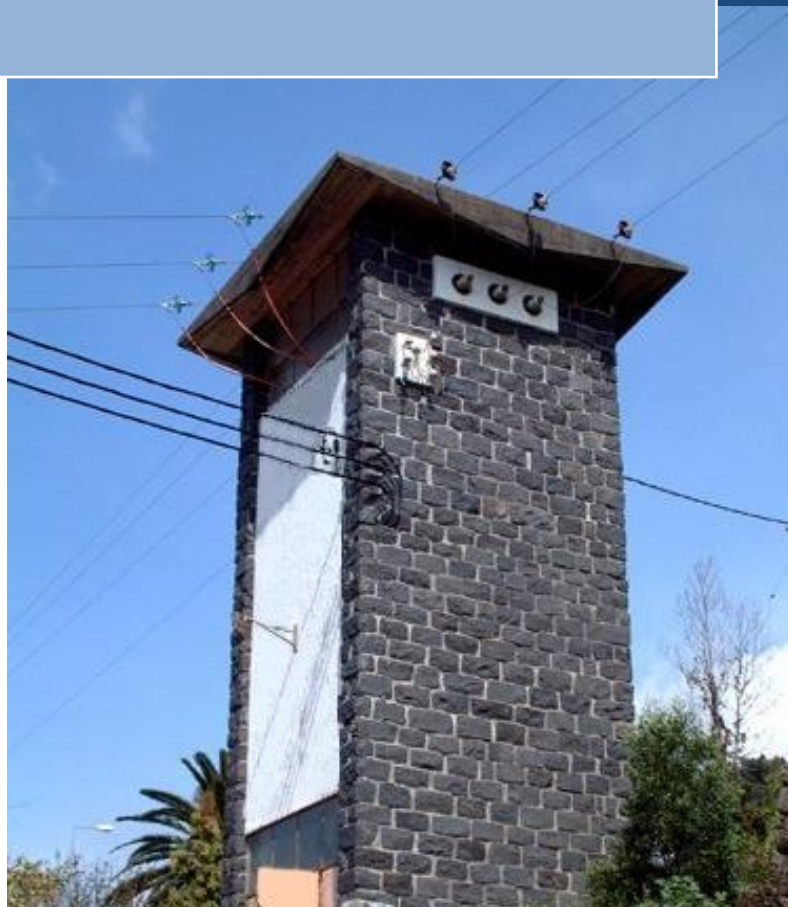


Relatório da Qualidade de Serviço



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

Abril de 2009

1	INTRODUÇÃO	1-3
2	SUMÁRIO	2-3
2.1	Continuidade de Serviço	2-3
2.2	Qualidade da Onda de Tensão	2-6
2.3	Qualidade Comercial	2-6
3	CARACTERIZAÇÃO DO SEPM	3-8
3.1	Infra-estruturas do SEPM	3-8
3.2	Instalações de clientes por Concelho e por Zona de Qualidade de Serviço	3-10
3.3	Instalações de Clientes e Consumos	3-11
4	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	4-12
4.1	Introdução	4-12
4.2	Continuidade de Serviço – Rede de Transporte	4-12
4.2.1	Indicadores Gerais	4-12
4.2.2	Indicadores Individuais	4-14
4.3	Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição MT	4-17
4.3.1	Indicadores Gerais	4-17
4.3.2	Indicadores Individuais	4-21
4.3.3	Outros Indicadores	4-23
4.4	Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição BT	4-24
4.4.1	Indicadores Gerais	4-24
4.4.2	Indicadores Individuais	4-26
4.5	Incidentes mais significativos	4-27
5	QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	5-29
5.1	Introdução	5-29
5.2	Plano de Monitorização	5-29
5.3	Ilha da Madeira	5-30
5.3.1	Distorção Harmónica	5-30
5.3.2	Tremulação (Flicker)	5-30
5.3.3	Desequilíbrio de Fases	5-30
5.3.4	Valor Eficaz da Tensão	5-31
5.3.5	Frequência	5-31
5.3.6	Cavas de tensão	5-31
5.3.7	Sobretensões	5-32
5.3.8	Conclusão	5-33
6	QUALIDADE COMERCIAL	6-34
6.1	Introdução	6-34
6.2	Inquérito de Satisfação dos Clientes	6-34
6.3	Indicadores Gerais de Avaliação e Satisfação dos Clientes	6-35
6.3.1	Tempo de ligação à rede de instalações de baixa tensão, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	6-36
6.3.2	Tempos de Atendimento Presencial	6-36
6.3.3	Atendimento Telefónico	6-36
6.3.4	Reclamações de Clientes	6-38
6.3.5	Pedidos de Informação	6-39
6.3.6	Leitura de contadores	6-40
6.4	Qualidade Individual	6-40
6.4.1	Visitas às instalações dos clientes	6-40
6.4.2	Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica	6-40
6.4.3	Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente	6-41
6.4.4	Tratamento de reclamações relativas a facturação e cobrança	6-41
6.4.5	Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	6-41
6.4.6	Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	6-41
7	COMPENSAÇÕES	7-42
8	PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	8-43
Anexo I	Convenções e Definições	8-44
Anexo II	Classificação das causas das interrupções	8-51
Anexo III	Continuidade de Serviço na Rede de Transporte	8-52
Anexo IV	Continuidade de Serviço da Rede de Distribuição	8-54
Anexo V	Qualidade da Onda de Tensão	8-57

1 INTRODUÇÃO

O presente documento caracteriza a Qualidade de Serviço referente ao ano 2008, 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

Este documento compreende, essencialmente, três capítulos:

- **Continuidade de Serviço**
- **Qualidade de Onda de Tensão**
- **Qualidade Comercial**

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, são os seguintes:

Indicadores Gerais 2008	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não fornecida - ENF (MWh)	53,33	9,39	62,72
Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos)	30,41	129,26	34,34
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	4,43	5,00	4,47
Tempo médio das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	127,68	105,25	126,11
Tempo médio de reposição do serviço do sistema - SARI (minutos)	28,80	21,05	28,19

Na rede de transporte, ocorreram 251 interrupções longas afectando 39 pontos de entrega (PdE) da RTM (68% dos 57 existentes), dos quais 36 na ilha da Madeira e 3 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 8 PdE's foi excedido o número de interrupções padrão, todos na ilha da Madeira.

Relativamente à duração das interrupções, verifica-se que em 11 PdE's (19%) a duração foi superior ao padrão estabelecido (2 horas), 9 dos quais verificados na ilha da Madeira e os 2 restantes na ilha do Porto Santo.

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 e no Anexo IV.

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, por ilha e por região (RAM).

Indicadores Gerais 2008	Madeira	Porto Santo	RAM
Energia não distribuída - END (MWh)	176,95	17,04	198,02
Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (minutos)	95,29	288,86	102,90
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (n.º)	4,37	8,25	4,50
Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	133,81	299,02	140,75

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 padrões do RQS

(interrupções longas, não abrangidas pelo nº1 do artigo 13º do RQS), encontram-se aquém dos valores máximos de referência, traduzindo um nível apropriado de continuidade de serviço.

Os indicadores individuais da rede MT da ilha da Madeira, encontram-se, regra geral, abaixo dos valores padrão, com excepção do indicador DI - duração das interrupções, num PdE da Zona A, que corresponde a um cliente MT.

Relativamente à ilha do Porto Santo, o indicador DI foi excedido em 3 PdE's, 1 dos quais é cliente de média tensão.

Rede de Distribuição BT

A determinação dos indicadores associados à continuidade de serviço da rede BT, implicam o conhecimento de toda a estrutura topológica da rede, a par da informação de carácter comercial.

Para o efeito, a EEM tem vindo a implementar um conjunto de sistemas de informação e a rever processos internos, de modo a determinar, com o máximo rigor, os indicadores associados à qualidade de serviço, sendo de destacar a inventariação da rede eléctrica desde as centrais até aos clientes, o novo SGI (Sistema de Gestão de Indisponibilidades) e o Call Center, sendo que estes dois últimos projectos entraram recentemente em operação.

No cálculo dos indicadores de 2008, foi utilizada a mesma metodologia de 2007, consistindo basicamente no seguinte:

- a) O DPLAN-Incidentes MT para obtenção dos indicadores gerais e individuais da continuidade de serviço de MT (PT's);
- b) O registo da informação necessária à caracterização dos incidentes com origem na rede BT, decorrente de contactos de clientes BT e de manobras BT realizadas na rede, para posterior associação a um incidente já criado ou a um novo;
- c) A informação proveniente do cadastro da rede BT (que inclui a zona da qualidade de serviço por cliente e o PT que o abastece), para determinar as interrupções de cada cliente, com origem no respectivo PT ou a montante do mesmo;
- d) Agregação dos interrupções verificadas nas alíneas a) e b), tendo por base a informação da alínea c);
- e) Determinação dos indicadores da continuidade de serviço BT.

Com base neste procedimento foram obtidos os seguintes indicadores gerais:

Indicadores Gerais 2008	Madeira	Porto Santo	RAM
Frequência média das interrupções do sistema - SAIFI (nº)	5,33	9,61	5,47
Tempo médio de interrupções do sistema - SAIDI (minutos)	2,23	5,58	2,34

2.2 Qualidade da Onda de Tensão

O plano de monitorização elaborado e implementado em 2008 pela EEM, contemplou a realização de medições anuais em 12 pontos fixos, dos quais 10 na ilha da Madeira e 2 na ilha do Porto Santo. A taxa de cumprimento do plano de monitorização para a ilha da Madeira foi de 99,4% e para a ilha do Porto Santo de 100%, valores substancialmente superiores aos registados em 2007.

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 Santa-Porto Moniz, na ilha da Madeira;
- Tremulação – Os limites regulamentares foram ultrapassados em 3 pontos de entrega, 2 dos quais nos 6,6kV e 1 em BT;
- 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 compatíveis 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 40%.

2.3 Qualidade Comercial

Durante o ano 2008, no sentido de responder às exigências do RQS, bem como, alcançar uma melhoria contínua dos processos comerciais, a EEM tem vindo a desenvolver, de forma intensiva, alterações ao nível dos processos, plataformas tecnológicas e afectação/formação de recursos humanos. Em 2008, a integração com o Call Center, encontrava-se, em fase de implementação, não permitindo que a EEM atingisse os padrões de atendimento telefónico previstos no RQS.

Foi realizado um inquérito de satisfação aos clientes nas lojas de atendimento comercial, envolvendo cerca de 390 clientes, nas vertentes: qualidade do atendimento, qualidade das instalações e facilidade de leitura das facturas/recibos. Numa escala de 1 a 5, a avaliação média foi 4.

A síntese dos indicadores gerais de avaliação de satisfação dos clientes apurados/padrão é apresentada abaixo:

- Percentagem de ligações à rede de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de 4 dias, após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica: 93%/90%;
- Percentagem de tempos de atendimento presencial, inferiores ou iguais a 20 minutos: 93%/90%;
- Percentagem de atendimentos telefónicos, no atendimento centralizado, com tempos de espera inferiores a 60 segundos: 78%/80%;
- Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço, até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais: --/80%. Esta informação está

dependente da conclusão do sistema de gestão de incidentes (SGI). No entanto, podemos afirmar que a existência de recursos técnicos e humanos nos diversos concelhos permite-nos, salvo situações excepcionais de avarias em avalanche, responder num período inferior ao padrão;

- Percentagem de reclamações de clientes, apreciadas e respondidas em 15 dias úteis: 95%/95%;

- Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis: 97%/90%;

- Percentagem de clientes de baixa tensão cujo contador tenha sido objecto de, pelo menos, uma leitura durante o último ano civil: 97,1%/98%.

Indicadores de qualidade individual

- Visitas às instalações dos clientes, no intervalo de 3 horas combinado: Foram realizadas 15.904 visitas, com a reprogramação de algumas previamente acordadas com os clientes, não existindo incumprimentos neste indicador.

- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica: Clientes BT, zonas A e B-4 horas e zona C-5 horas; Restantes clientes-4 horas: Foram realizadas 1.718 assistências técnicas na RAM, dentro dos tempos indicados nos padrões.

- Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente: Até as 17h00 do dia seguinte no caso de clientes BT e 8 horas nos restantes casos, após regularização da situação: Ocorreram 2.415 retomas de fornecimento de energia eléctrica, dentro das condições estipuladas.

- Tratamento de reclamações relativas a facturação e cobrança, no prazo máximo de 15 dias: Foram tratadas 86 reclamações das quais 3 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS. Estas dizem respeito a clientes com potência contratada não superior a 20,7 kVA que ficam sujeitas a compensação, nos termos da alínea a), do n.º 6, do artigo 47º, do RQS.

- Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão, com resposta ou visita às instalações do cliente, no prazo máximo de 15 dias úteis: Foram recebidas e tratadas 6 reclamações, dentro dos prazos estabelecidos.

- Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem, com visita às instalações no prazo máximo de 15 dias úteis: Foram tratados 28 casos, dentro destes prazos.

Até à data, existem apenas dois clientes registados com necessidades especiais. A melhoria do relacionamento comercial com este tipo de clientes far-se-á com a entrada em produção do SGI, nomeadamente através da prioridade de restabelecimento, em caso de avaria. Durante o ano em curso, a EEM procederá à disponibilização de informação dirigida a este tipo de clientes nas suas lojas de atendimento ao público e em instituições da área da saúde.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

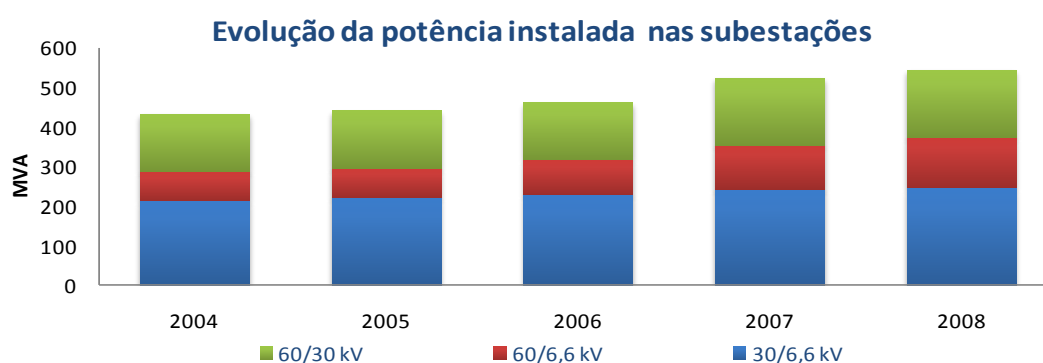
3.1 Infra-estruturas do SEPM

Subestações

Das 31 subestações existentes na RAM no final do ano de 2008, 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:

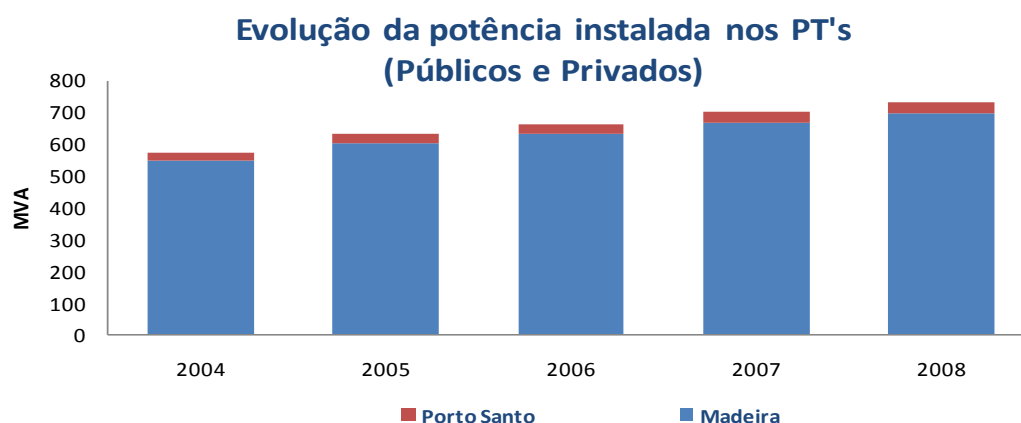
Ilha	30/6,6		60/6,6		60/30		Total	
	Nº	MVA	Nº	MVA	Nº	MVA	Nº	[MVA]
Madeira	29	233	10	125	8	170	47	528
Porto Santo	4	16	-	-	-	-	4	16
RAM	33	249	10	125	8	170	51	544



Postos de transformação

O quadro seguinte apresenta o número e a potência instalada dos postos de transformação no final do ano de 2008:

Ilha	Particulares		Públicos		Total	
	Nº	Pot. Inst. (kVA)	Nº	Pot. Inst. (kVA)	Nº	Pot. Inst. (kVA)
Madeira						
6,6 kV	220	132.500	1.367	544.385	1.587	676.885
30 kV	11	7.540	46	11.270	57	18.810
Total	231	140.040	1.413	555.655	1.644	695.695
Porto Santo						
6,6 kV	21	12.035	72	23.425	93	35.460
30 kV	0	0	0	0	0	0
Total	21	12.035	72	23.425	93	35.460
RAM						
6,6 kV	241	144.535	1.439	567.810	1.680	712.345
30 kV	11	7.540	46	11.270	57	18.810
Total	252	152.075	1.485	579.080	1.737	731.155

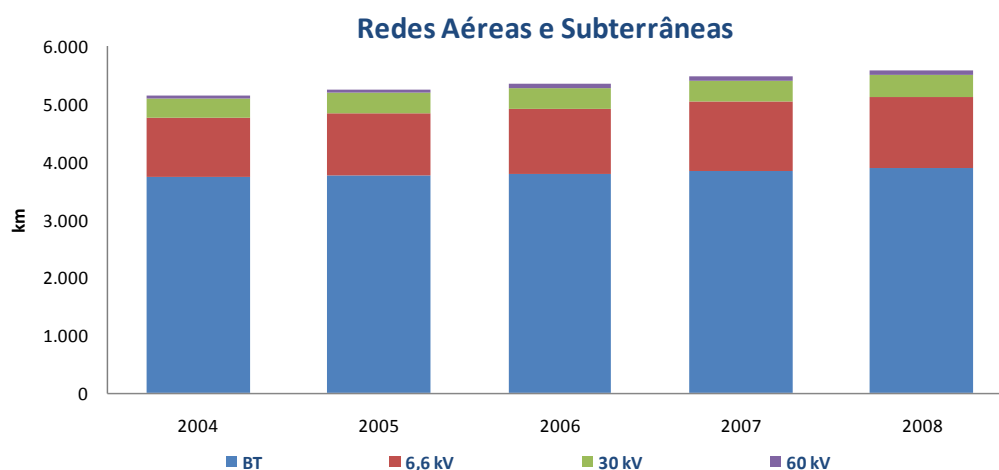


Desde 2004, a potência instalada nos postos de transformação tem evoluído a uma taxa de 6,5% ao ano.

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 2008.

