
% Ligações ≤ 4 dias	95,9%	97,9%	95,6%	95,1%	96,0%
% Ligações > 4 dias	4,1%	2,1%	4,4%	4,9%	4,0%

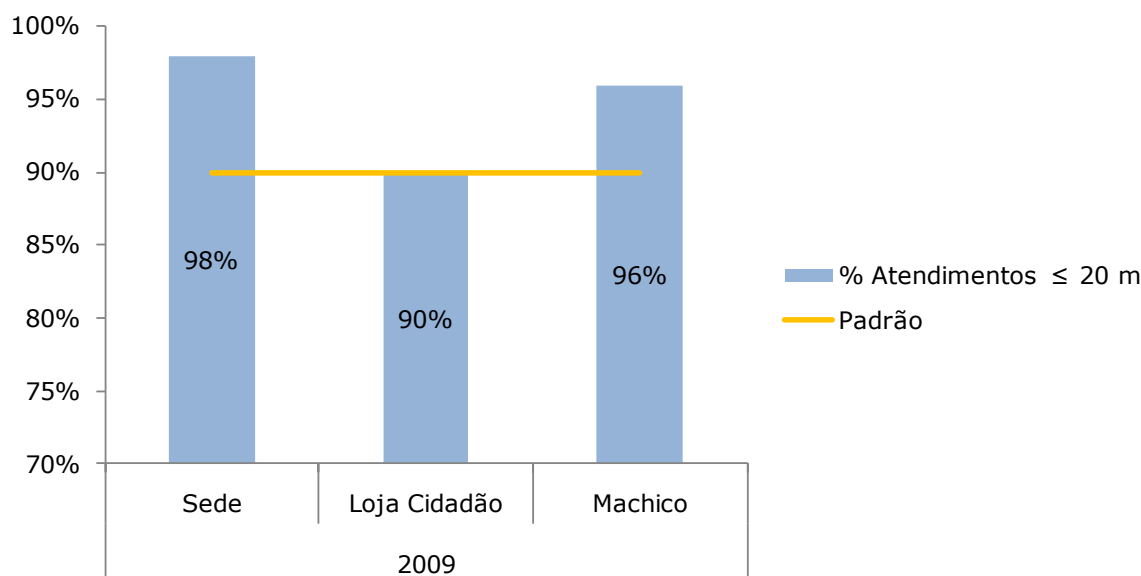
6.4 Tempos de Atendimento Presencial

O indicador relativo ao atendimento presencial é calculado através de um sistema de senhas suportado pela aplicação INLINE, para os três maiores centros, nomeadamente a Sede da EEM, Loja do Cidadão e Loja do Machico.

Os valores apresentados no quadro abaixo são calculados para os atendimentos efectivos, excluindo as desistências. No caso específico da Loja do Cidadão foram excluídos oito dias (de um total de 293 dias) de atendimentos excepcionais motivados por deficiências no funcionamento dos sistemas de informação, quer da própria empresa, quer da entidade gestora do centro.

Atendimento Presencial

Local	Sede	Loja do Cidadão	Machico	Total
Nº de Atendimentos ≤ 20 minutos	102.870	81.050	26.406	210.326
Nº de Atendimentos > 20 minutos	2.106	9.321	1.006	12.433
Total de Atendimentos	104.976	90.371	27.412	222.759
% Atendimentos ≤ 20 minutos	98,0%	90,0%	96,0%	94,4%
% Atendimentos > 20 minutos	2,0%	10,0%	4,0%	5,6%



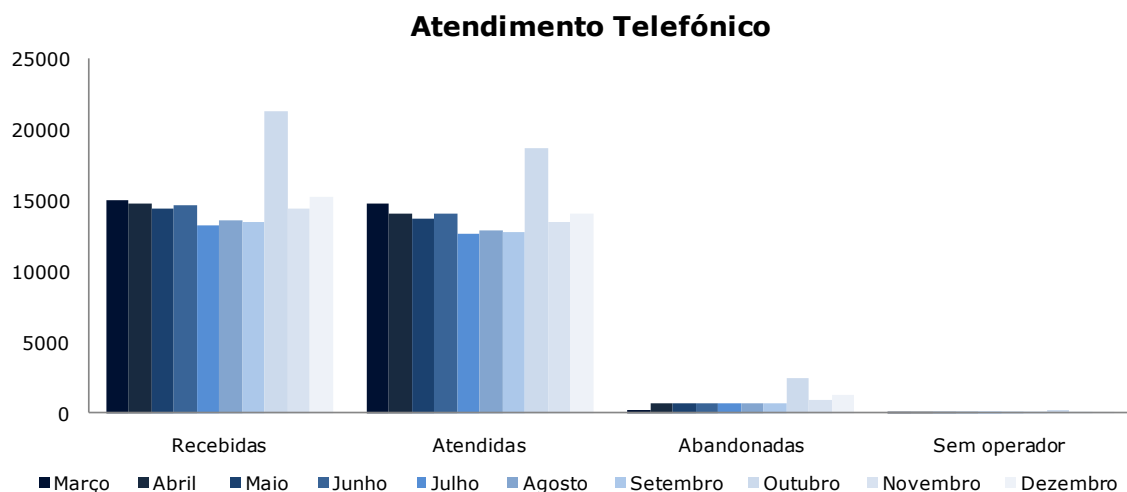
Do quadro podemos inferir que os tempos de atendimento encontram-se dentro dos padrões constantes no RQS (90%).