Tensão (kV)	Tipo	Comprimento (Km)		
		Madeira	Porto Santo	Total RAM
6,6	Aérea	520,9	20,6	541,5
	Subterrânea	651,1	48,2	699,3
	Total	1171,9	68,8	1240,8
30	Aérea	237,7	5,1	242,8
	Subterrânea	133,6	10,2	143,8
	Total	371,3	15,3	386,6
60	Aérea	68,8	0,0	68,8
	Subterrânea	9,9	0,0	9,9
	Total	78,7	0,0	78,7
BT	Aérea	2948,1	69,4	3017,5
	Subterrânea	822,0	45,7	867,7
	Total	3770,1	115,1	3885,2



3.2 Instalações de clientes por Concelho e por Zona de Qualidade de Serviço

O número de instalações de clientes com contratos activos durante o ano 2008 (excluindo instalações eventuais e de iluminação pública), por concelho e por zona de qualidade de serviço, é sintetizado no quadro seguinte:

Instalações por concelho	Zona de Qualidade de Serviço			Total
	A	B	C	
Câmara de Lobos		1.105	12.994	14.099
BT		1.098	12.987	14.085
MT		7	7	14
Funchal	38.419	14.073	6.255	58.747
BT	38.332	14.059	6.242	58.633
MT	87	14	13	114
Machico		3.049	7.208	10.257
BT		3.031	7.190	10.221
MT		18	18	36
Ponta do Sol		254	4.740	4.994
BT		254	4.736	4.990
MT			4	4
Porto Moniz		290	1.789	2.079
BT		290	1.788	2.078
MT			1	1
Porto Santo		2.832	1.821	4.653
BT		2.820	1.811	4.631
MT		12	10	22
Ribeira Brava		1.081	5.816	6.897
BT		1.081	5.809	6.890
MT			7	7
Santa Cruz		521	20.254	20.775
BT		519	20.216	20.735
MT		2	38	40
Santana		154	4.897	5.051
BT		154	4.885	5.039
MT			12	12
Sao Vicente		227	3.507	3.734
BT		227	3.502	3.729
MT			5	5
Calheta		199	7.400	7.599
BT		199	7.392	7.591
MT			8	8
Total RAM	38.419	23.785	76.681	138.885
BT	38.332	23.732	76.558	138.622
MT	87	53	123	263

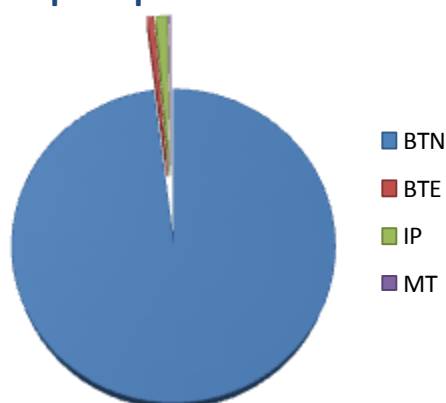
3.3 Instalações de Clientes e Consumos

Durante o ano 2008, o número total de instalações com contrato activo ascendeu a 138.885, aproximadamente mais 6000 que em 2007, das quais 263 dizem respeito a clientes de média tensão (0,19% do total).

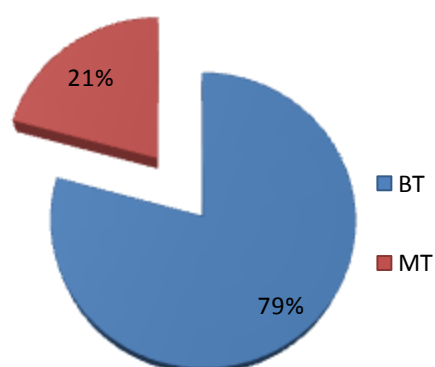
A maior parte dos contratos estão enquadrados na opção tarifária BTN (potência contratada até 62,1 kVA).

Os consumos em BT e MT representam cerca de 79% e 21%, respectivamente, do consumo total. Refira-se ainda, que a distribuição do perfil de consumos, por nível de tensão, foi semelhante ao ano anterior.

Distribuição dos Clientes por tipo de contrato

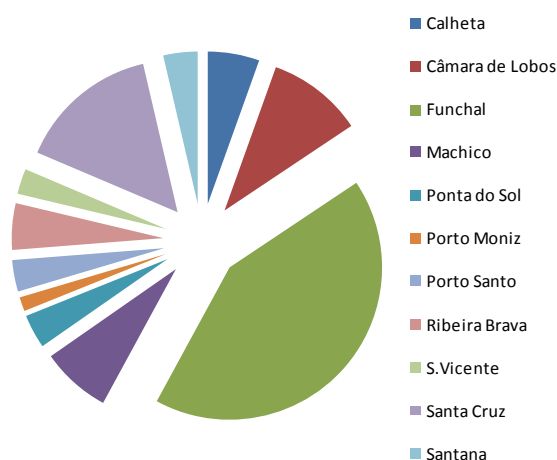


Energia entregue por nível de tensão

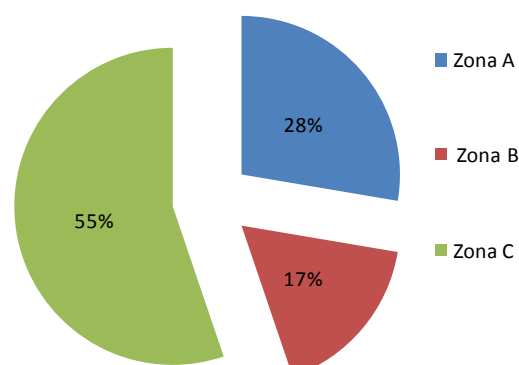


Os gráficos seguintes representam a distribuição de instalações por concelho e por zona de Qualidade de Serviço:

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:

- a determinação dos indicadores gerais das redes, por ilha e para a Região;
- a 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;
- a determinação dos indicadores individuais por cada ponto de entrega das diferentes redes. Na rede de distribuição MT e BT estes indicadores são determinados por zona de qualidade de serviço.

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. Estes troços são analisados no âmbito das duas redes e têm como consequência um agravamento dos indicadores da rede de transporte.

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.

Ilha	Acidentais			Previstas			Total
	Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	

Ilha da Madeira

ENF (MWh)	0,37	41,37	0,04	0,00	11,55	0,00	53,33
TIE (min)	0,21	23,59	0,02	0,00	6,59	0,00	30,41
SAIFI (nº)	0,02	3,53	0,15	0,00	0,64	0,09	4,43
SAIDI (min)	0,09	73,74	5,77	0,00	41,38	6,70	127,68
SARI (min)	5,00	20,90	38,25	0,00	64,50	71,00	28,80

Ilha do Porto Santo

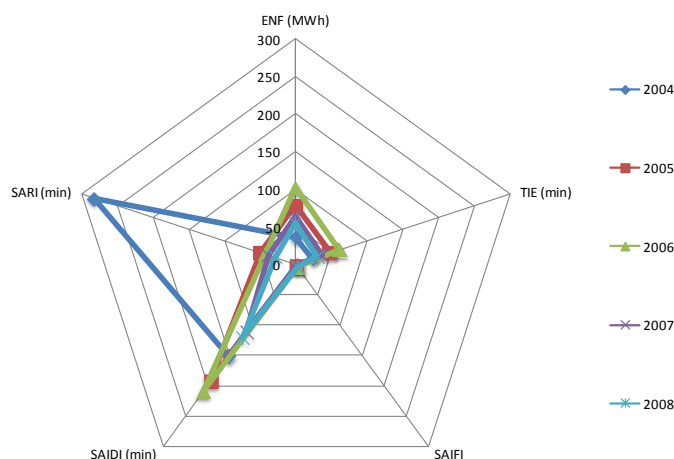
ENF (MWh)	1,15	2,71	1,26	1,22	3,05	0,00	9,39
TIE (min)	15,86	37,30	17,33	16,76	42,04	0,00	129,26
SAIFI (nº)	0,75	2,00	0,75	1,25	0,25	0,00	5,00
SAIDI (min)	12,25	39,00	19,00	12,50	22,50	0,00	105,25
SARI (min)	16,33	19,50	25,33	10,00	90,00	0,00	21,05

Região Autónoma da Madeira

ENF (MWh)	1,52	44,08	1,30	1,22	14,60	0,00	62,72
TIE (min)	0,83	24,13	0,71	0,67	8,00	0,00	34,34
SAIFI (nº)	0,07	3,42	0,19	0,09	0,61	0,09	4,47
SAIDI (min)	0,95	71,30	6,70	0,88	40,05	6,23	126,11
SARI (min)	13,50	20,84	34,73	10,00	65,23	71,00	28,19

O gráfico seguinte indica a evolução dos indicadores gerais referentes à ilha da Madeira no período 2004-2008.

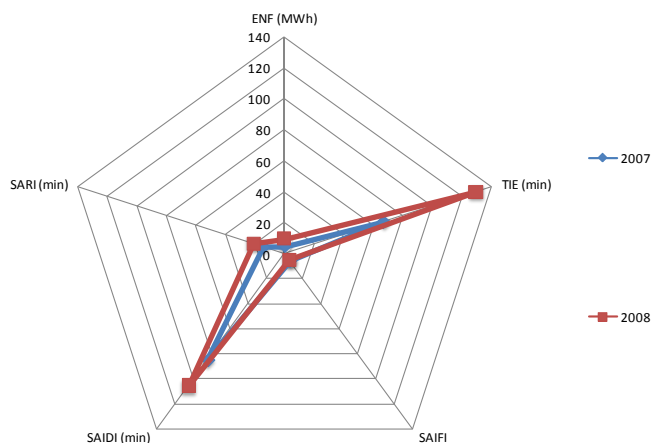
Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo



Pela análise do gráfico anterior, verifica-se que todos os indicadores de 2008 apresentam uma evolução positiva relativamente aos anos anteriores.

Relativamente à ilha do Porto Santo, no gráfico seguinte, apresenta-se a evolução dos indicadores gerais verificados nos anos 2007 e 2008.

Evolução dos Indicadores Gerais ao longo do tempo



Através do gráfico é perceptível uma deterioração dos indicadores gerais face a 2007, essencialmente devido a trabalhos necessários à remodelação da subestação da Calheta.

4.2.2 Indicadores Individuais

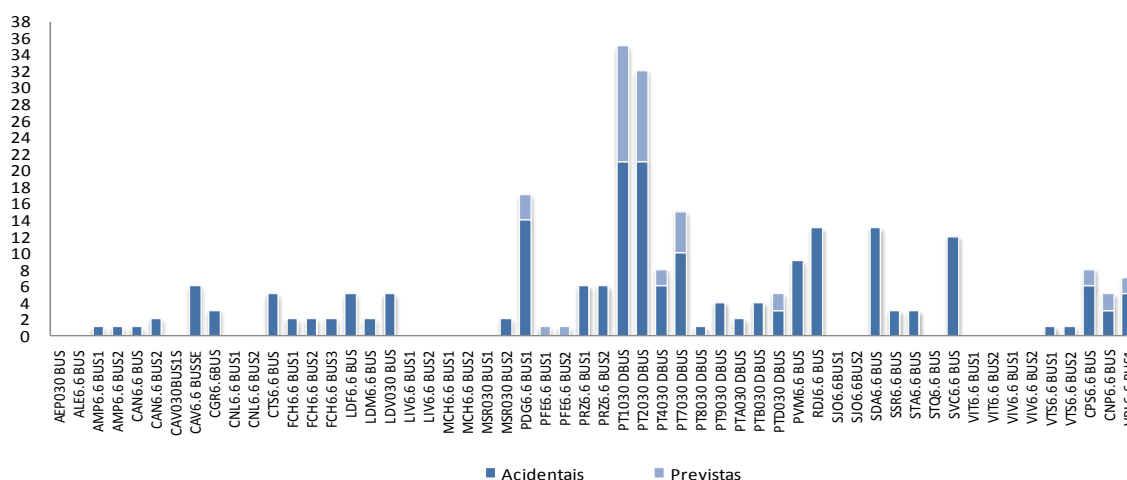
No anexo III encontram-se os pontos de entrega da rede de transporte, com indicação dos pontos que alimentam directamente clientes da EEM, bem como os indicadores individuais nos termos do artigo nº 16.

Os PdE's da rede de transporte com referência de "PT's", dizem respeito a instalações inseridas em linhas de utilização mista - transporte/distribuição.

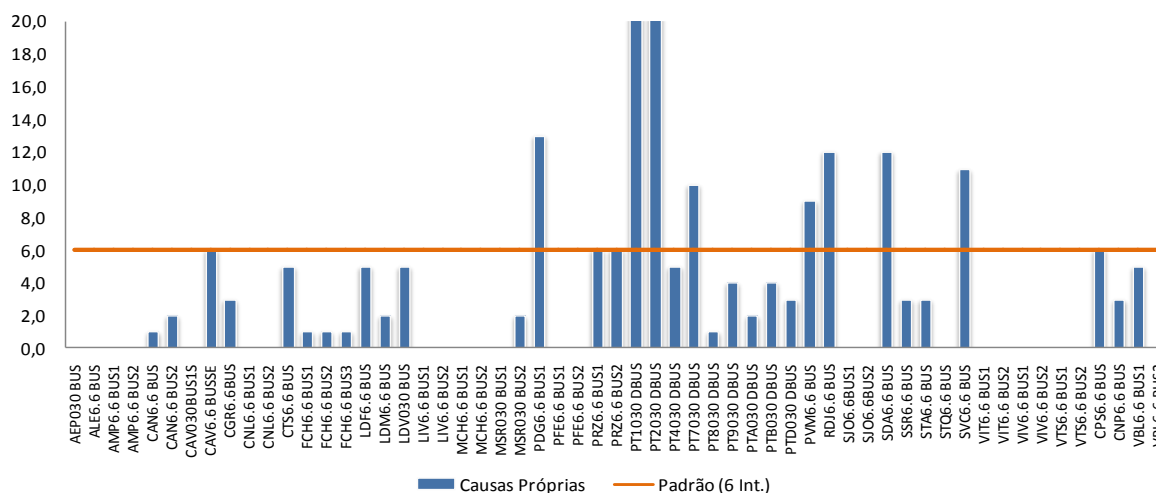
Número de interrupções

O número total de interrupções com duração superior a 3 minutos com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição de ambas as ilhas, consta no gráfico abaixo:

Nº total de interrupções por PdE - RAM



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

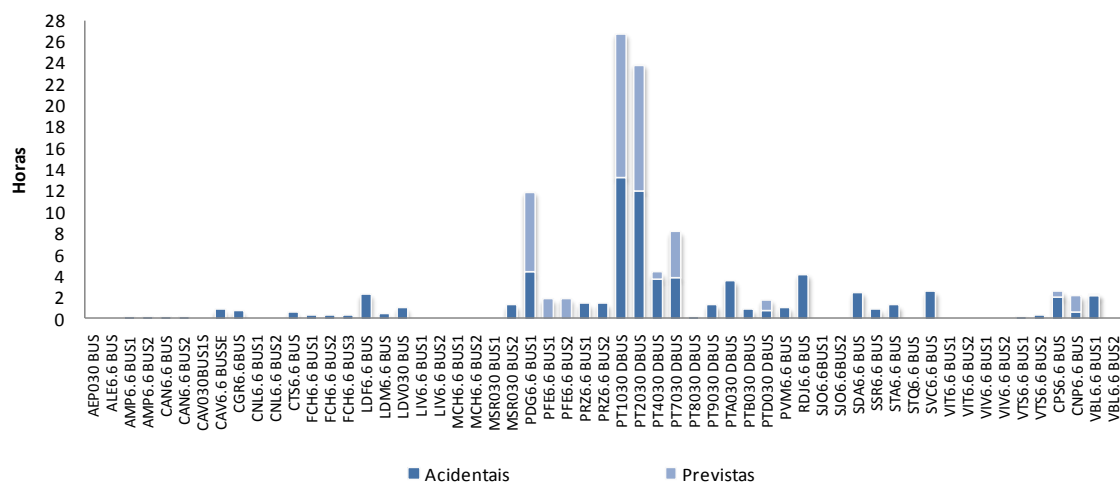
Nº de interrupções por PdE - Comparação com o valor padrão
RAM

Dos 33 pontos de entrega alvos de interrupções acidentais próprias em 2008, 8 ultrapassaram o valor padrão, todos registados na ilha da Madeira, mais concretamente nas redes de 30 kV no eixo Ribeira Brava, São Vicente e Porto Moniz.

Duração das interrupções

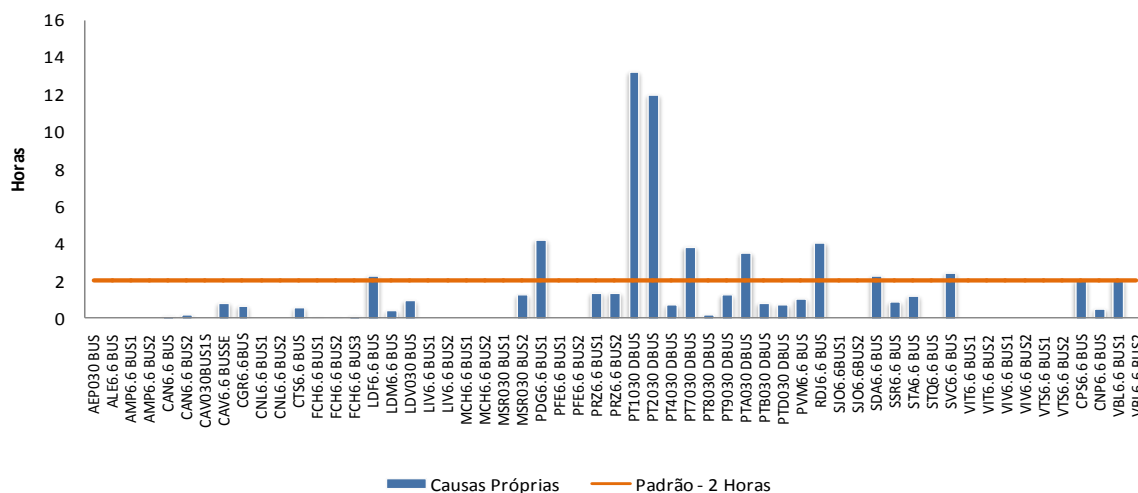
A duração total de interrupções longas com origem no sistema electroprodutor e nas redes de transporte e distribuição foi a seguinte:

Duração total de interrupções por PdE RAM



O gráfico seguinte apresenta 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 11 pontos de entrega, a duração acumulada das interrupções foi superior ao padrão de 2 horas anuais, dos quais 9 na ilha da Madeira e 2 na ilha do Porto Santo.

Os pontos de entrega com indicadores mais desfavoráveis encontram-se em zonas expostas a intempérie e correspondem a situações de rede mista transporte/distribuição (linhas a 30 kV com derivações e alguns postos de transformação), situação que será eliminada a curto/médio prazos.

Neste âmbito, é de referir que, embora o número de PT's ao nível dos 30 KV tenha aumentado em 2008, sobretudo em PT's provisórios de obras, realizaram-se investimentos que permitiram a separação das redes (transporte e distribuição), nomeadamente, a transferência para os 6,6 kV de 3 postos de transformação em São Vicente.

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

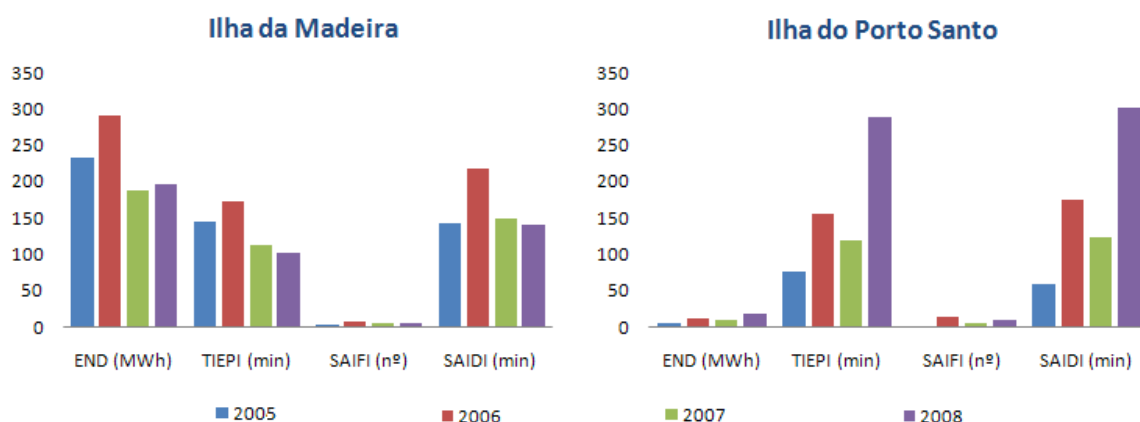
Considerando as interrupções longas, por origem, por tipo e por zona de qualidade de serviço, obtém-se os seguintes indicadores.