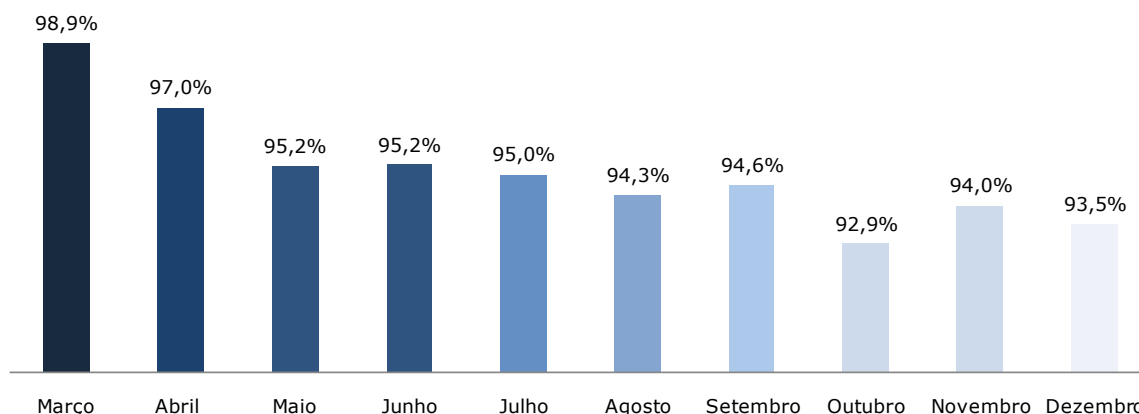
6.5 Atendimento Telefónico

Os tempos de espera no atendimento telefónico centralizado foram calculados tendo em conta os últimos três trimestres, sendo que o primeiro trimestre do ano foi calculado tendo por base os registos do mês de Março com a entrada em produtivo da nova aplicação de suporte ao Contact Center.

Apresentamos, no quadro seguinte, os indicadores do atendimento telefónico.

Atendimento Telefónico					
Mês	Recebidas	Atendidas	Abandonadas	Sem operador	Percent. de atendimento até 60 segundos
Março	15.026	14.764	207	51	98,9%
Abril	14.738	14.031	683	15	97,0%
Maio	14.451	13.761	684	2	95,2%
Junho	14.683	14.023	639	9	95,2%
Julho	13.293	12.653	606	27	95,0%
Agosto	13.541	12.852	670	12	94,3%
Setembro	13.465	12.781	625	24	94,6%
Outubro	21.313	18.746	2.380	179	92,9%
Novembro	14.378	13.447	910	10	94,0%
Dezembro	15.313	14.075	1.201	24	93,5%
Total	150.201	141.133	8.605	353	95,0%



Percentagem de atendimento até 60 segundos

No que se refere ao atendimento telefónico, desde Março 2009, a EEM cumpre, largamente, o indicador de 80%, estabelecido no RQS.

6.6 Reclamações de Clientes

A EEM dispõe de uma funcionalidade do sistema comercial denominada de "Notas" onde são registados, todas as reclamações, pedidos de informação e de serviços, que dão entrada pelos diferentes canais da empresa, nomeadamente, o atendimento presencial, o atendimento telefónico, por escrito, correio electrónico, entre outras. O processo associado a uma nota poderá ser encerrado no momento de entrada, sempre que o cliente seja esclarecido, caso contrário, procede-se ao envio para os departamentos responsáveis de acordo com a natureza da reclamação. Através daquele programa realiza-se a medição dos tempos de resposta, tendo por objectivo apurar o indicador relativo ao prazo de quinze dias úteis estipulado no RQS.

Pode-se constatar no quadro seguinte que a EEM, em 2009, ultrapassou o padrão de 95% estabelecido no RQS.

Reclamações					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Reclamações ≤ 15 dias	1.950	1.275	1.224	1.842	6.291
Nº Reclamações > 15 dias	109	21	44	33	207
Total de Reclamações	2.059	1.296	1.268	1.875	6.498
% Reclamações ≤ 15 dias	95,0%	98,0%	97,0%	98,0%	97,0%
% Reclamações > 15 dias	5,0%	2,0%	3,0%	2,0%	3,0%

No quadro seguinte são apresentadas as reclamações desagregadas por tipo e por trimestre.

Reclamações - Global					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Atendimento	1	2	1	2	6
Facturação	89	86	68	63	306
Cobrança	11	14	6	4	35
Equipamentos de Contagem	22	14	22	12	70
Danos Causados	296	156	199	283	934
Redes	76	49	48	85	258
Características Técnicas	26	16	8	11	61
Outros	1.538	959	916	1.415	4.828
Total	2.059	1.296	1.268	1.875	6.498

6.7 Pedidos de Informação

Conforme referido no ponto anterior, os pedidos de informação têm origem em diversos canais e são registados no programa de "Notas".

O quadro abaixo apresenta o indicador para os pedidos de informação respondidos, por trimestre.

Pedidos de Informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Nº Pedidos de informação ≤ 15 dias	1.182	3.109	3.143	5.310	12.744
Nº Pedidos de informação > 15 dias	17	22	31	10	80
Total de Pedidos de Informação	1.199	3.131	3.174	5.320	12.824
% Pedidos de Informação ≤ 15 dias	99,0%	99,0%	99,0%	100,0%	99,0%
% Pedidos de Informação > 15 dias	1,0%	1,0%	1,0%	0,0%	1,0%

No quadro seguinte são apresentadas os pedidos de informação desagregados por tipo e por trimestre.

Pedidos de Informação					
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	Total
Esclarecimento de questões técnicas	13	9	7	17	46
Esclarecimento sobre leituras	136	459	317	309	1.221
Esclarecimento de ligação/contrato	1	8	10	1	20
Esclarecimento sobre tarifas e preços	23	39	41	29	132
Esclarecimento de questões contratuais	46	158	205	148	557
Esclarecimento sobre facturação e cobrança	907	1.733	1.538	1.660	5.838
Interrupção de fornecimento	11	17	4	5	37
Outros	62	708	1.052	3.151	4.973
Total	1.199	3.131	3.174	5.320	12.824

6.8 Leitura de contadores

O indicador relativo à leitura do contador considera as leituras efectuadas pela EEM e as comunicadas pelo cliente. O cálculo do indicador é efectuado através do registo das leituras no sistema comercial da EEM.