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,06	9,89	3,99	0,00	0,00	0,00	13,94
	TIEPI (min)	0,04	4,67	2,07	0,00	0,00	0,00	6,78
	SAIFI (nº)	0,01	0,25	0,03	0,00	0,00	0,00	0,28
	SAIDI (min)	0,03	3,16	1,54	0,00	0,00	0,00	4,73
B	END (MWh)	0,21	6,12	6,49	0,00	0,00	1,21	14,04
	TIEPI (min)	0,14	3,19	3,40	0,00	0,00	0,58	7,31
	SAIFI (nº)	0,02	0,28	0,07	0,00	0,00	0,01	0,38
	SAIDI (min)	0,13	2,98	3,18	0,00	0,00	0,50	6,78
C	END (MWh)	0,50	41,07	62,11	0,00	9,07	36,21	148,97
	TIEPI (min)	0,34	23,16	33,23	0,00	6,29	18,18	81,20
	SAIFI (nº)	0,07	2,45	0,75	0,00	0,11	0,32	3,71
	SAIDI (min)	0,42	36,74	46,80	0,00	10,32	28,01	122,30
Total	END (MWh)	0,77	57,09	72,59	0,00	9,07	37,43	176,95
	TIEPI (min)	0,52	31,02	38,71	0,00	6,29	18,76	95,29
	SAIFI (nº)	0,10	2,98	0,85	0,00	0,11	0,34	4,37
	SAIDI (min)	0,57	42,88	51,52	0,00	10,32	28,51	133,81

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha do Porto Santo								
B	END (MWh)	1,08	2,36	2,03	0,91	0,00	0,49	6,88
	TIEPI (min)	17,23	48,10	31,87	12,77	0,00	7,18	117,14
	SAIFI (nº)	0,76	1,54	1,06	1,02	0,00	0,09	4,47
	SAIDI (min)	11,48	41,36	33,77	10,35	0,00	7,70	104,66
C	END (MWh)	0,68	3,22	5,11	0,56	0,00	0,58	10,17
	TIEPI (min)	12,47	64,66	78,33	7,79	0,00	8,48	171,72
	SAIFI (nº)	0,59	1,29	1,08	0,70	0,00	0,11	3,77
	SAIDI (min)	12,82	76,13	85,03	8,71	0,00	11,67	194,36
Total	END (MWh)	1,76	5,59	7,14	1,48	0,00	1,07	17,04
	TIEPI (min)	29,70	112,75	110,20	20,56	0,00	15,66	288,86
	SAIFI (nº)	1,36	2,83	2,14	1,72	0,00	0,20	8,25
	SAIDI (min)	24,30	117,49	118,80	19,06	0,00	19,37	299,02

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Região Autónoma da Madeira								
A	END (MWh)	0,06	9,75	3,93	0,00	0,00	0,00	13,75
	TIEPI (min)	0,04	4,42	1,97	0,00	0,00	0,00	6,43
	SAIFI (nº)	0,01	0,23	0,03	0,00	0,00	0,00	0,27
	SAIDI (min)	0,02	2,98	1,46	0,00	0,00	0,00	4,47
B	END (MWh)	1,57	9,08	9,46	1,34	0,00	1,82	23,26
	TIEPI (min)	0,84	4,78	4,81	0,62	0,00	0,92	11,96
	SAIFI (nº)	0,06	0,33	0,12	0,05	0,00	0,01	0,58
	SAIDI (min)	0,64	4,49	4,82	0,55	0,00	0,89	11,40
C	END (MWh)	1,30	44,29	69,25	0,82	9,06	36,29	161,01
	TIEPI (min)	0,74	24,27	35,43	0,38	5,99	17,70	84,51
	SAIFI (nº)	0,10	2,32	0,77	0,04	0,10	0,31	3,65
	SAIDI (min)	0,89	37,71	48,92	0,47	9,77	27,13	124,88
Total	END (MWh)	2,94	63,11	82,64	2,16	9,06	38,11	198,02
	TIEPI (min)	1,63	33,48	42,20	1,00	5,99	18,61	102,90
	SAIFI (nº)	0,16	2,88	0,92	0,09	0,10	0,33	4,50
	SAIDI (min)	1,56	45,18	55,20	1,02	9,77	28,02	140,75

A evolução dos indicadores gerais, por ilha, pode ser observada nos seguintes gráficos:

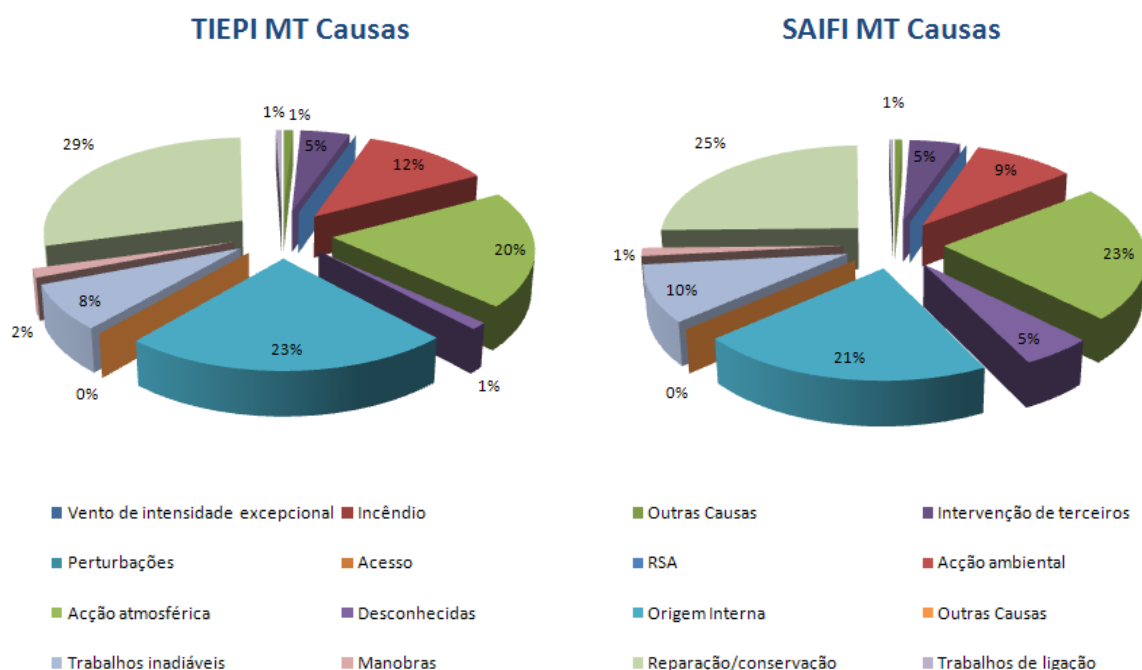


No que tange à evolução dos indicadores gerais na ilha da Madeira, evidencia-se, na generalidade, uma evolução positiva. Relativamente à ilha do Porto Santo, os valores registados em 2008 foram os mais desfavoráveis dos últimos anos.

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

Tipo de Causas		Origem/Zona			
		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	0,79	0,55	0,01	0,68
	Intervenção de terceiros	5,01	2,55	0,04	2,84
FIC	Perturbações	0,00	0,00	0,00	0,00
RSA	Acesso	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00
PR	Acção ambiental	14,10	7,46	0,12	9,97
	Acção atmosférica	12,41	7,75	0,23	11,66
	Desconhecidas	1,44	0,76	0,07	1,27
	Origem Interna	28,63	14,81	0,27	18,67
	Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
	Trabalhos inadiáveis	10,21	4,83	0,12	6,57
RSO	Manobras	2,03	0,97	0,02	1,36
	Reparação/conservação	34,92	17,56	0,31	26,85
	Trabalhos de ligação	0,48	0,23	0,00	0,39
Total 2008		110,019	57,466	1,188	80,254

As causas que mais contribuíram para o indicador TIEPI foram: reparação/conservação, origem interna e acção atmosférica, com 29%, 23% e 20%, respectivamente.

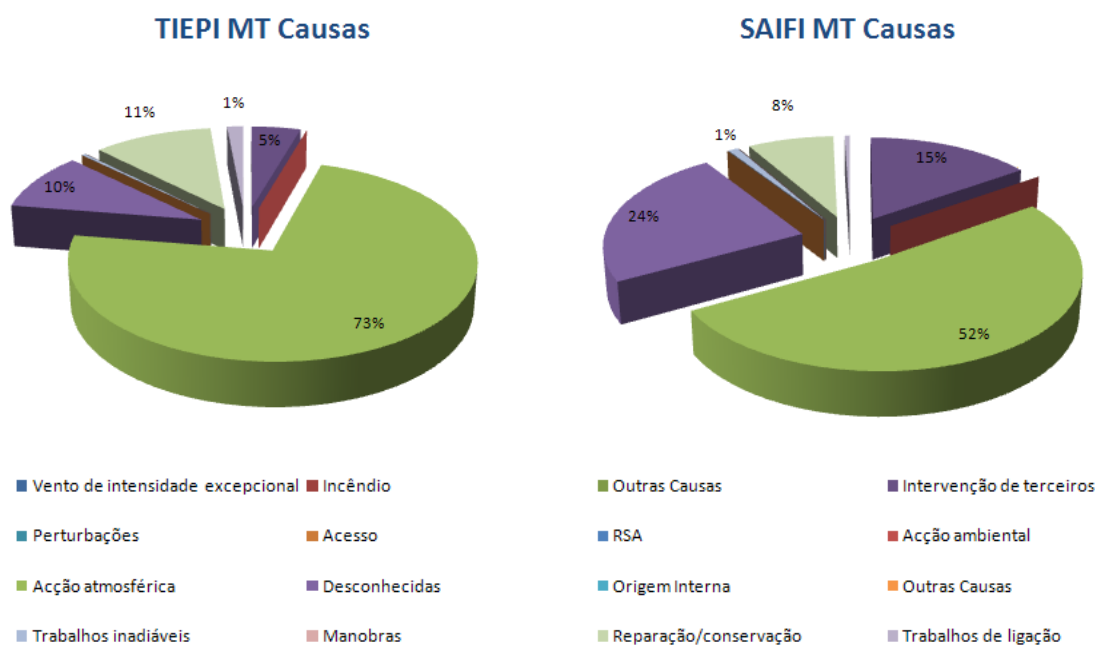


Relativamente ao SAIFI, as causas que mais afectaram este indicador foram: reparação/conservação, acção atmosférica e origem interna, com 25%, 23% e 21%, respectivamente.

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

Tipo de Causas		Origem/Zona			
		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
	Intervenção de terceiros	0,40	5,68	0,36	6,01
FIC	Perturbações	0,00	0,00	0,00	0,00
	Acesso	0,00	0,00	0,00	0,00
RSA		0,00	0,00	0,00	0,00
PR	Acção ambiental	0,00	0,00	0,00	0,00
	Acção atmosférica	5,89	91,87	1,22	100,01
	Desconhecidas	0,82	12,22	0,56	13,26
	Origem Interna	0,00	0,00	0,00	0,00
	Outras Causas	0,00	0,00	0,00	0,00
	Trabalhos inadiáveis	0,03	0,43	0,02	0,60
RSO	Manobras	0,00	0,00	0,00	0,00
	Reparação/conservação	0,95	13,80	0,19	17,57
	Trabalhos de ligação	0,12	1,86	0,01	1,85
Total 2008		8,217	125,854	2,356	139,299

A ponderação destas causas no peso do TIEPI e do SAIFI é a seguinte.



No caso da ilha do Porto Santo, as causas que mais contribuem para o indicador TIEPI e para o SAIFI são as de origem atmosférica, com cerca de 73% e 52%, respectivamente.

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), a saber:

Ilha	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado

Ilha da Madeira

TIEPI (min)	3	0,04	6	0,10	18	0,89
SAIFI (nº)	4	0,10	7	0,32	10	3,08
SAIDI (min)	3	0,03	6	0,10	18	1,33

Ilha do Porto Santo

TIEPI (min)	3	-	6	1,25	18	2,37
SAIFI (nº)	4	-	7	2,31	10	2,34
SAIDI (min)	3	-	6	1,18	18	2,70

Região Autónoma da Madeira

TIEPI (min)	3	0,04	6	0,15	18	0,95
SAIFI (nº)	4	0,09	7	0,41	10	2,97
SAIDI (min)	3	0,03	6	0,14	18	1,39

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.

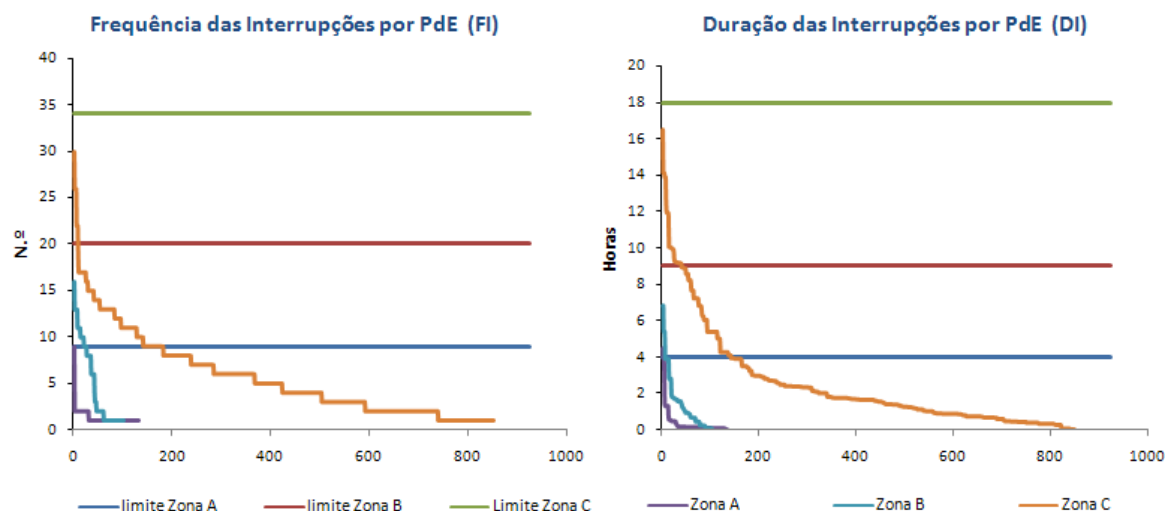
4.3.2 Indicadores Individuais**Ilha da Madeira**

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

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão								
Madeira	PdE afectados	PdE Rede	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Taxa de incumprimento	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Taxa de incumprimento
Zona A	133	386	9	0	0,00%	4	1	0,75%
Zona B	103	265	20	0	0,00%	9	0	0,00%
Zona C	851	993	34	0	0,00%	18	0	0,00%
Total	1087	1644	-	0	0,00%	-	1	0,09%

Verifica-se que o indicador da Frequência das Interrupções (FI), não apresenta violações ao padrão, enquanto o indicador Duração das Interrupções (DI), excede o valor padrão em 1 PdE, na Zona A.

Os gráficos seguintes demonstram a comparação dos indicadores FI e do DI por zona de qualidade de serviço, com os respectivos padrões.

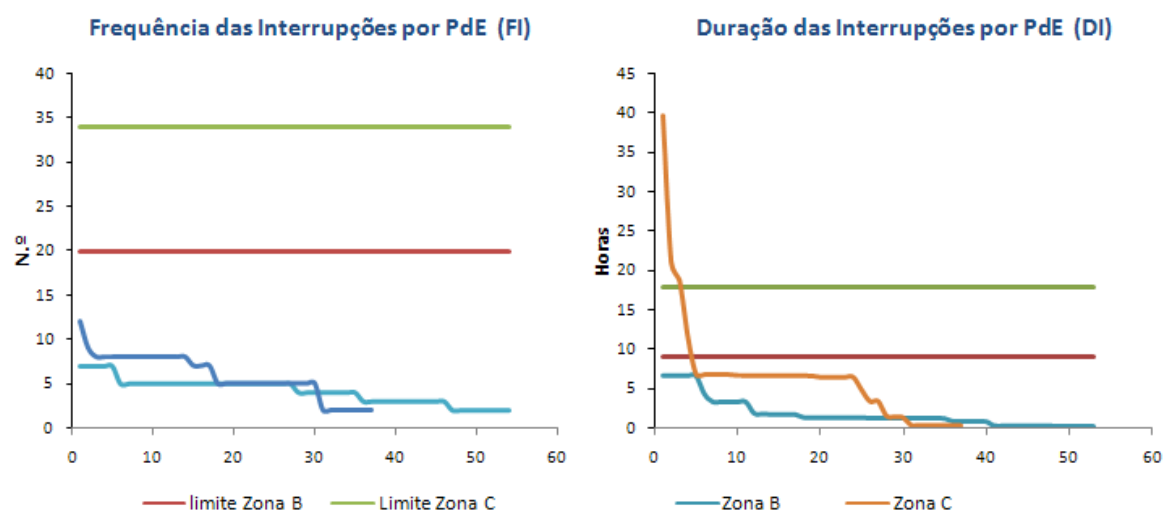


Ilha do Porto Santo

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

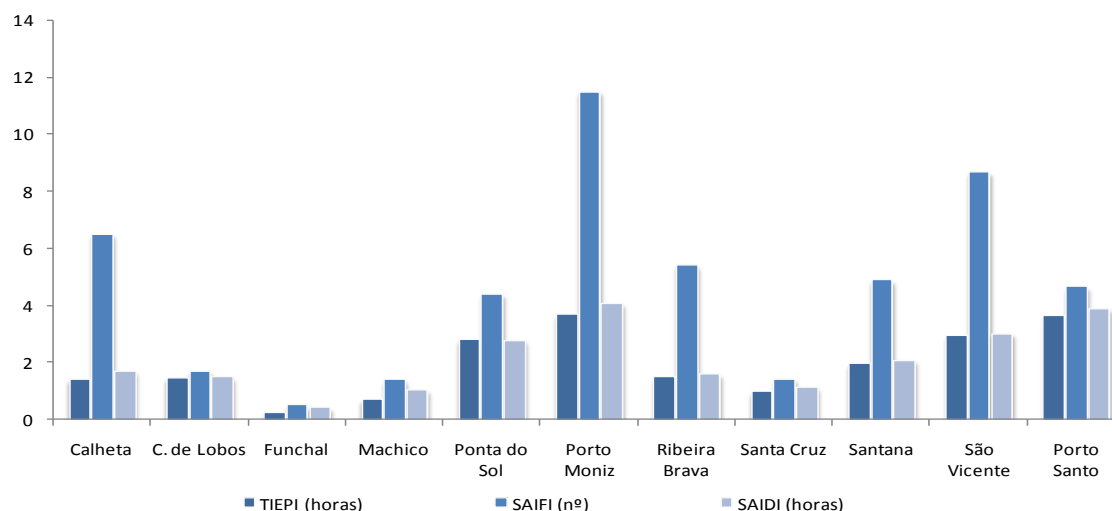
Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão								
Porto Santo	PdE afectados	PdE Rede	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Taxa de incumprimento	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Taxa de incumprimento
Zona A	-	-	-	-	-	-	-	-
Zona B	54	56	20	0	0,00%	9	0	0,00%
Zona C	37	37	34	0	0,00%	18	3	8,11%
Total	91	93	-	0	0,00%	-	3	3,30%

Os gráficos seguintes evidenciam a comparação dos indicadores FI e do DI por zona de qualidade de serviço, com os respectivos padrões.



4.3.3 Outros Indicadores

De modo a comparar o nível da qualidade de serviço, por concelho, foram calculados os indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI, independentemente das zonas de qualidade de serviço, considerando as interrupções longas, com exclusão das previstas no número 1 do artigo 13º do RQS Madeira, tendo-se obtido os seguintes resultados.



Verifica-se que o concelho do Funchal apresenta a melhor qualidade de serviço, seguido pelos concelhos de Machico e Santa Cruz. Os concelhos que apresentam menor qualidade de serviço são os localizados na zona Norte da ilha da Madeira, em resultado da maior exposição das redes MT de 30 e 6,6 kV aos agentes atmosféricos. Ainda assim, os valores obtidos são inferiores aos padrões definidos para a Zona C, com excepção do concelho do Porto Moniz.

Face aos trabalhos de remodelação da rede que se vêm realizando na zona Oeste/Norte da ilha da Madeira, prevê-se que os indicadores da qualidade de serviço nessas zonas melhorem significativamente.