A taxa de realização de pelo menos uma leitura anual dos contadores de baixa tensão, atingiu o valor de 98,35%, ficando acima do indicador previsto no RQS (98%).

No ano de 2009, a EEM procedeu a contratação de recursos pagos à leitura, no sentido de melhorar a actividade de medição de equipamentos de contagem que contribuiu para melhorar o indicador. Paralelamente procedeu-se ao desenvolvimento de outras iniciativas para obtenção de um número maior de leituras, nomeadamente, através do *outbond* telefónico, mailling e desenvolvimento de mecanismos facilitadores (IVR e Portal).

Leituras de Contadores				
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre
N.º total de clientes BT (incluindo contratos rescindidos)	135.466	135.846	136.650	136.860
N.º de clientes BT com pelo menos uma leitura no último ano civil	130.790	132.200	133.343	134.601
N.º de situações de segunda habitação em que o contador não se encontra disponível ao operador da rede	8.870	8.665	8.406	8.387
N.º de leituras efectuadas pelo operador da rede de distribuição em clientes de baixa tensão	116.972	110.072	103.996	118.838
N.º de leituras fornecidas pelos clientes de baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA	20.745	23.248	21.192	21.188
N.º de estimativas	281.606	288.106	295.241	281.775

6.9 Qualidade Individual

Os indicadores de qualidade individual que a EEM disponibiliza face às condicionantes anteriormente apresentadas, são os que se seguem:

6.9.1 Visitas às instalações dos clientes

Através do procedimento de agendamento, implementado no início do ano 2009, a EEM apurou 17.711 visitas às instalações dos clientes.

6.9.2 Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica

A EEM procedeu a 1.508 assistências, resultantes de avarias na alimentação individual de clientes de baixa tensão, das quais 1.456 na ilha da Madeira e 52 na ilha do Porto Santo.

Avaria alimentação individual do Cliente				
	Nº de Intervenções	Duração média de resposta (horas)	Duração máxima de resposta (horas)	
			Padrão	Verificado
Madeira				
Zona A	288	0,50	4	6,72
Zona B	215	0,72	4	28,78
Zona C	953	0,78	5	20,42
Porto Santo				
Zona B	31	0,43	4	2,05
Zona C	21	0,48	5	1,45

A duração máxima de resposta aos pedidos de assistência técnica, em baixa tensão, foi excedida em 10 clientes, apenas na ilha da Madeira, mais concretamente um na zona A e um na zona B e restantes na Zona C de Qualidade de Serviço, beneficiando de medidas compensatórias previstas nos termos do nº 3 do artigo 60º do RQS.

6.9.3 Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente

A EEM procedeu a 3.427 retomas de fornecimento de energia dentro dos prazos regulamentados e 3 retomas de fornecimento fora dos prazos. As 3 retomas fora de prazo, devem-se à sobreposição de outras tarefas prioritárias, nomeadamente avarias de rede, uma vez que as equipas são multi-disciplinares.

6.9.4 Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança

Foram recebidas e tratadas 341 reclamações relativas a facturação ou cobrança, das quais 15 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS.

No âmbito das reclamações de facturação ou cobrança a EEM em 2009, através da funcionalidade "Notas", adoptou um procedimento de controlo que permitiu melhorar o acompanhamento destes processos, possibilitando uma resposta mais célere aos clientes em causa. Neste particular e de forma a dar cumprimento ao RQS, sempre que a origem da reclamação seja efectuada dentro do prazo de pagamento da factura e devidamente acompanhada de evidência de erro de facturação ou cobrança, adopta-se o procedimento de bloqueio de cálculo de juros e advertências de suspensão do normal fornecimento de energia eléctrica.

6.9.5 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão

A EEM procedeu ao registo e tratamento de 15 reclamações relativas às características técnicas da tensão, tendo sido realizado a visita aos respectivos clientes, dentro de prazo estabelecido.

6.9.6 Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem

Da análise às 70 reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição, no âmbito do nº 1 do Artigo 44 do RQS, em 2009, verificou-se serem todas infundadas.

Para facilitar o esclarecimento a estas reclamações, a EEM elaborou um procedimento, que assenta na análise dos 12 últimos meses de consumo. No caso de se verificar consumos anómalos é agendada uma visita à instalação do cliente. Nos restantes casos, o cliente é contactado, sendo fornecidos os respectivos esclarecimentos. Ainda assim, caso persistam dúvidas por parte do cliente, a EEM disponibiliza-se para uma visita à instalação, podendo daí resultar encargos da deslocação, nos termos regulamentados.

7 COMPENSAÇÕES

No que se refere à continuidade de serviço, verificaram-se 1.242 incumprimentos, sendo 2 de clientes MT e os restantes 1.240 de clientes BT.

O quadro seguinte, resume o número de clientes e valores a compensar, por zona de qualidade de serviço, devido ao incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

Compensações por incumprimento dos Padrões Individuais de Continuidade de Serviço					
	Número de Clientes		Montantes		
	Abrangidos	A compensar	Compensação a clientes	Fundo de Investimento	Total
Interrupções [nº/ano]					
MT	0	0	- €	- €	- €
BT (≤20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
BT (>20,70 kVA)	0	0	- €	- €	- €
Subtotal	0	0	- €	- €	- €
Duração [horas/ano]					
MT	2	2	783,97 €	- €	783,97 €
Zona A	-	-	- €	- €	- €
Zona B	-	-	- €	- €	- €
Zona C	2	2	783,97 €	- €	783,97 €
BT (≤20,70 kVA)	1.224	361	894,47 €	1.260,39 €	2.154,85 €
Zona A	1.164	303	767,53 €	1.214,82 €	1.982,35 €
Zona B	22	22	50,85 €	15,57 €	66,42 €
Zona C	38	36	76,09 €	30,00 €	106,09 €
BT (>20,70 kVA)	16	16	335,89 €	1,81 €	337,70 €
Zona A	15	15	182,84 €	1,81 €	184,65 €
Zona B	1	1	153,05 €	- €	153,05 €
Zona C	-	-	- €	- €	- €
Subtotal	1.242	379	2.014,32 €	1.262,19 €	3.276,52 €
Total			2.014,32 €	1.262,19 €	3.276,52 €

O valor das compensações a clientes atingiu um montante de 2.014,32 €, sendo significativamente superior ao do ano anterior (632,22 €) e resultam do incumprimento da duração das interrupções, face ao padrão estabelecido.