4.4 Continuidade de Serviço - Rede de Distribuição BT

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

Indicadores gerais BT:

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

Indicadores individuais BT:

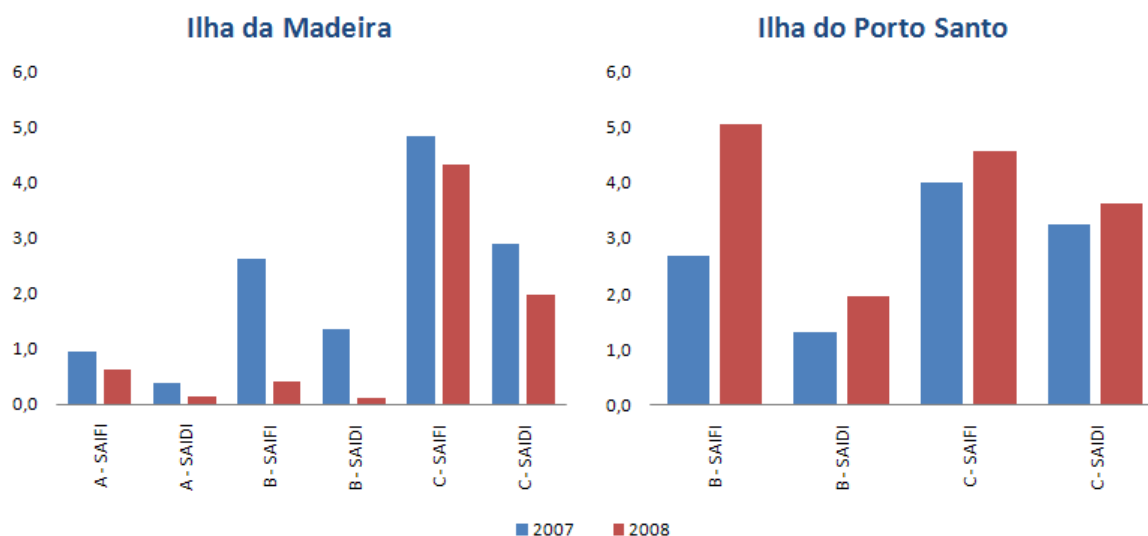
- Frequência das interrupções por PdE (FI);
- Duração total da interrupção por PdE (DI).

4.4.1 Indicadores Gerais

No quadro seguinte, apresentam-se os indicadores gerais por origem, tipo e qualidade de serviço (interrupções longas):

Indicadores Gerais QS		Acidentais			Previstas			Total
		Produção	Transporte	Distribuição	Produção	Transporte	Distribuição	
Ilha da Madeira								
A	SAIFI BT (nº)	0,29	0,29	0,03	0,00	0,00	0,00	0,61
	SAIDI (horas)	0,06	0,06	0,02	0,00	0,00	0,00	0,15
B	SAIFI BT (nº)	0,18	0,18	0,04	0,00	0,00	0,00	0,41
	SAIDI (horas)	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,01	0,11
C	SAIFI BT (nº)	1,67	1,67	0,63	0,00	0,06	0,28	4,31
	SAIDI (horas)	0,41	0,41	0,65	0,00	0,11	0,40	1,98
Total	SAIFI BT (nº)	2,14	2,14	0,71	0,00	0,06	0,28	5,33
	SAIDI (horas)	0,51	0,51	0,70	0,00	0,11	0,41	2,23
Ilha do Porto Santo								
B	SAIFI BT (nº)	1,38	1,38	1,18	1,01	0,00	0,09	5,05
	SAIDI (horas)	0,56	0,56	0,56	0,16	0,00	0,12	1,96
C	SAIFI BT (nº)	1,25	1,25	1,34	0,69	0,00	0,04	4,56
	SAIDI (horas)	1,18	1,18	1,03	0,15	0,00	0,10	3,62
Total	SAIFI BT (nº)	2,63	2,62	2,52	1,70	0,00	0,13	9,61
	SAIDI (horas)	1,73	1,73	1,59	0,31	0,00	0,22	5,58
Região Autónoma da Madeira								
A	SAIFI BT (nº)	0,28	0,28	0,03	0,00	0,00	0,00	0,59
	SAIDI (horas)	0,06	0,06	0,02	0,00	0,00	0,00	0,14
B	SAIFI BT (nº)	0,22	0,22	0,08	0,03	0,00	0,01	0,56
	SAIDI (horas)	0,05	0,05	0,05	0,01	0,00	0,01	0,17
C	SAIFI BT (nº)	1,66	1,65	0,66	0,02	0,06	0,27	4,32
	SAIDI (horas)	0,44	0,43	0,66	0,01	0,10	0,39	2,03
Total	SAIFI BT (nº)	2,16	2,15	0,77	0,06	0,06	0,28	5,47
	SAIDI (horas)	0,55	0,55	0,73	0,01	0,11	0,40	2,34

Os gráficos seguintes indicam a evolução dos indicadores gerais, por ilha:



Por inspecção dos gráficos, verifica-se uma melhoria dos indicadores gerais de baixa tensão na ilha da Madeira. No que diz respeito à ilha do Porto Santo, e como já verificado nos indicadores MT, ocorreu uma deterioração dos indicadores gerais BT, em resultado das interrupções de origem atmosférica.

Comparação com os valores padrão

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

Ilha	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado	Padrão	Verificado
Ilha da Madeira						
SAIFI BT (nº)	4	0,12	7	0,19	10	2,22
SAIDI (horas)	6	0,03	10	0,06	22	1,01
Ilha do Porto Santo						
SAIFI BT (nº)	4	-	7	2,32	10	2,47
SAIDI (horas)	6	-	10	1,04	22	2,15
Região Autónoma da Madeira						
SAIFI BT (nº)	3	0,12	6	0,26	9	2,22
SAIDI (horas)	4	0,03	8	0,09	14	1,05

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

4.4.2 Indicadores Individuais

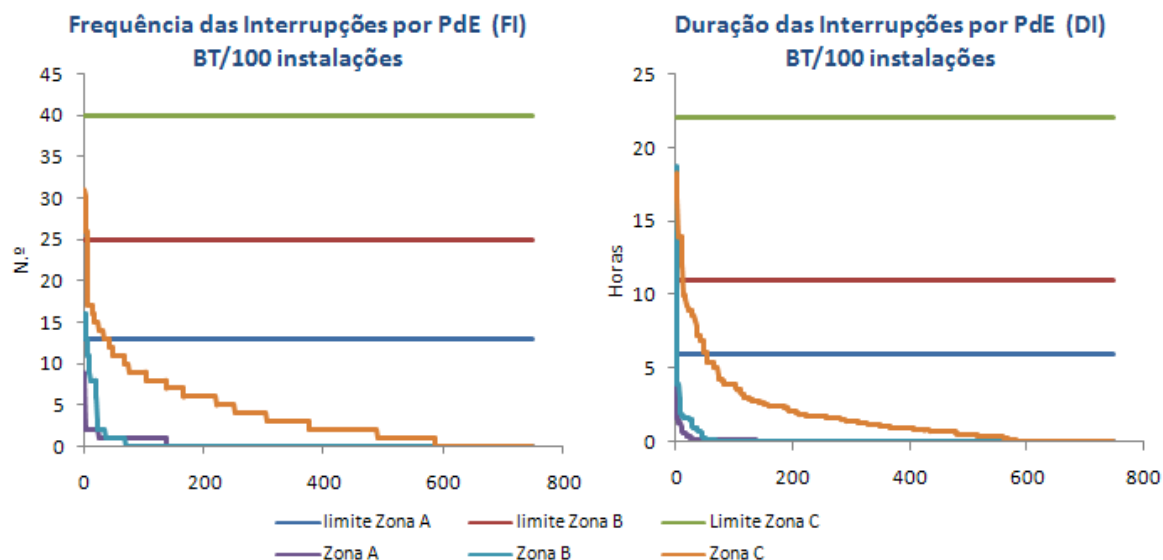
Ilha da Madeira

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

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão								
Madeira	PdE afectados	PdE considerados	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Taxa de incumprimento	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Taxa de incumprimento
Zona A	13.640	38.332	13	0	0,00%	6	11	0,08%
Zona B	6.730	20.912	25	0	0,00%	11	1	0,01%
Zona C	58.516	74.747	40	0	0,00%	22	0	0,00%
Total	78.886	133.991	-	0	0,00%	-	12	0,02%

Como é possível verificar, o indicador Frequência das Interrupções – FI não ultrapassa o valor padrão. No que se refere à Duração das Interrupções - DI o padrão é ultrapassado, em 13 clientes, dos quais 11 na zona de qualidade de serviço A e 2 na B.

Os gráficos seguintes traduzem os indicadores FI e DI das instalações BT afectadas, por cada 100 instalações BT.



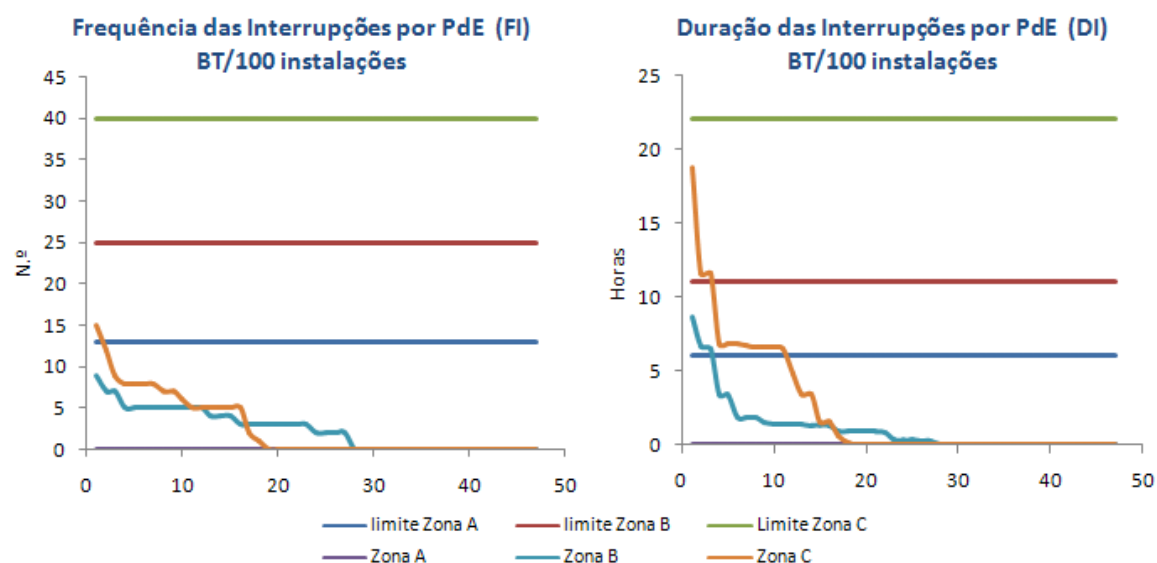
Ilha do Porto Santo

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

Indicadores Individuais - Estatística dos Pde superiores ao padrão								
Porto Santo	PdE afectados	PdE considerados	Padrão FI (nº)	Nº Pde > Padrão FI	Taxa de incumprimento	Padrão DI (h)	Nº Pde > Padrão DI	Taxa de incumprimento
Zona A	-	-	-	-	-	-	-	-
Zona B	2.697	2.820	25	0	0,00%	11	0	0,00%
Zona C	1.737	1.811	40	0	0,00%	22	0	0,00%
Total	4.434	4.631	-	0	0,00%	-	0	0,00%

Na ilha do porto Santo, os indicadores individuais não excederam os valores limite.

Os gráficos seguintes traduzem os indicadores FI e DI das instalações BT afectadas, por cada 100 instalações BT.



Como é possível constatar através dos gráficos, os valores registados não excederam os valores padrão, quer na frequência das interrupções, quer na duração, indicando um nível adequado de continuidade de serviço, ao nível da baixa tensão.

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 8 de Fevereiro de 2008

Interrupção da linha 30kV AMP-CTV, tendo sido identificado um corpo estranho (metálico) na linha, transportado, provavelmente, por ventos fortes que se faziam sentir nesse dia. Foram afectadas as subestações do Funchal, Virtudes e Amparo, além das linhas de 30kV VTS-AMP; VTS-STQ e VTS-CTV, a que correspondeu uma END de 8,3 MWh e um TIEPI de 4 minutos.

Incidente de 9 de Abril de 2008

Neste dia, verificaram-se condições atmosféricas adversas (vento forte), provocando 28 incidentes quer com origem na rede de transporte quer na rede de distribuição, sendo de destacar o incidente ocorrido às 21:44h, que afectou as subestações: Ponte vermelha, Serra de Água, São Vicente e Ponta Delgada. O TIEPI deste incidente foi de 2,9 minutos, enquanto a END atingiu 5,91 MWh.

Ilha do Porto Santo

Incidente de 1 de Novembro de 2008

Ocorrido pelas 7:41h, afectando as subestações CPS e VBL, devido à queda de um poste atingido por uma descarga atmosférica directa. Em consequência, a linha MT ficou danificada, tendo resultado uma END de 3,51 MWh e um TIEPI de 53,8 minutos.

Incidente de 30 de Dezembro de 2008

Este incidente teve origem no disparo da saída Represa da subestação da Calheta, devido a condições atmosféricas adversas, vento forte que impossibilitou a reposição de energia, tendo originado uma END de 1,44 MWh e um TIEPI de 23 minutos.

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 doze pontos de monitorização existentes, parametrizados de acordo com os limites estabelecidos pela norma NP EN 50 160, para as diferentes grandezas, tendo sido analisados os seguintes parâmetros:

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

No anexo V, apresentam-se os casos mais desfavoráveis verificados na qualidade da onda de tensão, indicando a pior semana não conforme, com excepção das cavas e sobretensões que correspondem a valores anuais.

5.2 Plano de Monitorização

O plano de monitorização elaborado e implementado pela EEM, em 2008, contemplou a realização de medições em 12 pontos fixos, com períodos de monitorização anual. No quadro seguinte, assinala-se a localização desses pontos, bem como o número de semanas com resultados válidos para cada uma das características medidas:

MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO EM 2008														
Instalação	Tensões Nominais [kV]	Tensão [kV]				Nº semanas monitorizadas/Nº semanas conformes								
		60	30	6,6	0,4	Tensão	Tremulação		Desequi	Harmónicos				Freq.
							Pst	Plt	librio	3º	5º	7º	THD	
Ilha da Madeira														
CE CTV	30 e 6,6		x			52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE CTA	60 e 30		x			52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE CNL	60 e 6,6	x				52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE PFE	60, 30 e 6,6		x			52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE ALE	60 e 6,6			x		52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE STA	30 e 6,6			x		52/52	52/52	52/51	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
SE SVC	30 e 6,6			x		52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
PT: F-SP-095	6,6 e 0,4				x	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47	47/47
PT: PM-PM-007	6,6 e 0,4				x	52/52	52/52	52/51	52/52	52/52	52/51	52/52	52/52	52/52
PT: MX-C-004	6,6 e 0,4				x	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
Ilha do Porto Santo														
SE VBL	30 e 6,6			x		52/52	52/52	52/51	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52
PT: PST-029	6,6 e 0,4				x	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52	52/52

A taxa de cumprimento do plano de monitorização para a ilha da Madeira foi de 99,4% e para a ilha do Porto Santo de 100%. Os casos de incumprimento do plano deveram-se à ocorrência de avaria num equipamento, mais especificamente nos módulos de

comunicação e alimentação, resultando numa indisponibilidade do mesmo, por ter sido retirado para reparação. Por este facto, o número de semanas do equipamento instalado no posto de transformação do Hospital Regional (F-SP-095) é inferior ao dos restantes pontos monitorizados.

5.3 Ilha da Madeira

5.3.1 Distorção Harmónica

De uma forma geral, os limites regulamentares referentes ao teor harmónico foram cumpridos, com excepção de um ponto de monitorização que registou, numa campanha semanal valores de 5ª harmónica superiores, no PT da Santa (feeder da SE RDJ).

Esta ocorrência está associada ao facto de nessa semana a alimentação da subestação da Ribeira da Janela ter sido realizada pela linha de recurso FDB-RDJ de 30 kV, a qual apresenta uma extensão considerável e de menor capacidade de transporte que a alimentação normal (SVC-RDJ a 30 kV), que se encontrava fora de serviço, por motivos de obras previstas na SE SVC.

Os resultados máximos verificados são indicados no quadro do anexo V.

5.3.2 Tremulação (Flicker)

Os limites regulamentares foram ultrapassados em três pontos de entrega, dois dos quais ao nível dos 6,6kV e um ao nível dos 230V, na ordem de 10 a 90% do valor limite de referência ($P_{st}=P_{lt}=1$).

Na subestação de Santana (SE STA), o P_{lt} foi ligeiramente ultrapassado, numa semana, devido à ocorrência de vários incidentes, decorrentes de condições atmosféricas adversas.

Ao nível de BT, foram ainda excedidos os limites regulamentares, durante uma semana, no posto de transformação Santa - Porto Moniz, possivelmente, também em consequência das condições atmosféricas adversas que ocorreram.

No caso da subestação da Vila Baleira (SE VBL), na ilha do Porto Santo, o limite de variação para o P_{lt} foi excedido, numa das medições semanais. Os valores de P_{lt} elevados estão relacionados com a ocorrência de um incidente e consequentes manobras nas proximidades dos pontos de medição. O incidente em causa, foi provocado por uma descarga atmosférica. Em termos anuais, o valor do P_{lt} apresenta um valor médio de 0,34.

5.3.3 Desequilíbrio de Fases

Nas medições efectuadas não se detectaram valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do valor limite (2%), quer na ilha da Madeira, quer na ilha do Porto Santo.

5.3.4 Valor Eficaz da Tensão

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

5.3.5 Frequência

Os desvios registados foram inferiores a 0,25% da frequência industrial nas ilhas da Madeira e do Porto Santo.

5.3.6 Cavas de tensão

Nos parágrafos seguintes apresenta-se a caracterização das cavas mais frequentes ocorridas em 2008, por nível de tensão, na ilha da Madeira:

60 kV:

- O número de cavas agregadas registadas na subestação do Caniçal foi de 65.
- 17% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 70%.
- 71% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.

30 kV:

- O número total de cavas registadas nos três equipamentos foi de 196.
- 23% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.
- 57% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

6,6 kV:

- Nos três equipamentos de monitorização deste nível de tensão, o número total de cavas agregadas registadas foi de 135.
- 23% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 50%.
- 47% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

BT: 230/400V:

- O número total de cavas agregadas registadas no conjunto dos três equipamentos, ao nível BT, foi de 218.
- 15% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.

- 56% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 60%.

A caracterização das cavas por nível de tensão, durante o ano 2008, na ilha do Porto Santo, pode caracterizar-se da seguinte forma:

6,6 kV:

- No equipamento de monitorização instalado na subestação da Vila Baleira o número total de cavas agregadas registadas foi de 80.
- 45% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 30%.
- 31% 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 34.
- 18% das cavas apresentam uma duração inferior a 100 milissegundos e um afundamento inferior a 20%.
- 50% das cavas apresentam uma duração entre 100 e 500 milissegundos e um afundamento inferior a 40%.

5.3.7 Sobretensões

Durante o ano 2008 registaram-se sobretensões ao nível dos 6,6 kV e BT. De seguida são descritas as sobretensões registadas na ilha da Madeira:

6,6 kV:

- A este nível de tensão, foram registadas cerca de 60 eventos na totalidade dos 3 equipamentos.
- 7% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%.
- 73% 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, apenas foram registadas 19 sobretensões no PT Santa.
- 53% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%.
- 47% das sobretensões registadas apresentam uma duração superior a 60 segundos e um pico inferior a 20%.

Na ilha do Porto Santo registaram-se 16 eventos nos dois níveis de tensão monitorizados.

Foram verificadas 7 sobretensões ao nível dos 6,6 kV e 9 ao nível da baixa tensão:

- 6% das sobretensões registadas apresentam uma duração inferior a 1 segundo e um pico inferior a 20%.
- 94% das sobretensões registadas apresentam uma duração entre a 1 e 60 segundos e um pico inferior a 40%.

5.3.8 Conclusão

Considerando as elevadas taxas de realização do plano de monitorização e ainda o facto de terem sido seleccionadas as instalações mais sujeitas a eventuais perturbações, podemos concluir que:

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

Nessa medida, 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.