As compensações individuais cujo valor é inferior a 2,50 € na BT e a 5,00 € nos restantes clientes, num montante de 1.262,19 €, não foram pagas aos respectivos clientes, tendo sido aplicada no Fundo de Investimento, para a melhoria da qualidade de serviço, conforme determinado no RQS.

Relativamente ao incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial, previstos no artigo 37º, foram apuradas as seguintes compensações:

Compensação por incumprimento dos Padrões Individuais de serviço comercial

Nível de Tensão	Número de Clientes em que foram ultrapassados os padrões				Valor Compensado
	I-Trimestre	II-Trimestre	III-Trimestre	IV-Trimestre	
BT ($\leq 20,70$ kVA)	2	7	8	10	405,00 €
BT ($> 20,70$ kVA)	0	0	1	0	25,00 €
MT	0	0	0	0	- €
Total	2	7	9	10	430,00 €

Estes incumprimentos, sujeitos a compensação nos termos da alínea a), do n.º 6, do artigo 47º, do RQS dizem respeito a 27 clientes com potência inferior ou igual a 20,7 kVA e 1 cliente com potência contratada superior a 20,7 kVA, tendo atingido, em 2009, um montante de 430,00 €.

8 PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O ano de 2009 ficou marcado pela introdução do novo SGI (Sistema de Gestão de Indisponibilidades), durante o mês de Abril, incluindo as interfaces com o SIT (Sistema de Informação Técnica), com o sistema comercial (SAP-ISU), com o SCADA e com o Call Center) e a implementação do Call Center. Assim, para a caracterização da qualidade de serviço referente ao ano 2009, foi necessário combinar a informação resultante do novo SGI e do sistema utilizado até então.

A entrada em produtivo do novo SGI constitui um factor determinante para a caracterização integrada da qualidade de serviço técnica e comercial, o qual terá efeito pleno a partir do ano 2010. Ainda assim, este sistema vem sendo alvo de melhorias, de modo a minimizar quer eventuais falhas de introdução de datas/horas/minutos, quer a coerência de dados associados aos incidentes, aos piquetes e às tarefas.

Ao nível da continuidade de serviço, a EEM continuará a desenvolver medidas no sentido de minimizar o número e a duração das interrupções, através da introdução de melhorias técnicas, como por exemplo a monitorização e telecomando de vários PT's, bem como o estabelecimento de novas ligações mais robustas e a remodelação de troços tradicionalmente mais afectados.

Neste âmbito, são de destacar as medidas contempladas no plano de investimentos para os próximos anos, o qual permitirá um diagnóstico mais rápido da causa das interrupções e respectiva localização, bem como a optimização da gestão dos recursos humanos dos Piquetes.

Por outro lado, num contexto de mercado liberalizado, assume cada vez maior relevância o rigor das especificações técnicas dos materiais e equipamentos e a garantia do seu escrupuloso cumprimento, a par da formação técnica adequada dos técnicos que actuam na rede eléctrica, de modo a garantir o cabal cumprimento das boas regras de arte e a boa qualidade de execução dos trabalhos.

Com estas acções, julgamos reunir as condições necessárias, tendo em vista melhorar, continuamente, o nível da qualidade de serviço, bem como avaliar e dar resposta aos requisitos subjacentes ao RQS.

Anexo I Convenções e Definições

Tipos de Nós da Rede de transporte

Descritivo	Sigla
Mudança de tipo de condutor	ML
Trânsição aérea/subterrânea	AS
Derivações na rede de Transporte	Der
Subestação Eléctrica	SE
Central Eléctrica	CE
Posto de Seccionamento	PS
Posto de Corte	PC

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
C. Térmica do Canical	CTC	CE
Central dos Socorridos	SCR	CE
Der. VTO/ALE/PFE	DerALE	Der

Nós a 30 kV - Ilha do Porto Santo

Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Central Térmica	CNP	SE CE
Vila Baleira	VBA	SE
Calheta	CPS	SE

Nós a 30 kV - Ilha da Madeira

Instalação	Sigla	Tipo de Nó
Funchal	FCH	SE
Amparo	AMP	SE
Vitória	CTV	SE
Vitória 6,6 kV	VIT	CE
Santa Quitéria	STQ	SE
Virtudes	VTs	SE
Ponte Vermelha	PVM	SE
Lombo do Meio	LDM	SE
Central da Calheta	CAV	SE CE
Calheta	CTS	SE
Ribeira da Janela	RDJ	SE CE
Serra d'Água	SDA	SE CE
Lombo do Faial	LDF	SE
Santana	STA	SE
Machico	MCH	SE
Canico	CAN	SE
Livramento	LTV	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	CTI	CE
Loiral	LRL	PC
Pedras	PDR	PC
Der. FCH/PFE/MSR	DerMSR	Der
Der. CAN/AEP/MCH	DerAEP	Der
Der. RDJ/BDC/SVC	DerBDC	Der
Der. BDC/LRL/LDR	DerLRL	Der

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 activa 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 Cava (abaixamento) da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, Uc (ou da tensão de referência deslizante, Urd), 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 colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

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

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

Consumidor – entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

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

Consumidor directo da rede de transporte – entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe directamente energia eléctrica 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 eléctricos de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo V do Regulamento das Relações Comerciais.

Defeito eléctrico – anomalia numa rede eléctrica 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 actuação de um sistema ou órgão de protecção da rede, normalmente em consequência de um defeito eléctrico.