6 QUALIDADE COMERCIAL

6.1 Introdução

Tendo em vista dar resposta às exigências do RQS, bem como, alcançar uma melhoria contínua dos processos comerciais, a EEM tem vindo a desenvolver, de forma intensiva, alterações ao nível dos processos, plataformas tecnológicas e afectação/formação de recursos humanos, nomeadamente:

- Nos processos – introduziram-se alterações de forma a controlar mais eficientemente os tempos de resposta aos pedidos dos clientes;
- Nas plataformas Tecnológicas - desenvolveram-se projectos estruturantes no sistema comercial, Call Center e SGI. Adicionalmente, preparamos a implementação do *WFM – Work force Management*;
- Nos recursos humanos - realizaram-se acções de formação direccionadas aos novos processos/ferramentas implementados.

6.2 Inquérito de Satisfação dos Clientes

No ano de 2008, à semelhança do ano anterior, a EEM realizou um inquérito nas lojas de atendimento comercial, tendo em vista avaliar o grau de satisfação dos seus clientes. O inquérito realizado foi suportado por um formulário disponibilizado a todos os visitantes, que após o seu preenchimento, tinham ao dispor uma caixa para a recolha dos respectivos contributos, de forma a garantir a confidencialidade dos dados. Ao inquérito responderam trezentos e noventa (390) clientes.

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. As tabelas seguintes apresentam, de forma resumida, os resultados do questionário.

Qualidade de Atendimento					
Lojas	Apresentação Funcionários	Simpatia e Cortesia	Tempo de Espera	Rapidez no atendimento	Desempenho Global
Calheta	4	4	3	4	4
Camacha	4	4	3	4	4
Câmara de Lobos	4	4	4	4	4
Canico	4	4	4	4	4
Estreito de Câmara de Lobos	4	4	4	4	4
Funchal	4	5	4	4	4
Machico	4	4	3	4	4
Nazaré	4	4	4	4	4
Ponta do Sol	4	4	4	4	4
Porto Moniz	4	4	4	4	4
Porto Santo	4	4	3	4	4
Ribeira Brava	4	4	4	4	3
Santa Cruz	4	4	4	4	4
Santana	4	4	4	4	4
São Vicente	4	4	4	4	4
Média	4	4	4	4	4

Qualidade das Instalações				
Lojas	Aspecto Visual	Condições de Acesso	Funcionalidade das Instalações	Higiene
Calheta	3	3	2	4
Camacha	4	4	4	4
Câmara de Lobos	4	4	4	4
Canico	4	4	4	4
Estreito de Câmara de Lobos	4	4	4	4
Funchal	4	4	4	4
Machico	4	4	4	4
Nazaré	4	4	4	4
Ponta do Sol	3	3	4	3
Porto Moniz	4	3	4	4
Porto Santo	4	4	4	4
Ribeira Brava	4	4	4	4
Santa Cruz	4	4	4	4
Santana	3	3	3	3
São Vicente	4	4	4	4
Média	4	4	4	4

Facilidade de Leitura das Facturas e dos Recibos		
Lojas	Factura	Recibo
Calheta	4	4
Camacha	4	4
Câmara de Lobos	3	3
Canico	4	4
Estreito de Câmara de Lobos	3	3
Funchal	4	4
Machico	4	4
Nazaré	2	2
Ponta do Sol	4	4
Porto Moniz	4	4
Porto Santo	3	3
Ribeira Brava	4	4
Santa Cruz	4	4
Santana	3	3
São Vicente	4	4
Média	4	4

Estes resultados da avaliação dos clientes (entre 2 e 4) indicam que é necessário realizar melhorias contínuas ao nível da formação dos colaboradores, das instalações de atendimento e, também, da comunicação ao cliente, nomeadamente, informação explicativa das facturas/recibos de electricidade, no sentido de facilitar a sua leitura e compreensão por parte dos clientes.

6.3 Indicadores Gerais de Avaliação e Satisfação dos Clientes

Os indicadores gerais de avaliação que a EEM conseguiu dispor, face às condicionantes anteriormente apresentadas, são os que se seguem:

6.3.1 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 2008, ascendeu a 4.290 unidades, sendo 3.997 concretizadas dentro do padrão estabelecido no RQS de 4 dias (90%), conforme pode ser verificado no quadro que segue.

Ligações em Baixa Tensão	
Nº Ligações < 4 dias	3.997
Nº Ligações > 4 dias	293
Total de ligações	4.290
% Ligações < 4 dias	93%
% Ligações > 4 dias	7%

6.3.2 Tempos de Atendimento Presencial

Com base na informação dos sistemas de atendimento disponíveis na Sede da EEM, Loja do Cidadão e Loja de Machico, foram apurados os seguintes indicadores para o ano 2008:

Atendimento Presencial			
Local	Sede	Machico	Loja Cidadão
Nº Atendimentos < 20 m	118.300	36.713	111.529
Nº Atendimentos > 20 m	5.915	2.449	11.757
Total de Atendimentos	124.215	39.162	123.286
% Atendimentos < 20 m	95%	94%	90%
% Atendimentos > 20 m	5%	6%	10%

Do quadro podemos inferir que os tempos de atendimento encontram-se dentro dos padrões constantes no RQS (90%), apesar da quebra verificada na Loja do Cidadão, a qual ficou a dever-se, essencialmente, a alterações introduzidas no sistema informático, no segundo semestre.

6.3.3 Atendimento Telefónico

Os indicadores disponíveis do atendimento telefónico dizem respeito à Comunicação de Leituras, Facturação e Piquete de Avarias.

Importa salientar, que o atendimento telefónico foi feito com um número limitado de meios (humanos e tecnológicos), através de alguns números verdes, razão pela qual os indicadores seguidamente apresentados ficam aquém dos níveis adequados.

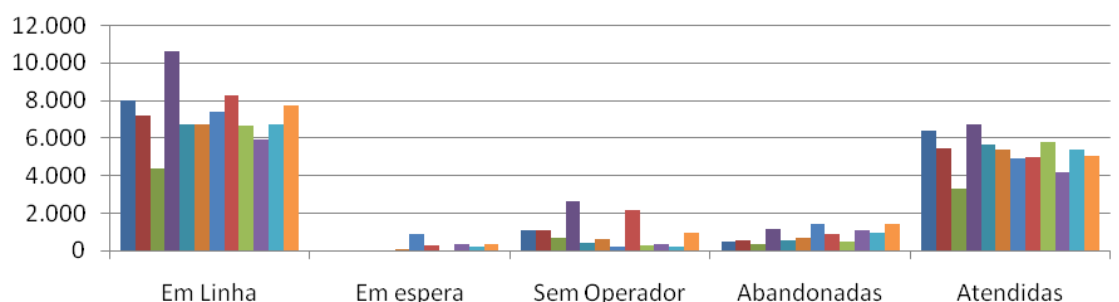
No ano de 2008, previa-se a entrada em produtivo de um sistema integrado de Call Center que, por motivos técnicos, veio a ocorrer apenas em Abril de 2009.

Facturação e Comunicações de Leitura e Piquete

Mês	Em Linha	Em espera	Sem Operador	Abandonadas	Atendidas	Capacidade de Resposta*
Janeiro	8.017	35	1.074	493	6.415	85%
Fevereiro	7.154	27	1.119	577	5.431	85%
Março	4.388	18	702	346	3.322	83%
Abril	10.577	42	2.642	1.168	6.725	73%
Maio	6.748	37	425	603	5.683	83%
Junho	6.678	91	610	644	5.333	84%
Julho	7.356	863	207	1.417	4.869	66%
Agosto	8.271	237	2.155	896	4.983	74%
Setembro	6.680	40	311	537	5.792	88%
Outubro	5.928	362	358	1.077	4.131	70%
Novembro	6.703	205	193	959	5.346	80%
Dezembro	7.733	341	929	1.429	5.034	69%
TOTAL	86.233	2.298	10.725	10.146	63.064	78%

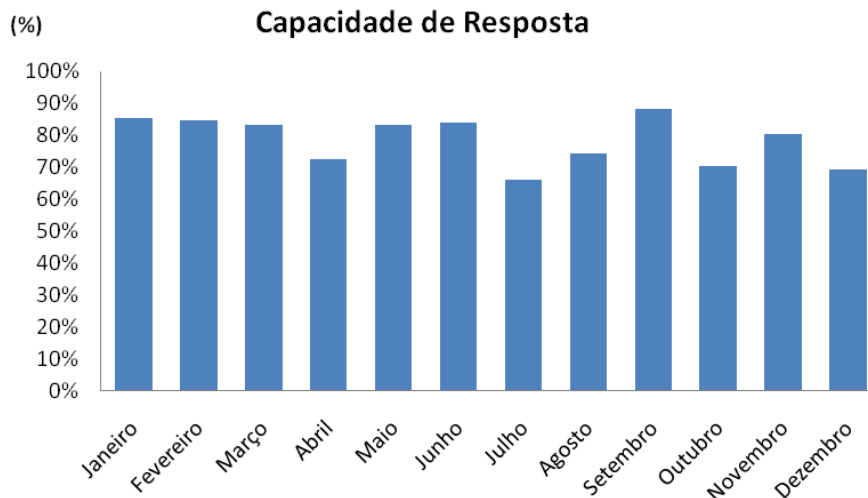
*-Porcentagem de atendimentos, com tempos de espera até sessenta segundos, no atendimento telefónico centralizado

Facturação e Comunicações de Leitura e Piquete



■ Janeiro ■ Fevereiro ■ Março ■ Abril ■ Maio ■ Junho ■ Julho ■ Agosto ■ Setembro ■ Outubro ■ Novembro ■ Dezembro

Capacidade de Resposta



Dos quadros anteriormente apresentados, regista-se que o nível de serviço está abaixo, em alguns meses, do padrão definido no RQS, embora com melhoria, em relação ao ano anterior. Com a implementação do Call Center em 2009, espera-se poder responder, de forma cabal, ao previsto no RQS.

6.3.4 Reclamações de Clientes

As reclamações de clientes recebidas, em 2008, através do sítio da internet da EEM e do Serviço de Inspeção e Montagem de Equipamentos (SIAM) estão devidamente registadas em suporte digital com indicação dos tempos de resposta. Os restantes canais apenas apresentam registo a partir do último trimestre de 2008.

Nos quadros seguintes, são apresentadas as reclamações do SIAM e do portal, com os respectivos tempos de resposta.

Reclamações - SIAM					
	I - Trimestre	II - Trimestre	III - Trimestre	IV - Trimestre	Total
Nº Reclamações < 15 dias	69	63	59	63	254
Nº Reclamações > 15 dias	3	1	1		5
Total	72	64	60	63	259
% Reclamações < 15 dias	96%	98%	98%	100%	98%
% Reclamações > 15 dias	4%	2%	2%	0%	2%

Reclamações - Internet					
	I - Trimestre	II - Trimestre	III - Trimestre	IV - Trimestre	Total
Nº Reclamações < 15 dias	4	3	11	9	27
Nº Reclamações > 15 dias	0	0	0	1	1
Total	4	3	11	10	28
% Reclamações < 15 dias	100%	100%	100%	90%	96%
% Reclamações > 15 dias	0%	0%	0%	10%	4%

No quadro que segue, é apresentado o indicador para as reclamações que deram entrada na EEM, no IV trimestre, após a implementação do novo processo de registo de reclamações. Como se pode verificar no quadro seguinte, a percentagem de reclamações com tratamento até 15 dias, ascendeu a 94%, valor muito próximo ao de referência do RQS, sendo expectável que no futuro a qualidade deste indicador melhore.

Reclamações - IV Trimestre	
Nº Reclamações < 15 dias	822
Nº Reclamações > 15 dias	51
Total de Reclamações	873
% Reclamações < 15 dias	94%
% Reclamações > 15 dias	6%

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	0	0	0	1	1
Facturação	10	7	21	46	84
Cobrança	2	2	0	8	12
Equipamentos de contagem	73	100	99	45	317
Danos Causados	72	64	60	63	259
Redes	100	91	66	47	304
Características técnicas	11	6	7	14	38
Leitura	4	1	21	32	58
Outros	455	266	239	617	1.577
Total	727	537	513	873	2.650

6.3.5 Pedidos de Informação

Conforme referido no ponto anterior, os pedidos de informação na EEM têm origem em vários canais, tendo havido registo anual dos tempos de resposta para os recebidos pela internet e registo, no último trimestre de 2008, nos restantes canais.

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

Pedidos de Informação - Global					
	I - Trimestre	II - Trimestre	III - Trimestre	IV - Trimestre	Total
Esclarecimento de questões técnicas	79	98	44	95	316
Esclarecimentos sobre leituras	224	218	204	648	1.294
Estabelecimento de ligação/contrato	0	5	0	2	7
Esclarecimento sobre tarifas e preços	638	758	640	189	2.225
Esclarecimento de questões contratuais	39	39	51	59	188
Esclarecimento sobre facturação/cobrança	107	137	108	385	737
Interrupção de fornecimento	19	26	15	6	66
Outros	89	177	171	328	765
Total	1.195	1.458	1.233	1.712	5.598

No quadro seguinte apresentamos o indicador para os pedidos de informação respondidos no IV trimestre, excluindo o canal da internet. A percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias, ascendeu a 97%, valor este superior ao padrão do RQS.

Pedidos de Informação - IV Trimestre	
Nº Pedidos de informação < 15 dias	506
Nº Pedidos de informação > 15 dias	18
Total de Pedidos de informação	524
% Pedidos de informação < 15 dias	97%
% Pedidos de informação > 15 dias	3%

O quadro seguinte apresenta o indicador para os pedidos de informação respondidos através do canal da internet. A percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias, ascendeu a 98%.

Pedidos de Informação - Internet					
	I - Trimestre	II - Trimestre	III - Trimestre	IV - Trimestre	Total
Nº Pedidos de informação < 15 dias	50	74	80	61	265
Nº Pedidos de informação > 15 dias	2	1	0	3	6
Total	52	75	80	64	271
% Pedidos de informação < 15 dias	96%	99%	100%	95%	98%
% Pedidos de informação > 15 dias	4%	1%	0%	5%	2%

6.3.6 Leitura de contadores

A taxa de realização de pelo menos uma leitura anual dos contadores de baixa tensão, atingiu cerca de 97,1%, ficando ligeiramente abaixo do indicador previsto no RQS (98%). Este valor deve-se à existência de um número considerável de habitações sem utilização permanente (habitações de emigrantes e segundas habitações de residentes). No sentido de melhorar este indicador, a EEM tem desenvolvido um conjunto de iniciativas de âmbito comercial, nomeadamente no *outbond* telefónico, mailling e desenvolvimento de mecanismos facilitadores (IVR e Portal).

6.4 Qualidade Individual

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

6.4.1 Visitas às instalações dos clientes

O número total de visitas às instalações de clientes foi de 15.904, sendo que 15.468 foram realizadas com tempos inferiores a 3 horas, entre a hora combinada inicialmente e a hora de chegada. As restantes 436 marcações foram reprogramadas de acordo com os clientes e cumpridas dentro dos padrões estabelecidos. É de referir, que a EEM implementou no início de 2009 um novo procedimento de agendamento, que passa a ser executado no momento da contratação.

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

A EEM procedeu a 1.718 assistências, resultantes de avarias na alimentação individual de clientes de baixa tensão, das quais 1.649 na ilha da Madeira e 69 na ilha do Porto Santo.

Zona	Nº de intervenções	Duração média de resposta (horas)	Duração máxima de resposta (horas)	
			Padrão	Verificado
Ilha da Madeira				
A	466	0,38	4	7,75
B	232	0,58	4	12,50
C	951	0,54	5	4,25
Ilha do Porto Santo				
B	39	0,58	4	2,00
C	30	0,46	5	2,00

A duração máxima de resposta aos pedidos de assistência técnica, em baixa tensão, foi excedida em 3 clientes, mais concretamente um em cada zona de qualidade de serviço,

na ilha da Madeira, beneficiando de medidas compensatórias previstas nos termos do nº 3 do artigo 60º do RQS.

6.4.3 Retoma de fornecimento por facto imputável ao cliente

A EEM procedeu a 2.415 retomas de fornecimento de energia dentro dos prazos regulamentados.

6.4.4 Tratamento de reclamações relativas a facturação e cobrança

Foram recebidas e tratadas 86 reclamações relativas a facturação e cobrança, das quais 3 não foram respondidas dentro dos prazos estabelecidos no RQS.

6.4.5 Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão

A EEM procedeu ao registo de 6 reclamações deste tipo, tendo realizado a visita aos respectivos clientes, dentro de prazo estabelecido.

6.4.6 Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem

Em 2008, foram registadas e tratadas 28 reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem, todas dentro do prazo máximo de 15 dias úteis.

7 COMPENSAÇÕES

No que se refere à continuidade de serviço, verificaram-se 15 incumprimentos, nomeadamente: 2 clientes MT, um na zona A e outro na zona C; 2 clientes BT da zona B e 11 clientes na zona A de qualidade de serviço.

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

Compensações por incumprimento dos Padrões Individuais de Continuidade de Serviço - 2008

Indicadores	Nível de Tensão	Número de clientes em que foram ultrapassados os padrões	Valor a Compensar (€)	Valor a transferir para fundo de investimento (€)
Interrupções por ano [nº]	MT	-	-	-
	BT	-	-	-
	Total	-	-	-
Duração total das interrupções [horas/ano]	MT	2	602,04	-
	BT	12	30,17	8,47
	Total	14	632,22	-

Total	-	14	632,22	8,47
-------	---	----	--------	------

O valor das compensações atingiu 632,22 €, sendo significativamente influenciado pela duração das interrupções que afectaram um cliente MT da ilha do Porto Santo, onde a compensação ascendeu a 602,04 €. No apuramento das compensações, verificou-se que algumas eram de valor inferior a 2,50 € por cliente. O montante global destes casos ascendeu a 8,47 €, sendo esse valor transferido para um fundo de investimento para reforço dos investimentos de melhoria de qualidade de serviço nas zonas mais afectadas.

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

Compensações por incumprimento dos Padrões Individuais de serviço comercial - 2008 (n.º 6 do art. 47º)

Nível de Tensão	Número de clientes em que foram ultrapassados os padrões	Valor a Compensar (€)
MT	0	0,00
BT (≤20,70)	3	45,00
BT (>20,70)	0	0,00
Total	3	45,00

Total	3	45,00
-------	---	-------

Os incumprimentos verificados dizem respeito a clientes com potência contratada não superior a 20,7 kVA, que ficam sujeitas a compensação, nos termos da alínea a), do n.º 6, do artigo 47º, do RQS.

8 PRINCIPAIS ACÇÕES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A caracterização da qualidade de serviço apresentada neste documento referente ao ano 2008, constitui a aproximação possível com os recursos disponíveis.

Ao nível da caracterização da qualidade de serviço técnica e comercial é imprescindível a conclusão dos sistemas de informação actualmente em curso, a conclusão da inventariação de toda a rede eléctrica e a adequação dos vários processos internos que interferem de algum modo com caracterização da qualidade de serviço.

Nos sistemas de informação são de destacar a instalação do SGI (Sistema de Gestão de Indisponibilidades), 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.

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 e o novo SGI, o qual permitirá um diagnóstico mais rápido da causa das interrupções e respectiva localização, bem como a optimização da gestão dos recursos humanos do Piquete.