DRCIE – Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia.

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 eléctrica 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), d

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 eléctrica 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 actividades necessárias ao funcionamento de uma instalação eléctrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos eléctricos e os não eléctricos.

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

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

Fornecimento de energia eléctrica – venda de energia eléctrica 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 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 electromagnética.

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

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

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

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

Interrupção accidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica 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 accidental 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 1% 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 – acções destinadas a realizar mudanças de esquemas de exploração de uma rede eléctrica, 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 reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

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

Manutenção correctiva (reparação) – combinação de acções técnicas e administrativas realizadas depois da detecção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação eléctrica.

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

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

Ocorrência – acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

Operador automático (OPA) – dispositivo electrónico 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.

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

Perturbação (electromagnética) – fenómeno eléctrico susceptível 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 eléctrica 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 electricamente 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 eléctrica) – parte de uma rede eléctrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem eléctrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de transformação – posto destinado à transformação da corrente eléctrica 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 eléctrica, 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 eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

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

Rede de transporte – parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, 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 eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou média tensão;
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

Taxa de cumprimento do plano de monitorização (Tcpm) – determinada pela soma do índice de realização do plano de monitorização das estações móveis (Irpm_m) e do índice do plano de monitorização das estações fixas (Irpm_f), considerando que o período de monitorização das instalações móveis é de 4 semanas e de 52 semanas para as instalações fixas:

$$T_{cpm} = \left[\left(l_{rpm_m} \frac{N^{\circ}mv}{T_{inst}} \right) + \left(l_{rpm_f} \frac{N^{\circ}fx}{T_{inst}} \right) \right] \times 100\%$$

$N^{\circ}mv$ – número de estações móveis

$N^{\circ}fx$ – número de estações fixas

T_{inst} – total de instalações (móveis+fixas)

em que o índice de realização do plano de monitorização das estações móveis (l_{rpm_m}) calculado por:

$$l_{rpm_m} = \frac{N^{\circ} \text{semanas de monitorização}}{N^{\circ} \text{instalações previstas} \times 4} \times 100\%$$

e do índice do plano de monitorização das estações fixas (l_{rpm_f}) é calculado por:

$$l_{rpm_f} = \frac{N^{\circ} \text{semanas de monitorização}}{N^{\circ} \text{instalações previstas} \times N^{\circ} \text{semanas anuais}} \times 100\%$$

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 (U_c) – tensão nominal U_n 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 (U_c).

Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica 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 (U_h) em relação à fundamental (U_1), 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

TIPOS OCORRÊNCIA	CAUSAS		SUB-CAUSAS
ACIDENTAIS	200	Razões de segurança	201 Desligação de carga automático 202 Desligação de carga manual 203 Risco iminente de pessoas e bens (52º)
	210	Facto imputável ao Cliente (Comercial ou Técnico)	211 Não pagamento no prazo (193º, 199º e 201º) 212 Falta de pagamento/Actualização caução (176º e 180º) 213 Alteração da instalação sem aprovação (54º) 214 Não comunicação de alteração de identidade 215 Cedência de energia eléctrica a terceiros (175º) 216 Impossibilidade de acordo para datas para leituras (148º) 217 Impedimento de acesso aos aparelhos (54º) 218 Causador de perturbações na rede (54º) 219 Falta de segurança da instalação (54º)
	220	Trabalhos inadiáveis	221 TI - Trabalhos de ligação/desligação 222 TI - Manobras 223 TI - Conservação preventiva 224 TI - Trabalhos de reparação
	230	Atmosféricos	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
	240	Protecções/Automatismos	241 Falta de selectividade longitudinal 242 Falta de selectividade transversal 243 Defeito de protecção/automatismos 244 Defeito de teleacção/telecomando 245 Defeito em comunicações
	250	Material/Equipamento	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
	260	Manutenção	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
	270	Técnicas	271 Utilização acima das características 272 Regime especial de exploração
	280	Humanas	281 Falsa manobra 282 Ensaio 283 Trabalhos da EEM (administração directa) 284 Trabalhos da EEM (empregado) 285 Trabalhos TET (administração directa) 286 Trabalhos TET (empregado)
	290	Entidades exteriores	291 Instalação do Cliente 292 Instalação do Produtor
	300	Desconhecidas	301 Desconhecidas - condições atmosféricas normais 302 Em análise 303 FFM-Terceiros s/m/prova

TIPOS OCORRÊNCIA	CAUSAS		SUB-CAUSAS
SEM INTERRUPTÃO	900	Ocorrência sem interrupção	901 Perturbações de tensão
			902 Religações comerciais
			903 Verificação de equipamento danificado (Cliente)
			904 Estranhas à rede eléctrica
PREVISTAS	100	Acordo com o Cliente	101 Acordo com o Cliente (por iniciativa do Cliente)
	110	Razões de serviço / Trabalhos programados	102 Acordo com o Cliente (por iniciativa da Empresa)
			111 P - Trabalhos de ligação/desligação
			112 P - Manobras
			113 P - Conservação preventiva
			114 P - Trabalhos de reparação
ACIDENTAIS FFM	120	Razões de interesse público	121 Plano de emergência energética
	400	Terceiros	401 Greve geral
			402 Alteração de ordem pública
			403 Sabotagem
			404 Malfeitoria (Vandalismo)
			405 Escavações
			406 Veículos
			407 Trabalhos de terceiros (gruas, etc.)
			408 Abate de árvores
	450	Naturais ou Ambientais	451 Vento de intensidade excepcional
			452 Inundações imprevisíveis
			453 Descarga atmosférica directa
			454 Incêndio
			455 Deslizamento de terras
			456 Terramoto
			457 Aves
			458 Animais não aves
			459 Ruptura de canalização de fluidos
			460 Corpos estranhos na rede

Anexo III Continuidade de Serviço na Rede de Transporte

Pontos de entrega da Rede de Transporte do SEPM 2009			
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	Canigo 1	EEM	6,6
CAN6.6 BUS2	Canigo 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	30
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 BUS2	Meia Serra 2	Cliente	30
PDG6.6 BUS1	Ponta Delgada	EEM	30
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
PRZ6.6 BUS2	Prazeres 2	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
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
VBL6.6 BUS1	Vila Baleira (Porto Santo) 1	EEM	6,6
VBL6.6 BUS2	Vila Baleira (Porto Santo) 2	EEM	6,6

Observação: O nº de pontos de entrega da rede de transporte foi ajustado em 2009, deixando de contemplar os nós das linhas 30 kV com PT's (derivações), por não afectarem os PDE's efectivos da rede de transporte, que se encontram ao nível das subestações.

RAM - Indicadores Individuais 2009 (totalidade das interrupções longas)

	Acidentais						Previstas					
	Produção		Transporte		Distribuição		Produção		Transporte		Distribuição	
	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI
	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min	n.º	min
Madeira												
AEP030 BUS	0	0	1	22	0	0	0	0	0	0	0	0
ALE6.6 BUS	0	0	1	22	0	0	0	0	0	0	0	0
AMP6.6 BUS1	0	0	2	37	0	0	0	0	0	0	0	0
AMP6.6 BUS2	0	0	2	44	0	0	0	0	0	0	0	0
CAN6.6 BUS	0	0	2	61	0	0	0	0	0	0	0	0
CAN6.6 BUS2	0	0	3	87	0	0	0	0	0	0	0	0
CAV6.6 BUSSE	0	0	5	105	2	21	0	0	0	0	0	0
CGR6.6BUS	0	0	5	128	0	0	0	0	0	0	0	0
CNL6.6 BUS1	0	0	1	62	0	0	0	0	2	8	0	0
CNL6.6 BUS2	0	0	1	65	0	0	0	0	0	0	0	0
CTS6.6 BUS	0	0	4	137	0	0	0	0	1	199	0	0
FCH6.6 BUS1	0	0	3	45	1	10	0	0	0	0	0	0
FCH6.6 BUS2	0	0	3	56	1	13	0	0	0	0	0	0
FCH6.6 BUS3	0	0	3	66	1	11	0	0	0	0	0	0
LDF6.6 BUS	0	0	2	77	0	0	0	0	0	0	0	0
LDM6.6 BUS	0	0	5	184	0	0	0	0	0	0	0	0
LIV6.6 BUS1	0	0	2	92	0	0	0	0	0	0	0	0
LIV6.6 BUS2	0	0	1	91	0	0	0	0	0	0	0	0
MCH6.6 BUS1	0	0	2	64	0	0	0	0	0	0	0	0
MCH6.6 BUS2	0	0	2	91	0	0	0	0	0	0	0	0
MSR030 BUS2	0	0	1	27	0	0	0	0	0	0	0	0
PDG6.6 BUS1	0	0	10	214	0	0	0	0	1	120	0	0
PFE6.6 BUS1	0	0	1	71	0	0	0	0	0	0	0	0
PFE6.6 BUS2	0	0	1	82	0	0	0	0	0	0	0	0
PRZ6.6 BUS1	0	0	7	187	0	0	0	0	0	0	0	0
PRZ6.6 BUS2	0	0	7	245	2	56	0	0	0	0	0	0
PVM6.6 BUS	0	0	7	154	0	0	0	0	0	0	0	0
RDJ6.6 BUS	0	0	12	225	1	252	0	0	0	0	0	0
SJO6.6 BUS1	0	0	1	45	0	0	0	0	0	0	0	0
SJO6.6 BUS2	0	0	1	51	0	0	0	0	0	0	0	0
SDA6.6 BUS	0	0	9	228	0	0	0	0	0	0	0	0
SSR6.6 BUS	0	0	2	95	0	0	0	0	0	0	0	0
STA6.6 BUS	0	0	2	74	0	0	0	0	0	0	0	0
STQ6.6 BUS	0	0	1	56	0	0	0	0	0	0	0	0
SVC6.6 BUS	0	0	11	196	0	0	0	0	0	0	0	0
VIT6.6 BUS1	0	0	1	12	0	0	0	0	0	0	0	0
VIT6.6 BUS2	0	0	1	45	0	0	0	0	0	0	0	0
VIV6.6 BUS1	0	0	1	43	0	0	0	0	0	0	0	0
VIV6.6 BUS2	0	0	1	42	0	0	0	0	0	0	0	0
VTS6.6 BUS1	0	0	2	36	0	0	0	0	0	0	0	0
VTS6.6 BUS2	0	0	2	44	0	0	0	0	0	0	0	0
Porto Santo												
CPS6.6 BUS	0	0	2	167	0	0	0	0	0	0	0	0
CNP6.6 BUS	0	0	1	18	0	0	0	0	0	0	0	0
VBL6.6 BUS1	0	0	1	21	0	0	0	0	0	0	0	0
VBL6.6 BUS2	0	0	1	27	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo IV Qualidade da Onda de Tensão