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

Legenda - Rede de Transporte

ML	Mudança de tipo de condutor
Der	Derivações na rede de Transporte
SE	Subestação Eléctrica
CE	Central Eléctrica
PS	Posto de Seccionamento
PC	Posto de Corte

Nós a 60 kV - Ilha da Madeira

Instalação		Código
Tipo	Nome	
SE	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
CE	C. Térmica do Canical	CTC
CE	Central dos Socorridos	SCR
Der	LN VTO/ALE/PFE	DerALE

Nós a 30 kV - Ilha do Porto Santo

Instalação		Código
Tipo	Nome	
SE CE	Central Térmica	CNP
SE	Vila Baleira	VBA
SE	Calheta	CPS

Nós a 30 kV - Ilha da Madeira

Instalação		Código
Tipo	Nome	
SE	Funchal	FCH
SE	Amparo	AMP
SE	Vitória	CTV
CE	Vitória	VIT
SE	Santa Quitéria	STQ
SE	Virtudes	VTS
SE	Ponte Vermelha	PVM
SE	Lombo do Meio	LDM
SE CE	Central da Calheta	CAV
SE	Calheta	CTS
SE CE	Ribeira da Janela	RDJ
SE CE	Serra d'Água	SDA
SE	Lombo do Faial	LDF
SE	Santana	STA
SE	Machico	MCH
SE	Canico	CAN
SE	Livramento	LIV
SE	Palheiro Ferreiro	PFE
SE	S. Vicente	SVC
SE	Prazeres	PRZ
SE	Cabo Girão	CGR
SE	Santo da Serra	SSR
SE	Ponta Delgada	PDG
SE	São João	SJO
PC	Aeroporto	AEP
PC CE	Meia Serra	MSR
PC	Bica da Cana	BDC
PS	Fonte do Bispo	FDB
PS	Seixal	SXA
PC	Loiral (2009)	LRL
PC	Pedras (2009)	PDR
CE	Fajã da Nogueira	FDN
CE	Fajã dos padres	FDP
CE	Calheta de Inverno	CTI
Der	LN CAN/AEP/MCH	DerAEP
Der	LN CTS/FDB/PRZ	DerPRZ

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, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção uma cava de tensão dura de 10ms a 1 min.

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

Cliente – pessoa singular ou 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 defasagens 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 (Tc_{pm}) – determinada pela soma do índice de realização do plano de monitorização das estações móveis (I_{rpm_m}) e do índice do plano de monitorização das estações fixas (I_{rpm_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 (U_n) – 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

Origem das Interrupções	Tipo de Interrupções	Causas das Interrupções		Descrição
Produção interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem em centros produtores	Acidentais (imprevistas) - interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica provocada por (defeitos eléctricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências	Fortuitas ou Força Maior (FFM)_RQS		Greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfetoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.
		Razões de Segurança (RSE)_RRC		Desastres de cargas, automáticos ou manuais, efectuados para garantir a segurança ou estabilidade do sistema eléctrico.
		Facto Imputável ao Cliente (FIC)_RRC		Não pagamento, no prazo estipulado, dos montantes devidos.
Falta de prestação ou de actualização da caução quando exigida.				
Cedência de energia eléctrica a terceiros, quando não autorizada.				
Impossibilidade de acordar data para recolha de indicações dos equipamentos de medição.				
Impedimento do acesso aos equipamentos de medição ou controlo.				
Falta de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica nos casos de transmissão da instalação de utilização de energia eléctrica.				
Próprias		A instalação abastecida seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores da rede.		
		Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade competente.		
		Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas à instalações eléctricas, no que respeita a segurança de pessoas e bens.		
		Impedimento de instalação de equipamento de controlo e potência.		
		Interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, designadamente, descargas atmosféricas indirectas, chuva, inundação, neve gelo granizo, nevoeiro, vento ou poluição.		
		Ambientais (AMB)	Interrupções provocadas por animais, arvoredos, movimentos de terras ou interferências de corpos estranhos.	
		Protecções/Automatismos (P/A)	Interrupções provocadas por falhas do sistema de protecções ou dos autómatos.	
		Material/Equipamento (M/E)	Interrupções devidas a falhas de equipamentos.	
		Humanas (HUM)	Interrupções devidas a erros humanos que possam ocorrer durante trabalhos de conservação, montagem e ensaio ou na realização de manobras.	
		Técnicas (TEC)	Interrupções devidas a erros de projecto ou de montagem ou uso inadequado de materiais ou equipamentos.	
Distribuição interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem nas redes de distribuição		Manutenção (MAN)	Interrupções devidas a actividades de manutenção (ex falta de manutenção).	
		Trabalhos Inadiáveis (TI)	Interrupções provocadas por Razões de Serviço sem cumprimento do disposto no RRC	
		Entidades Exteriores (EEX)	Interrupções provocadas pelas entidades fisicamente ligadas ao SEPM (Produtores independentes)	
		Desconhecidas (DES)	Quando não se conhece a causa.	
		Acordo com o Cliente (ACC)_RRC		Quando é estabelecida a ocasião da interrupção de acordo com o(s) cliente(s) a afectar.
		Razões de Serviço (RSV)_RRC		Necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.
		Razões de Interesse Público (RIP)_RRC		Planos de Emergência Energética.
		Previstas (programadas)		interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Anexo III Continuidade de Serviço na Rede de Transporte

Pontos de entrega da Rede de Transporte do SEPM 2008				
Nº	Código	Ponto de Entrega	Tipo	Tensão (kV)
Ilha da Madeira				
1	AEP030 BUS	Aeroporto	Cliente	30
2	ALE6.6 BUS	Alegria	EEM	6,6
3	AMP6.6 BUS1	Amparo 1	EEM	6,6
4	AMP6.6 BUS2	Amparo 2	EEM	6,6
5	CAN6.6 BUS	Canico 1	EEM	6,6
6	CAN6.6 BUS2	Canico 2	EEM	6,6
7	CAV030BUS1S	Central Calheta	EEM	30
8	CAV6.6 BUSSE	Central Calheta	EEM	6,6
9	CGR6.6BUS	Cabo Girão	EEM	6,6
10	CNL6.6 BUS1	Canical 1	EEM	6,6
11	CNL6.6 BUS2	Canical 2	EEM	6,6
12	CTS6.6 BUS	Calheta 30 kV	EEM	6,6
13	FCH6.6 BUS1	Funchal 1	EEM	6,6
14	FCH6.6 BUS2	Funchal 2	EEM	6,6
15	FCH6.6 BUS3	Funchal 3	EEM	30
16	LDF6.6 BUS	Lombo do Faial	EEM	6,6
17	LDM6.6 BUS	Lombo do Meio	EEM	6,6
18	LDV030 BUS	Lombo da Velha	EEM	30
19	LIV6.6 BUS1	Livramento	EEM	6,6
20	LIV6.6 BUS2	Livramento	EEM	6,6
21	MCH6.6 BUS1	Machico 1	EEM	6,6
22	MCH6.6 BUS2	Machico 2	EEM	6,6
23	MSR030 BUS1	Meia Serra 1	Cliente	6,6
24	MSR030 BUS2	Meia Serra 2	Cliente	30
25	PDG6.6 BUS1	Ponta Delgada	EEM	30
26	PFE6.6 BUS1	Palheiro Ferreiro 1	EEM	6,6
27	PFE6.6 BUS2	Palheiro Ferreiro 2	EEM	6,6
28	PRZ6.6 BUS1	Prazeres 1	EEM	6,6
29	PRZ6.6 BUS2	Prazeres 2	EEM	6,6
30	PT1030 DBUS	PT Eira da Achada (Linha Seixal - Ribeira da Janela)	EEM	30
31	PT2030 DBUS	Chão da Ribeira	EEM	30
32	PT4030 DBUS	Meia Léguas (Linha Ponte Vermelha - Serra D'Água)	EEM	30
33	PT7030 DBUS	CªCarga Lamaceiros e Casa Elias (L. Rib. da Janela - Fonte do Bispo)	EEM	30
34	PT8030 DBUS	Canico - Machico	EEM	30
35	PT9030 DBUS	Fajã da Nogueira - Lombo do Faial	EEM	30
36	PTA030 DBUS	PT's Aéreos Linha Machico - Canico	EEM	30
37	PTB030 DBUS	PT's Aéreos Linha Fajã da Nogueira - Lombo do Faial	EEM	30
38	PTD030 DBUS	Sodiprave (Linha Santo da Serra - Lombo do Faial)	EEM	30
39	PVM6.6 BUS	Ponte Vermelha	EEM	6,6
40	RDJ6.6 BUS	Ribeira da Janela	EEM	6,6
41	SJO6.6BUS1	São João 1	EEM	6,6
42	SJO6.6BUS2	São João 2	EEM	6,6
43	SDA6.6 BUS	Serra d'Água	EEM	6,6
44	SSR6.6 BUS	Santo da Serra	EEM	6,6
45	STA6.6 BUS	Santana	EEM	6,6
46	STQ6.6 BUS	Santa Quitéria	EEM	6,6
47	SVC6.6 BUS	São Vicente	EEM	6,6
48	VIT6.6 BUS1	Vitória 1	EEM	6,6
49	VIT6.6 BUS2	Vitória 2	EEM	6,6
50	VIV6.6 BUS1	Viveiros 1	EEM	6,6
51	VIV6.6 BUS2	Viveiros 2	EEM	6,6
52	VTS6.6 BUS1	Virtudes 1	EEM	6,6
53	VTS6.6 BUS2	Virtudes 2	EEM	6,6
Ilha do Porto Santo				
54	CPS6.6 BUS	Calheta (Porto Santo)	EEM	6,6
55	CNP6.6 BUS	Central Nova (Porto Santo)	EEM	6,6
56	VBL6.6 BUS1	Vila Baleira (Porto Santo) 1	EEM	6,6
57	VBL6.6 BUS2	Vila Baleira (Porto Santo) 2	EEM	6,6

RAM - Indicadores Individuais 2008 (totalidade das interrupções longas)

Ponto de Entrega	Acidentais						Previstas							
	Produção		Transporte		Distribuição		Produção			Transporte		Distribuição		
	FI	DI	FI	DI	FI	DI	FI	DI	ENF	FI	DI	FI	DI	
Ilha da Madeira														
AEP030 BUS	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
ALE6.6 BUS	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
AMP6.6 BUS1	0	0,0	1	9,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
AMP6.6 BUS2	0	0,0	1	10,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CAN6.6 BUS	0	0,0	1	10,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CAN6.6 BUS2	0	0,0	2	13,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CAV030BUS1S	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CAV6.6 BUSSE	0	0,0	3	20,0	3	31,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CGR6.6BUS	0	0,0	3	43,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CNL6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CNL6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
CTS6.6 BUS	0	0,0	5	34,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
FCH6.6 BUS1	0	0,0	2	15,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
FCH6.6 BUS2	0	0,0	2	17,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
FCH6.6 BUS3	0	0,0	2	22,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
LDF6.6 BUS	0	0,0	5	139,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
LDM6.6 BUS	0	0,0	2	27,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
LDV030 BUS	0	0,0	5	60,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
LIV6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
LIV6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
MCH6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
MCH6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
MSR030 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
MSR030 BUS2	0	0,0	2	76,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PDG6.6 BUS1	0	0,0	14	258,0	0	0,0	0	0,0	0,0	3	454,0	0	0,0	
PFE6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	1	112,0	0	0,0	
PFE6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	1	113,0	0	0,0	
PRZ6.6 BUS1	0	0,0	6	83,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PRZ6.6 BUS2	0	0,0	6	83,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PT1030 DBUS	0	0,0	20	750,0	1	45,0	0	0,0	0,0	11	565,0	3	238,0	
PT2030 DBUS	0	0,0	20	673,0	1	45,0	0	0,0	0,0	9	591,0	2	117,0	
PT4030 DBUS	0	0,0	6	223,0	0	0,0	0	0,0	0,0	2	36,0	0	0,0	
PT7030 DBUS	0	0,0	10	229,0	0	0,0	0	0,0	0,0	5	260,0	0	0,0	
PT8030 DBUS	0	0,0	1	13,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PT9030 DBUS	0	0,0	4	77,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PTA030 DBUS	0	0,0	1	144,0	1	67,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PTB030 DBUS	0	0,0	4	52,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
PTD030 DBUS	0	0,0	3	44,0	0	0,0	0	0,0	0,0	2	62,0	0	0,0	
PVM6.6 BUS	1	5,0	8	58,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
RDJ6.6 BUS	0	0,0	13	249,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
SJO6.6BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
SJO6.6BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
SDA6.6 BUS	0	0,0	13	148,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
SSR6.6 BUS	0	0,0	3	55,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
STA6.6 BUS	0	0,0	3	74,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
STQ6.6 BUS	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
SVC6.6 BUS	0	0,0	12	154,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VIT6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VIT6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VIV6.6 BUS1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VIV6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VTS6.6 BUS1	0	0,0	1	13,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
VTS6.6 BUS2	0	0,0	1	20,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	
Ilha do Porto Santo														
CPS6.6 BUS	1	31,0	4	84,0	1	7,0	2	31,0	0,6	0	0,0	0	0,0	
CNP6.6 BUS	1	5,0	2	28,0	0	0,0	1	6,0	0,2	1	90,0	0	0,0	
VBL6.6 BUS1	1	13,0	2	44,0	2	69,0	2	13,0	0,4	0	0,0	0	0,0	
VBL6.6 BUS2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	

Anexo IV Continuidade de Serviço da Rede de Distribuição

(considerando a totalidade das interrupções longas)

Ilha da Madeira**1º Trimestre**

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	7,72	1,20	0,00	0,00	0,00	8,92
	TIEPI (min)	0,00	3,68	0,65	0,00	0,00	0,00	4,32
	SAIFI (nº)	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18
	SAIDI (min)	0,00	2,50	0,43	0,00	0,00	0,00	2,94
B	END (MWh)	0,02	1,23	0,97	0,00	0,00	0,12	2,34
	TIEPI (min)	0,01	0,59	0,50	0,00	0,00	0,06	1,16
	SAIFI (nº)	0,00	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,08
	SAIDI (min)	0,01	0,56	0,43	0,00	0,00	0,08	1,09
C	END (MWh)	0,03	3,98	8,26	0,00	0,68	6,56	19,52
	TIEPI (min)	0,02	2,00	4,65	0,00	0,34	3,38	10,39
	SAIFI (nº)	0,00	0,28	0,12	0,00	0,00	0,08	0,49
	SAIDI (min)	0,01	3,29	6,19	0,00	0,49	5,81	15,79
Total	END (MWh)	0,06	12,93	10,43	0,00	0,68	6,68	30,78
	TIEPI (min)	0,03	6,26	5,80	0,00	0,34	3,44	15,88
	SAIFI (nº)	0,01	0,51	0,14	0,00	0,00	0,08	0,74
	SAIDI (min)	0,02	6,36	7,05	0,00	0,49	5,90	19,82

2º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,06	0,09	0,84	0,00	0,00	0,00	0,9932
	TIEPI (min)	0,04	0,06	0,53	0,00	0,00	0,00	0,6323
	SAIFI (nº)	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,0208
	SAIDI (min)	0,03	0,04	0,57	0,00	0,00	0,00	0,6396
B	END (MWh)	0,19	2,66	3,21	0,00	0,00	1,10	7,1579
	TIEPI (min)	0,13	1,46	1,79	0,00	0,00	0,52	3,8997
	SAIFI (nº)	0,02	0,11	0,03	0,00	0,00	0,01	0,1660
	SAIDI (min)	0,11	1,37	1,51	0,00	0,00	0,42	3,4166
C	END (MWh)	0,41	17,21	17,05	0,00	0,83	8,17	43,6658
	TIEPI (min)	0,27	10,36	9,72	0,00	0,45	4,53	25,3331
	SAIFI (nº)	0,06	0,82	0,25	0,00	0,02	0,10	1,2371
	SAIDI (min)	0,37	16,39	14,85	0,00	0,68	6,25	38,5341
Total	END (MWh)	0,66	19,96	21,10	0,00	0,83	9,27	51,8169
	TIEPI (min)	0,44	11,88	12,04	0,00	0,45	5,05	29,8650
	SAIFI (nº)	0,08	0,94	0,28	0,00	0,02	0,10	1,4239
	SAIDI (min)	0,51	17,81	16,93	0,00	0,68	6,67	42,5903

3º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	2,06	1,36	0,00	0,00	0,00	3,42
	TIEPI (min)	0,00	0,91	0,62	0,00	0,00	0,00	1,53
	SAIFI (nº)	0,00	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,08
	SAIDI (min)	0,00	0,61	0,37	0,00	0,00	0,00	0,98
B	END (MWh)	0,00	1,15	1,98	0,00	0,00	0,00	3,13
	TIEPI (min)	0,00	0,57	0,94	0,00	0,00	0,00	1,50
	SAIFI (nº)	0,00	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00	0,09
	SAIDI (min)	0,00	0,53	1,04	0,00	0,00	0,00	1,57
C	END (MWh)	0,00	13,11	14,01	0,00	0,73	10,48	38,32
	TIEPI (min)	0,00	7,05	7,34	0,00	0,34	5,05	19,77
	SAIFI (nº)	0,00	0,95	0,14	0,00	0,02	0,08	1,18
	SAIDI (min)	0,00	11,08	9,27	0,00	0,71	6,68	27,74
Total	END (MWh)	0,00	16,32	17,35	0,00	0,73	10,48	44,87
	TIEPI (min)	0,00	8,53	8,89	0,00	0,34	5,05	22,81
	SAIFI (nº)	0,00	1,09	0,17	0,00	0,02	0,08	1,35
	SAIDI (min)	0,00	12,21	10,67	0,00	0,71	6,68	30,28

4º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	0,03	0,59	0,00	0,00	0,00	0,61
	TIEPI (min)	0,00	0,01	0,28	0,00	0,00	0,00	0,29
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
	SAIDI (min)	0,00	0,01	0,17	0,00	0,00	0,00	0,18
B	END (MWh)	0,00	1,08	0,33	0,00	0,00	0,00	1,41
	TIEPI (min)	0,00	0,57	0,17	0,00	0,00	0,00	0,74
	SAIFI (nº)	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
	SAIDI (min)	0,00	0,51	0,19	0,00	0,00	0,00	0,71
C	END (MWh)	0,06	6,77	22,80	0,00	6,83	11,01	47,46
	TIEPI (min)	0,04	3,76	11,52	0,00	5,17	5,22	25,71
	SAIFI (nº)	0,01	0,40	0,24	0,00	0,07	0,08	0,80
	SAIDI (min)	0,04	5,98	16,50	0,00	8,45	9,26	40,23
Total	END (MWh)	0,06	7,88	23,72	0,00	6,83	11,01	49,49
	TIEPI (min)	0,04	4,34	11,97	0,00	5,17	5,22	26,74
	SAIFI (nº)	0,01	0,44	0,25	0,00	0,07	0,08	0,85
	SAIDI (min)	0,04	6,50	16,86	0,00	8,45	9,26	41,11

Ilha do Porto Santo

1º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha do Porto Santo								
A	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	END (MWh)	0,00	0,07	0,55	0,00	0,00	0,08	0,70
	TIEPI (min)	0,00	0,99	8,27	0,00	0,00	1,28	10,54
	SAIFI (nº)	0,00	0,01	0,26	0,00	0,00	0,02	0,30
	SAIDI (min)	0,00	0,99	6,93	0,00	0,00	1,27	9,20
C	END (MWh)	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,27
	TIEPI (min)	0,00	0,00	3,94	0,00	0,00	0,00	3,94
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,30
	SAIDI (min)	0,00	0,00	6,33	0,00	0,00	0,00	6,33
Total	END (MWh)	0,00	0,07	0,82	0,00	0,00	0,08	0,97
	TIEPI (min)	0,00	0,99	12,22	0,00	0,00	1,28	14,49
	SAIFI (nº)	0,00	0,01	0,56	0,00	0,00	0,02	0,59
	SAIDI (min)	0,00	0,99	13,26	0,00	0,00	1,27	15,53

2º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,38
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,51	5,51
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,93	5,93
C	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,43
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,17	6,17
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,15	7,15
Total	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	0,82
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,67	11,67
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,09	13,09

3º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	END (MWh)	0,17	0,01	0,33	0,00	0,00	0,03	0,54
	TIEPI (min)	1,68	0,06	4,67	0,00	0,00	0,39	6,80
	SAIFI (nº)	0,07	0,01	0,30	0,00	0,00	0,01	0,39
	SAIDI (min)	0,83	0,05	4,90	0,00	0,00	0,49	6,27
C	END (MWh)	0,01	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,09
	TIEPI (min)	0,14	0,00	1,01	0,00	0,00	0,00	1,16
	SAIFI (nº)	0,01	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,07
	SAIDI (min)	0,14	0,00	1,11	0,00	0,00	0,00	1,25
Total	END (MWh)	0,19	0,01	0,40	0,00	0,00	0,03	0,63
	TIEPI (min)	1,82	0,06	5,68	0,00	0,00	0,39	7,96
	SAIFI (nº)	0,08	0,01	0,36	0,00	0,00	0,01	0,46
	SAIDI (min)	0,97	0,05	6,01	0,00	0,00	0,49	7,52