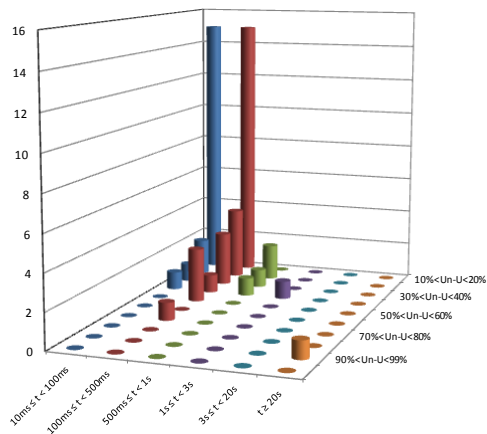
Síntese dos valores máximos registados por semana nos pontos de monitorização													
Instalação/PdE			Tensão eficaz			Tremulação		Dese- quilíbrio	Harmónicas (%)				
Tensão (kV)	Abrev.	Designação	U min(%) Fases	U máx(%) Fases	pit		(%)	3ª harmónica	5ª harmónica	7ª harmónica	THD		
Ilha da Madeira	Anual	60	SE CNL	Canical	-1,3 -1,4 -1,3 3,8 3,95	1,0 1,0 1,0	0,18	0,2	0,4	0,6	3,4 3,3 1,8 1,7 1,8	3,7 3,6 3,7	3,7 3,6 3,7
		30	SE CTA	Calheta	0,96 0,95 1,03 4,5 4,79	0,9 0,9 1,2 1,1	0,27	0,2	0,4	0,5	4 3,9 3,6 1,6 1,5	4,1 4 3,9	4 3,9
		30	SE CTV	Vitória 30kV	1,65 1,6 1,89 4,7 4,68	1,8 1,8 1,9 1,8	0,22	0,2	0,5	0,5	3 2,8 2,7 1,3 1,3	3,2 3 3	3 3
		30	SE PFE	Palh. Ferreiro	2,53 2,4 2,64 5,5 5,55	0,8 0,8 0,7 1,1	0,23	0,3	0,4	0,7	4 3,7 3,7 1,9 1,8	4,2 3,9 4	4,2 3,9 4
		6,6	SE CGR	Cabo Girão	0,11 1,76 1,76 3,1 4,82	1,6 1,6 2,6 2,7	0,81	0,3	0,6	0,3	4,7 4,3 4 1,5 1,6	4,7 4,4 4,2	4,4 4,2
		6,6	SE FCH	Funchal	1,56 2,61 2,46 4,2 5,27	1,1 1,1 0,9 0,8	0,54	0,3	0,8	0,5	3 2,6 2,9 1,5 1,4	3,2 2,9 3,1	2,9 3,1
		6,6	SE RDJ	Rib. da Janela	1,58 0,92 1,31 4,3 3,58	1,1 1,1 1,7 2,1	0,32	0,3	0,6	0,3	5,2 4,9 4,6 1,6 1,8	5,3 5,1 4,8	5,1 4,8
		0,4	C-AC-008	Corujeira	-0,2 0,31 0,37 0,3 0,31	1,6 0,7 1,8	0,43	0,3	0,5	0,7	4,6 4,7 5,3 1,5 1,4	4,5 4,7 5,2	4,7 5,2
		0,4	CL-JS-007	H Jar. da Serra	-2,5 -2 -2,4 2 2,22	0,7 0,6 0,6	0,42	0,5	0,6	0,3	3,4 3,7 3,9 1,4 1,5	3,7 3,9 4,1	3,9 4,1
		0,4	F-SA-527	Tunel Boca Sul	-4,7 -4,7 -4,4 1,7 1,91	1,66 0,4 0,5 0,4	0,29	0,8	0,7	0,9	5,8 4,8 5,3 2,4 2,3	6,2 5,3 5,6	5,3 5,6
Ilha do P. Santo	1º Semestre móveis	0,4	MX-PC-003	Cruz da Guarda	1 0,92 1,22 5,2 4,99	5,28 0,7 0,5 0,5	0,43	0,5	0,7	0,7	4,5 5,4 4,9 3 2,7	2,6 5 5,6	5,3 5,3
		0,4	SC-SS-006	Poiso	-1,9 -1,3 -1,4 3 3,39	3,01 0,7 0,7 0,6	0,49	0,3	0,5	0,9	3,5 3,6 4,1 1,9 2,1	4 4,1 4,6	4 4,6
		0,4	PM-AC-001	Igreja	1,13 1,21 1,1 5,3 5,25	5,33 8,0 8,0 8,0	0,45	0,6	0,7	0,6	6,3 6,1 5,3 1,3 1,5	6,2 6,1 5,3	6,1 5,3
		0,4	PS-MM-001	Igreja	1,74 1,78 1,38 7,4 8,36	7,54 0,8 1,0 2,6	0,51	0,4	0,8	0,6	5,3 5,3 4,6 1,8 1,9	5,2 5,3 4,5	5,3 4,5
		0,4	RB-SA-010	Feiteirais	0,51 0,18 0,56 6,5 6,49	6,75 2,4 1,5 2,3	0,40	0,5	0,2	0,6	4,4 4,6 4,4 1,6 1,5	4,6 4,6 4,5	4,6 4,5
		0,4	ST-ST-031	P. E. Santana	1,04 0,41 0,75 3,9 3,18	3,57 0,8 1,1 0,9	0,50	0,5	0,2	0,5	4,8 4,8 4,9 1,6 1,4	4,8 4,8 4,9	4,8 4,9
		0,4	SV-BV-002	Falca	0,01 -0 -0,6 3,7 3,84	3,46 8,0 8,0 8,0	0,45	0,6	0,5	0,3	4,5 4,8 4,5 1,6 1,5	4,6 4,8 4,6	4,6 4,6
		6,6	SE CNP	Central Térmica	0,53 0,56 0,68 2 2,13	2,17 0,4 0,4 0,4	0,15	0,2	0,4	0,3	2,9 2,6 2,8 2,5 2,3	3,2 2,9 3,1	2,9 3,1
		0,4	PST-PST-011	Serra de Fora	-0,2 -0,3 -0,1 1,6 1,41	1,52 1,1 1,2 1,2	0,37	0,6	0,4	0,7	2,7 2,6 2,7 2,5 2,4	3,2 3,6 2,7	3,6 2,7
		0,4	PST-PST-040	Camacha II	-3,7 -3,8 -4,2 0,1 -0,1	-0,2 0,9 0,9 0,9	0,47	0,4	0,6	0,7	3 3,2 3,3 2,2 2,2	3,4 3,6 3,7	3,6 3,7
LIMITES		+/- 10% / *+/- 7%			1		2%	5% / *3%	6% / *4,5%	5% / *3%	8%		

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

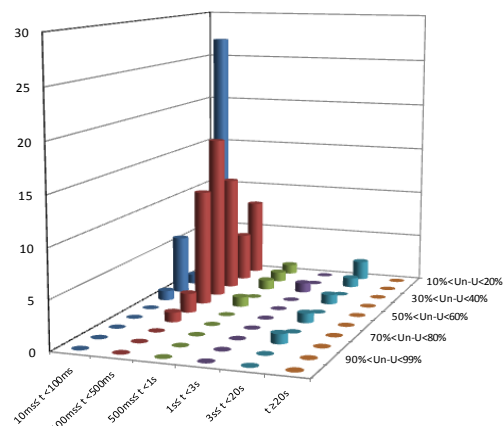
Cavas de tensão

Ilha da Madeira

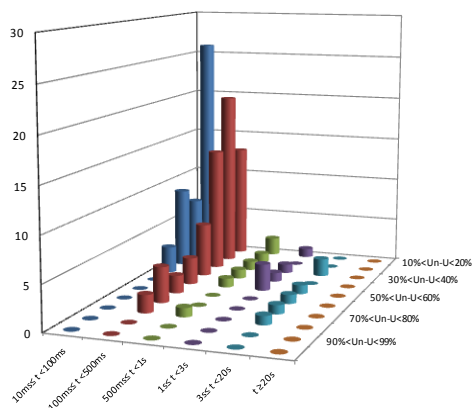
Cavas de Tensão nos 60 kV



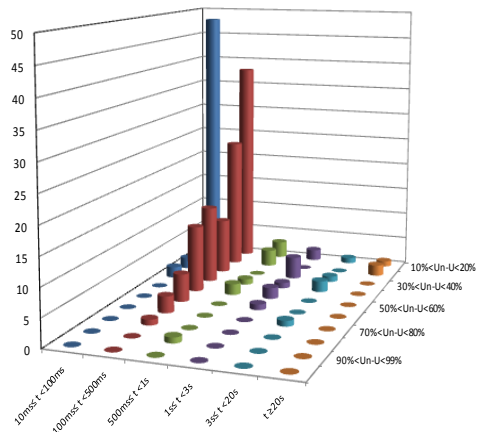
Cavas de Tensão nos 30 kV



Cavas de Tensão nos 6,6 kV

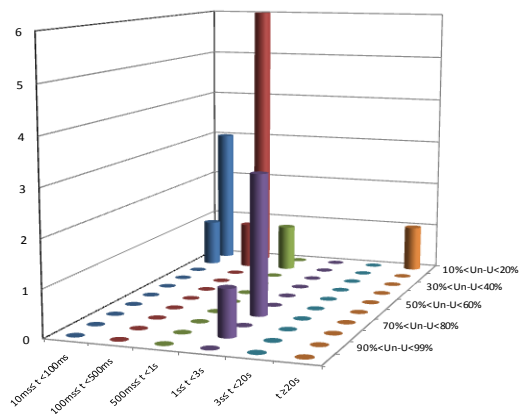


Cavas de Tensão nos 230 V

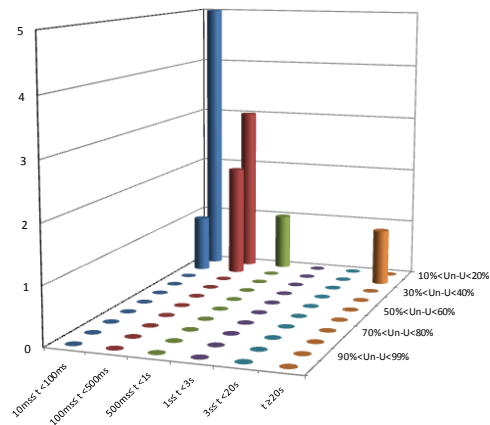


Ilha do Porto Santo

Cavas de Tensão nos 6,6 kV



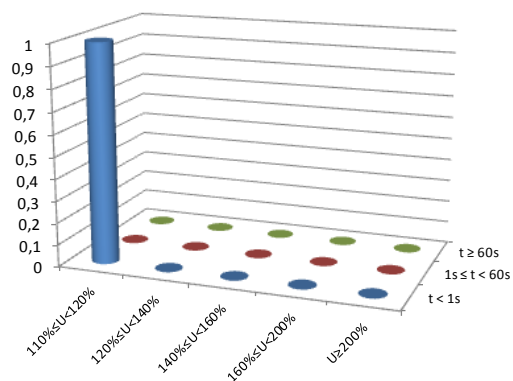
Cavas de Tensão nos 230 V



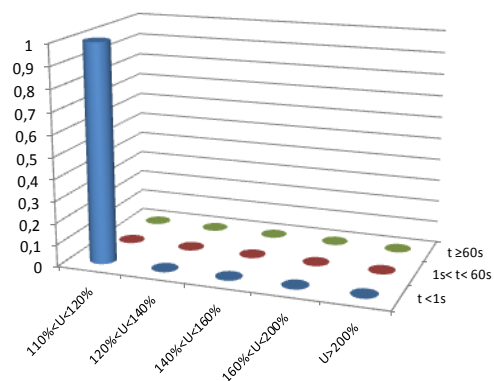
Sobretensões

Ilha da Madeira

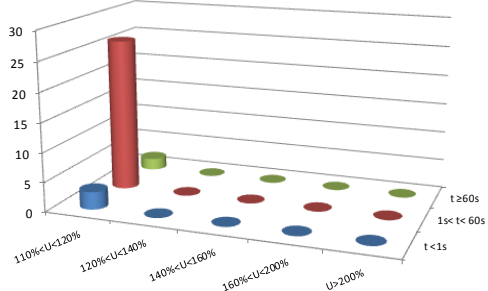
Sobretensões de tensão nos 60 kV



Sobretensões de tensão nos 30 kV



Sobretensões de tensão nos 6,6kV



Sobretensões de tensão nos 6,6kV