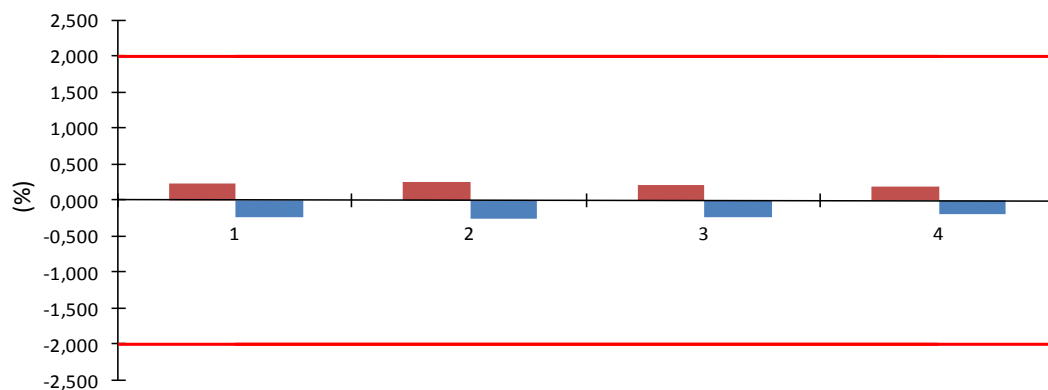
4º Trimestre

Zona	Indicadores	Acidental			Previsto			Total
		Produção	Transporte	Distribuição MT	Produção	Transporte	Distribuição MT	
Ilha da Madeira								
A	END (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TIEPI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIFI (nº)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	END (MWh)	0,91	2,29	1,14	0,91	0,00	0,00	5,25
	TIEPI (min)	15,55	47,05	18,92	12,77	0,00	0,00	94,29
	SAIFI (nº)	0,70	1,52	0,49	1,02	0,00	0,00	3,73
	SAIDI (min)	10,65	40,32	21,94	10,35	0,00	0,00	83,26
C	END (MWh)	0,67	3,22	4,78	0,56	0,00	0,15	9,38
	TIEPI (min)	12,32	64,66	73,37	7,79	0,00	2,31	160,45
	SAIFI (nº)	0,58	1,29	0,73	0,70	0,00	0,03	3,33
	SAIDI (min)	12,68	76,13	77,59	8,71	0,00	4,52	179,62
Total	END (MWh)	1,58	5,51	5,92	1,48	0,00	0,15	14,63
	TIEPI (min)	27,87	111,70	92,30	20,56	0,00	2,31	254,74
	SAIFI (nº)	1,28	2,81	1,23	1,72	0,00	0,03	7,06
	SAIDI (min)	23,33	116,45	99,53	19,06	0,00	4,52	262,89

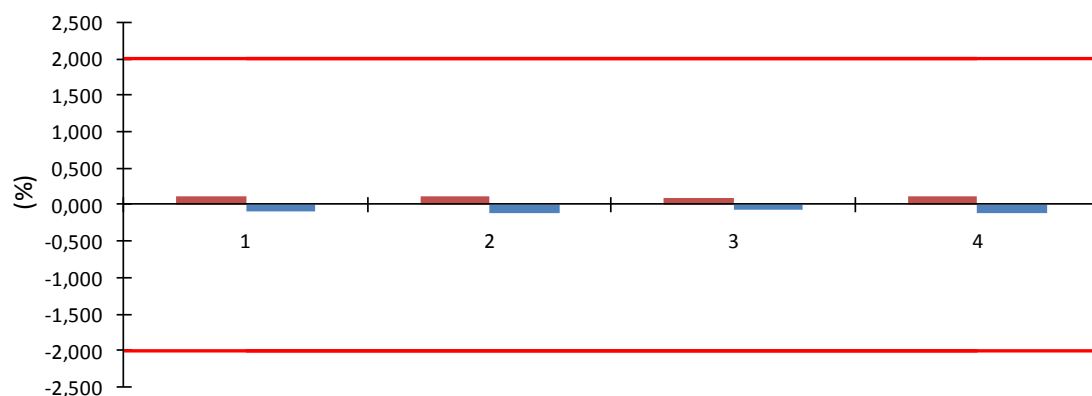
Anexo V Qualidade da Onda de Tensão

Frequência

Ilha da Madeira



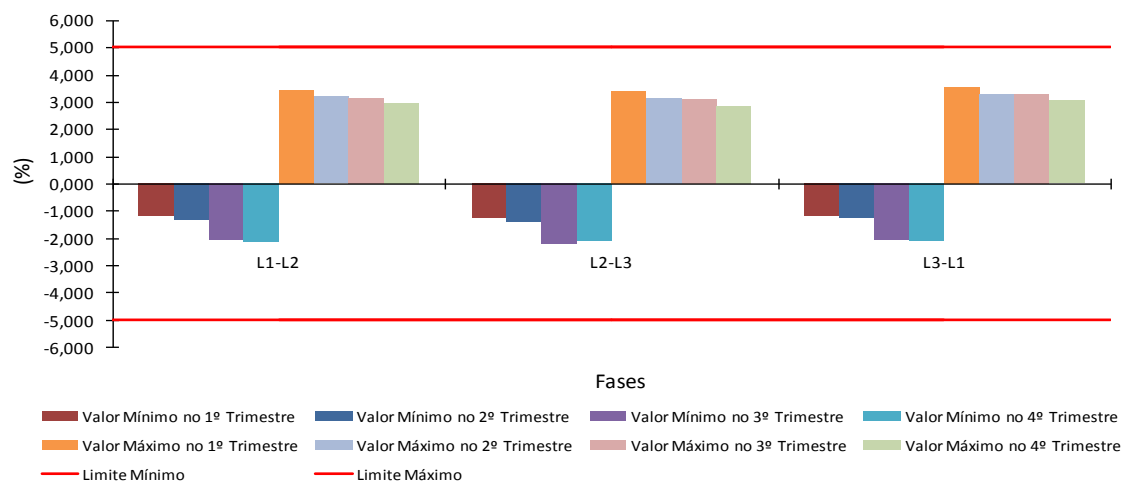
Ilha do Porto Santo



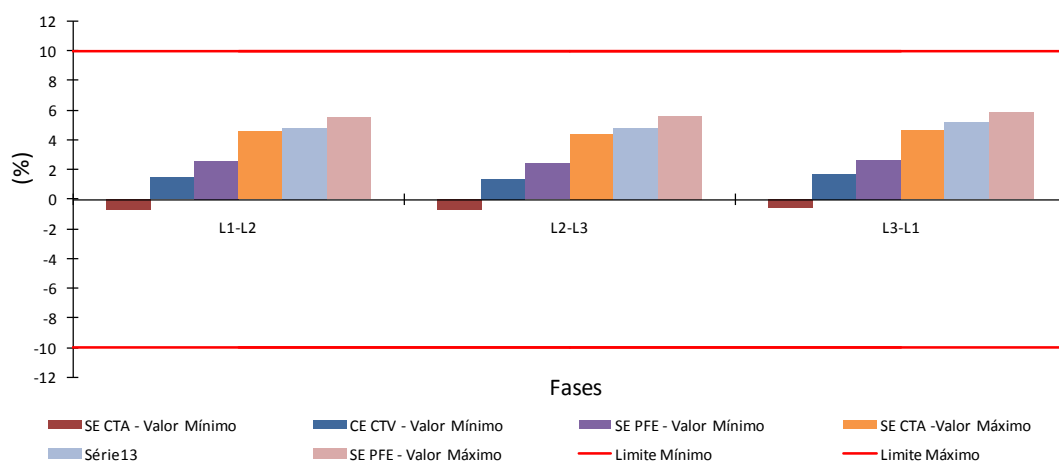
Valor eficaz da tensão

Ilha da Madeira

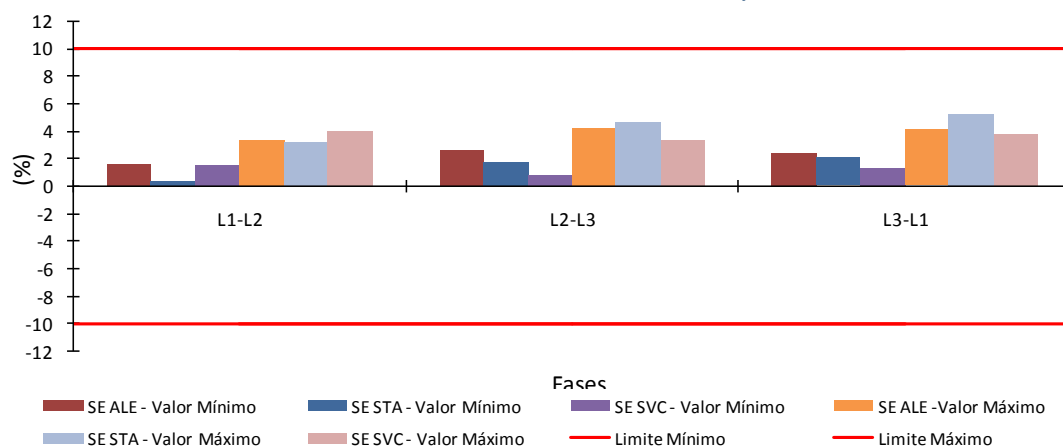
Desvio na Tensão Declarada a 60 kV -SE CNL



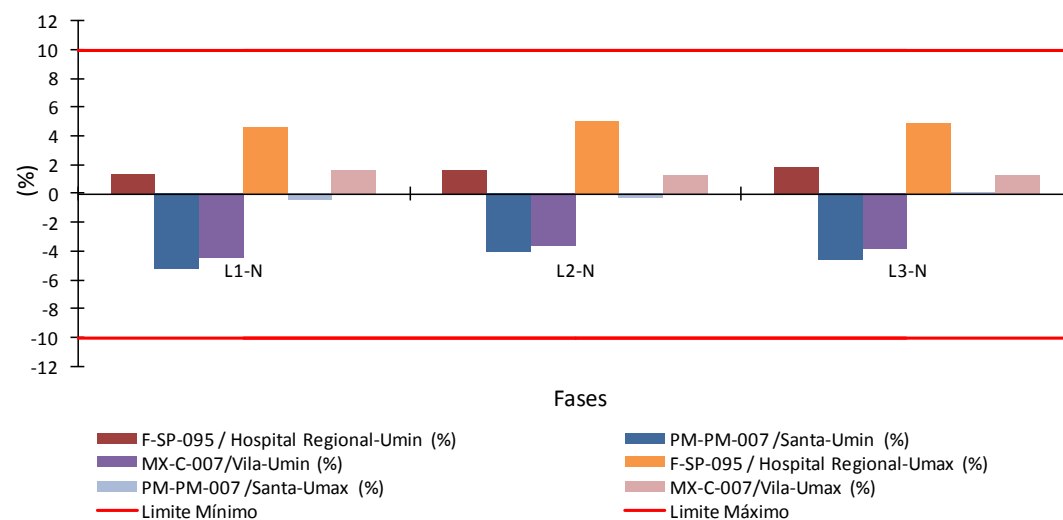
Desvio na Tensão Declarada nos 30 kV



Desvio na Tensão Declarada nos 6,6 kV

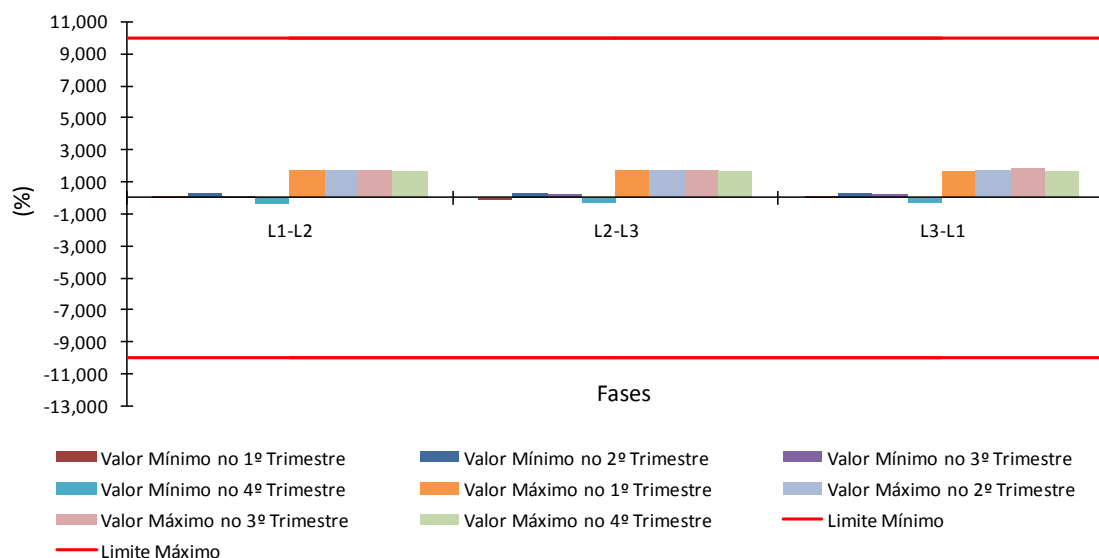


Desvio na Tensão Declarada nos 230 V

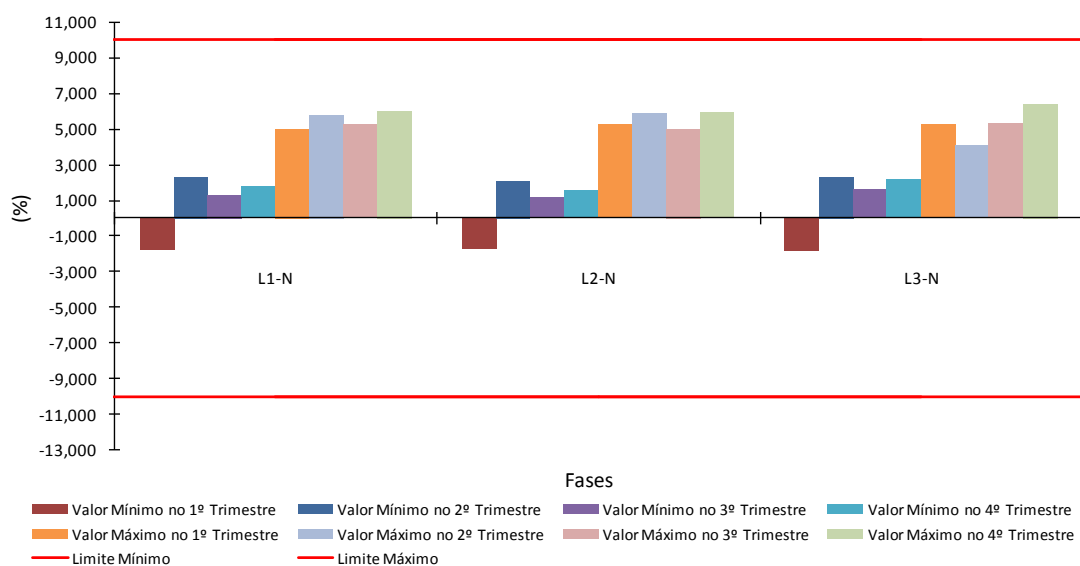


Ilha do Porto Santo

Desvio na Tensão Declarada a 6.6 kV - SE VBL



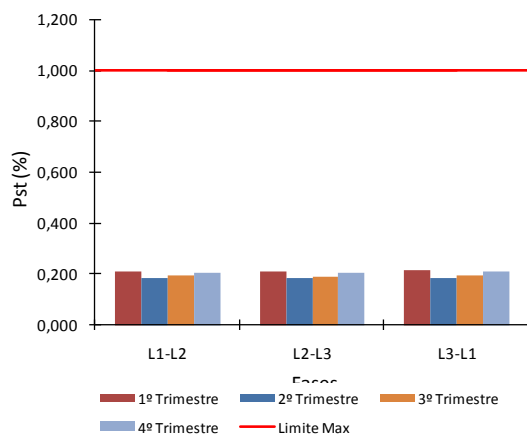
Desvio na Tensão Declarada a 230 V PST-PST-029 / Lapeira I



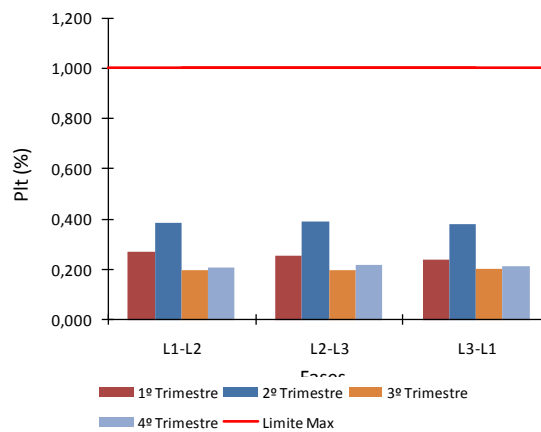
Tremulação (Flicker)

Ilha da Madeira

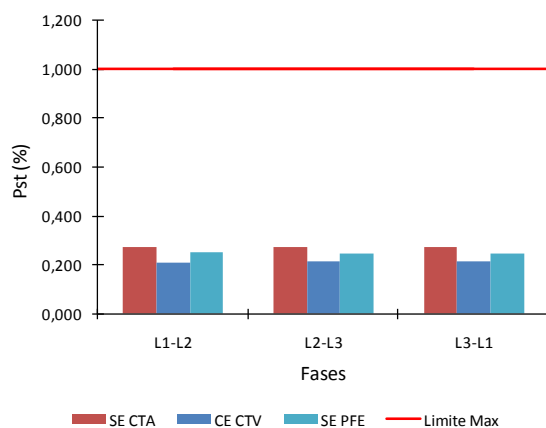
Tremulação (Flicker) Pst nos 60 kV - SE CNL



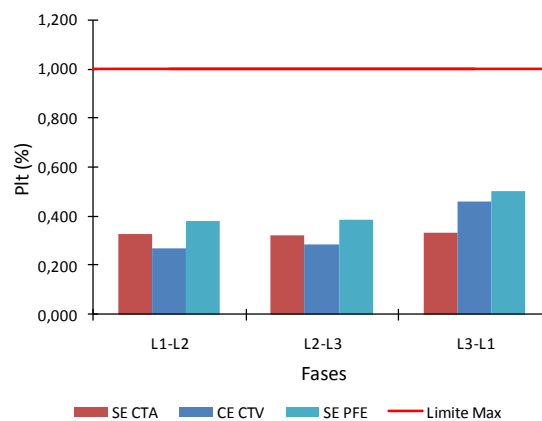
Tremulação (Flicker) Plt nos 60 kV - SE CNL



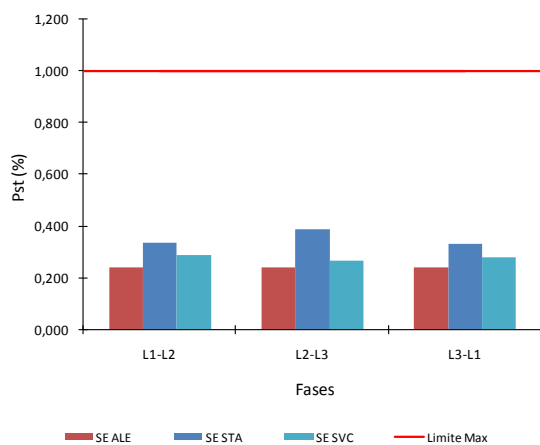
Tremulação (Flicker) Pst nos 30 kV



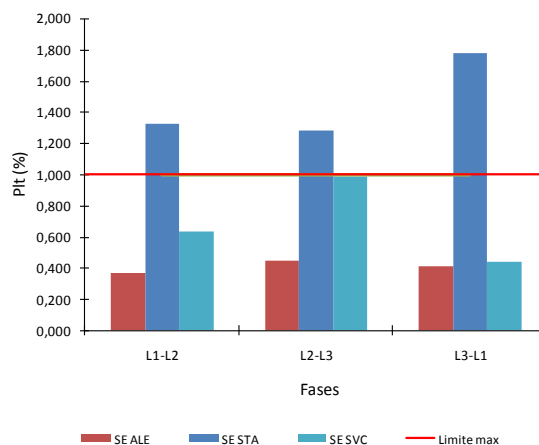
Tremulação (Flicker) Plt nos 30 kV

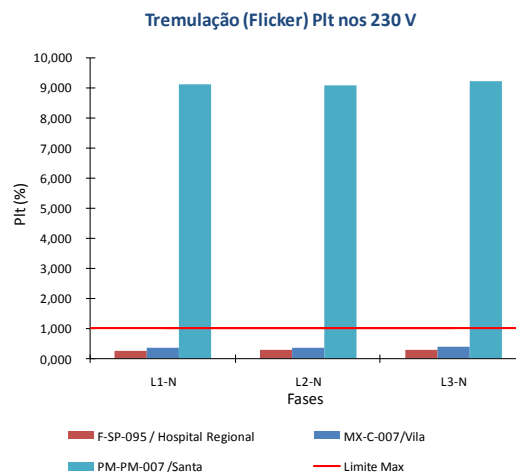
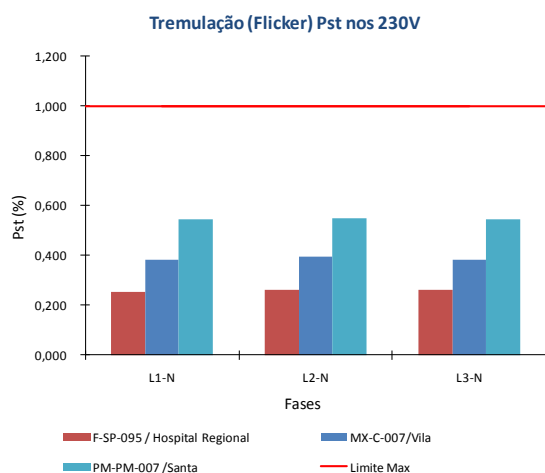


Tremulação (Flicker) Pst nos 6,6 kV

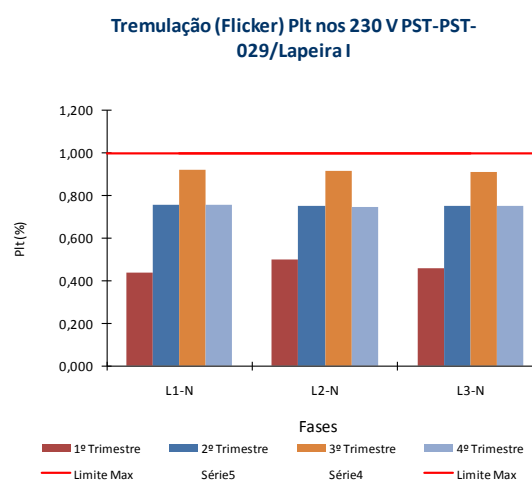
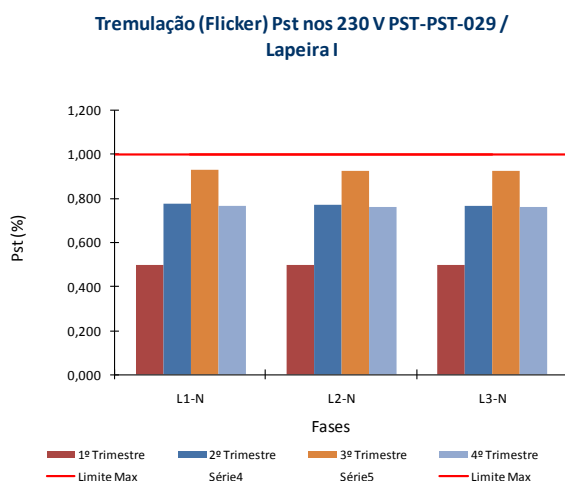
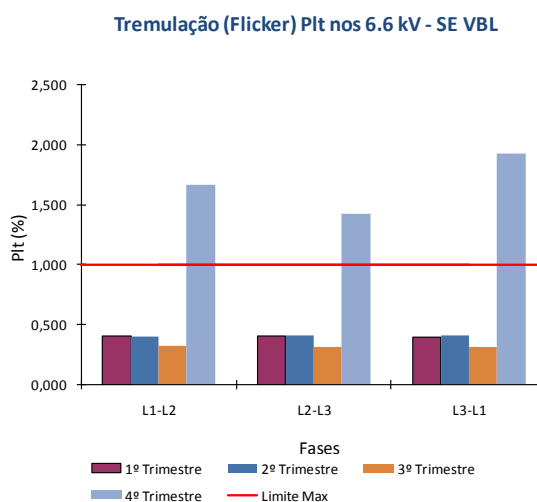
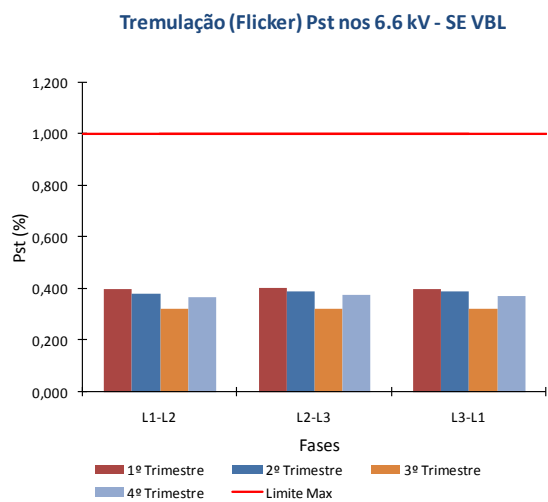


Tremulação (Flicker) Plt nos 6,6 kV





Ilha do Porto Santo



Distorção harmónica

Ilha da Madeira

Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
60	61	L1-L2	0,264	3,615	1,562	3,919
		L2-L3	0,417	3,481	1,525	3,791
		L3-L1	0,612	3,544	1,618	3,890

Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
30	30	L1-L2	0,289	4,576	2,095	4,817
		L2-L3	0,595	4,406	2,028	4,560
		L3-L1	0,843	4,318	2,141	4,646

Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
6,6	6,6	L1-L2	0,324	5,117	1,883	5,126
		L2-L3	0,681	5,623	1,696	5,597
		L3-L1	0,543	5,047	1,775	5,007

Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
0,23	0,23	L1-L2	2,789	6,097	2,107	6,346
		L2-L3	2,503	6,227	2,117	6,402
		L3-L1	2,715	5,583	2,076	5,772

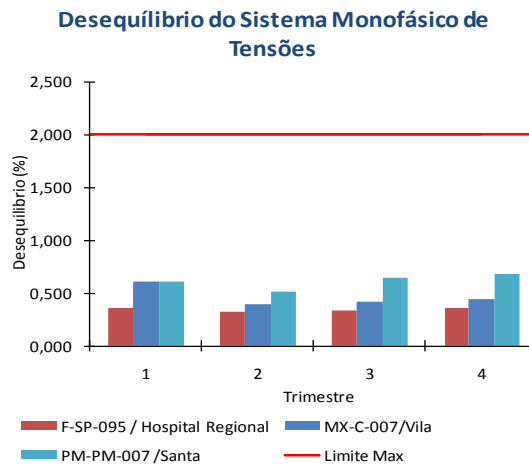
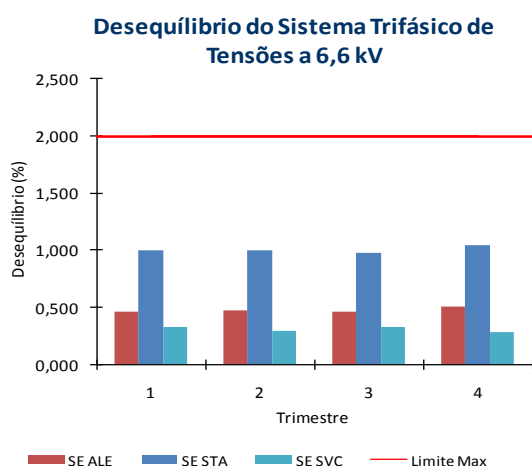
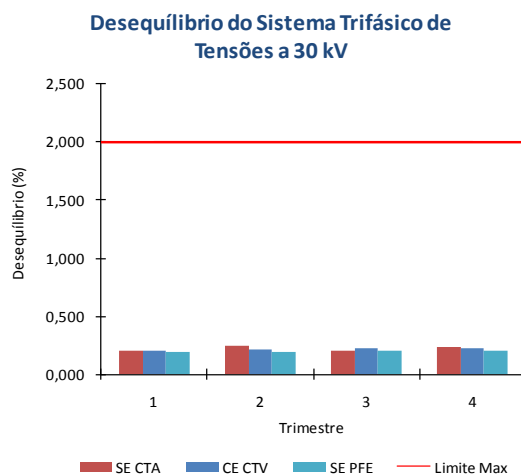
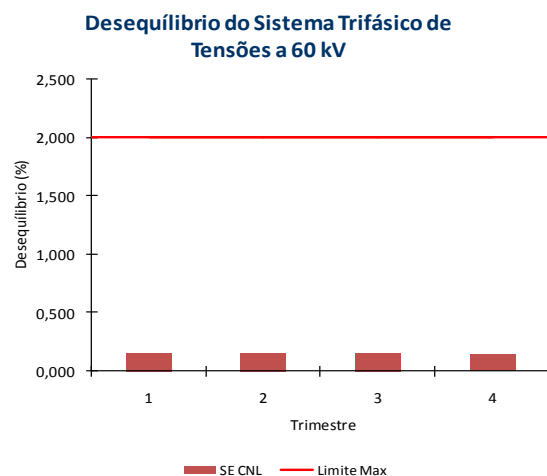
Ilha do Porto Santo

Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
6,6	6,6	L1-L2	0,289	2,859	2,673	3,359
		L2-L3	0,406	2,620	2,488	3,112
		L3-L1	0.337	2.735	2.604	3.244

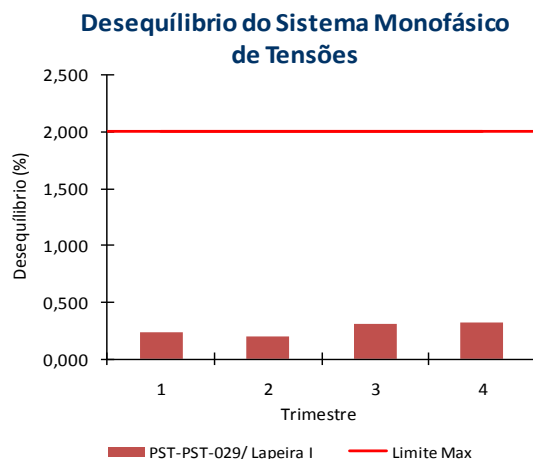
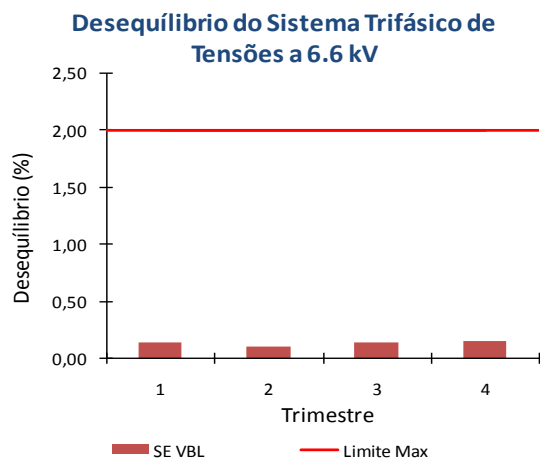
Ponto de Medição		Fase	Distorção Harmónica (%)			
Nível de Tensão (kV)			Ordem do Harmónico			THD(%)
Un	Uc		3º	5º	7º	
0,23	0,23	L1-L2	0,577	2,861	2,849	3,581
		L2-L3	0,566	2,824	2,898	3,473
		L3-L1	0,399	2,669	2,666	3,285

Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões

Ilha da Madeira



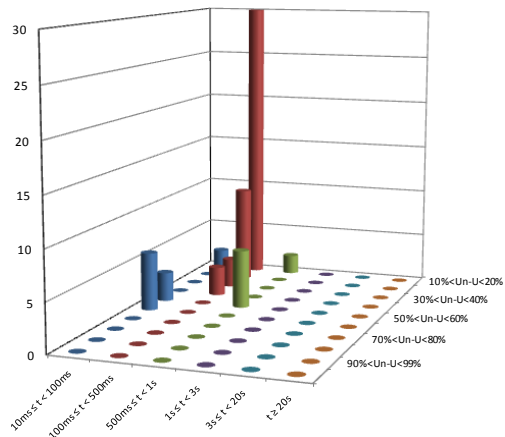
Ilha do Porto Santo



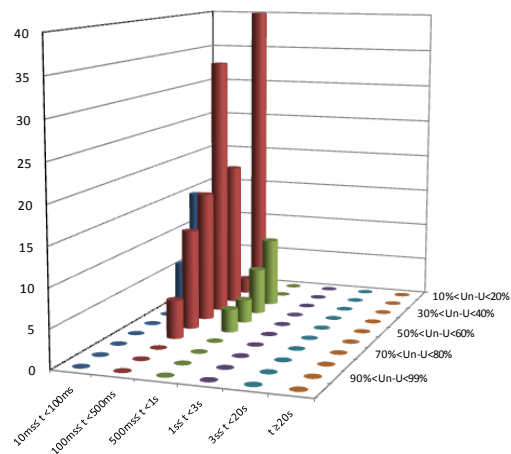
Cavas de tensão

Ilha da Madeira

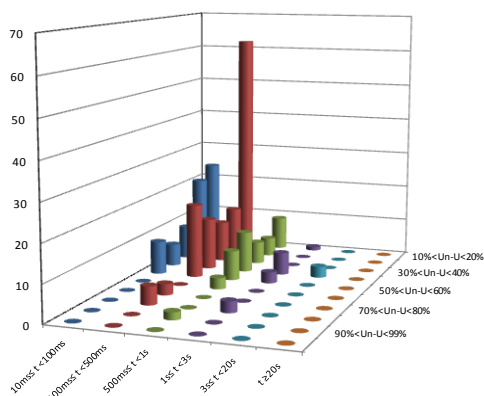
Cavas de Tensão nos 60 kV



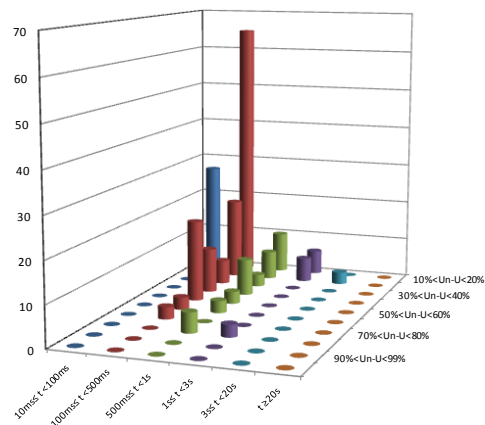
Cavas de Tensão nos 30 kV



Cavas de Tensão nos 6,6 kV

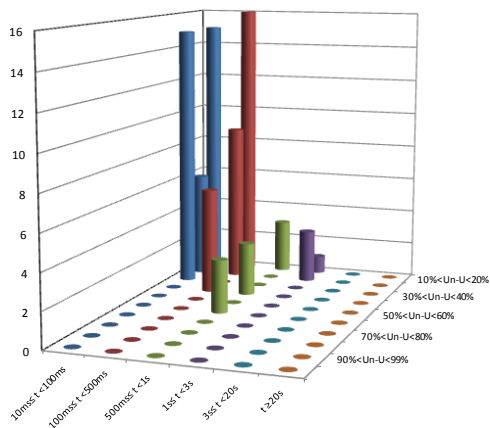


Cavas de Tensão nos 230 V

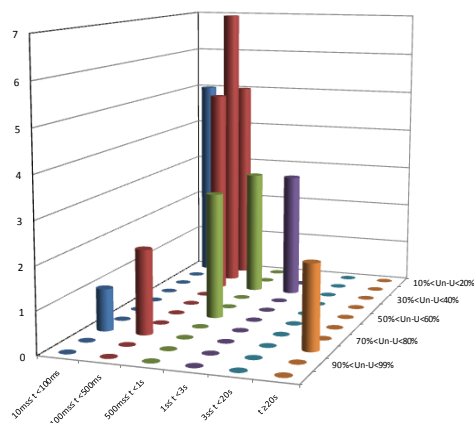


Ilha do Porto Santo

Cavas de Tensão nos 6,6 kV



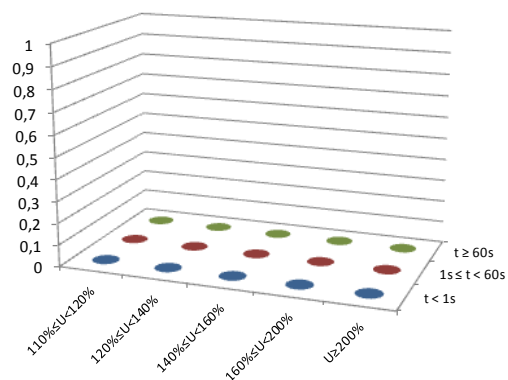
Cavas de Tensão nos 230 V



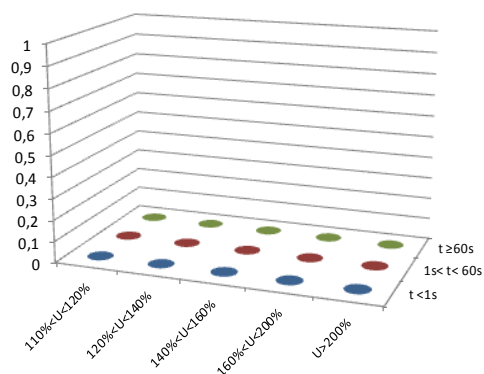
Sobretensões

Ilha da Madeira

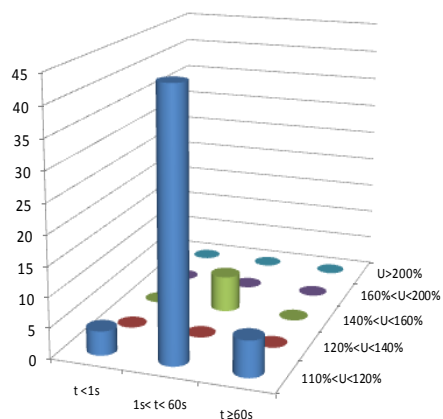
Sobretensões de tensão nos 60 kV



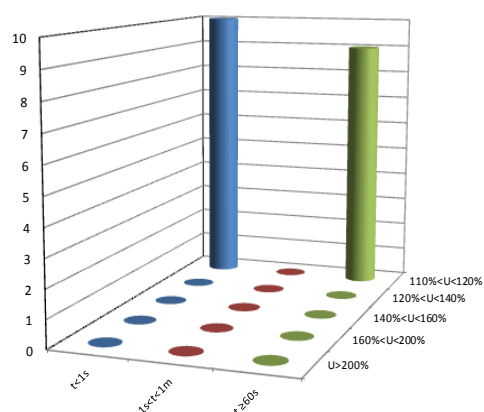
Sobretensões de tensão nos 30 kV



Sobretensões de tensão nos 6,6kV

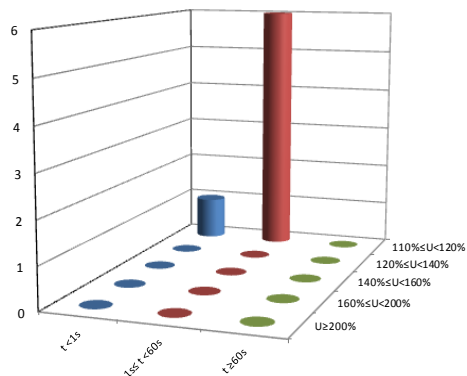


Sobretensões de Tensão nos 230 V



Ilha do Porto Santo

Sobretensões de Tensão nos 6,6 kV



Sobretensões de Tensão nos 230 V

