

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO  
DO SETOR ELÉTRICO  
2010**

outubro 2011

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA .....</b>	<b>17</b>
3.1	Rede de transporte de Portugal Continental.....	18
3.1.1	Continuidade de serviço.....	18
3.1.1.1	Interrupções de fornecimento em 2010 .....	18
3.1.1.2	Indicadores gerais .....	21
3.1.2	Qualidade da Onda de Tensão .....	23
3.1.3	Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT .....	25
3.2	EDP Distribuição .....	26
3.2.1	Continuidade de serviço.....	26
3.2.1.1	Caracterização geral.....	26
3.2.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações.....	33
3.2.1.3	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço no ano de 2010 .....	34
3.2.2	Qualidade da onda de tensão .....	34
3.3	Distribuidores de Energia Elétrica Exclusivamente em BT .....	36
3.3.1	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais .....	36
3.3.2	A Celer.....	36
3.3.3	A Lord.....	37
3.3.4	Cooperativa Eléctrica de Loureiro.....	38
3.4	Região Autónoma dos Açores .....	39
3.4.1	Continuidade de serviço.....	39
3.4.1.1	Caracterização Geral.....	39
3.4.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações.....	45
3.4.2	Qualidade da onda de tensão .....	46
3.5	Região Autónoma da Madeira .....	48
3.5.1	Continuidade de serviço.....	48
3.5.1.1	Caracterização geral.....	48
3.5.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações.....	54
3.5.2	Qualidade da onda de tensão .....	55
<b>4</b>	<b>QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL.....</b>	<b>59</b>
4.1	Ligação à rede .....	59
4.2	Ativação do fornecimento de instalações de baixa tensão .....	61
4.3	Atendimento presencial .....	62
4.4	Atendimento Telefónico .....	64
4.5	Pedidos de informação .....	64
4.6	Reclamações .....	66
4.7	Reposição de serviço após interrupções acidentais .....	68
4.8	Visita combinada.....	69

4.9	Avarias na alimentação individual do cliente .....	70
4.10	Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente ...	72
4.11	Leitura dos equipamentos de medição .....	73
4.12	Mudança de comercializador .....	74
4.13	Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários .....	75
4.14	Síntese dos indicadores de qualidade de serviço comercial .....	76
<b>5</b>	<b>ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ERSE .....</b>	<b>81</b>
5.1	Verificação das disposições regulamentares relativas à publicação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas.....	81
5.2	Auditorias às empresas .....	84
5.2.1	Auditorias EEM.....	84
5.2.2	Auditoria da EDA e REN .....	84
5.3	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço da rede de distribuição de Portugal Continental em MT .....	84
5.4	Mecanismo de Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de transporte de Eletricidade .....	85
5.5	Atividades do CEER .....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Interrupções na rede de transporte de Portugal Continental por causa, em 2010.....	20
Figura 3-2 – Evolução dos valores de ENF e TIE na RNT entre 1994 e 2010, considerando todas as interrupções .....	21
Figura 3-3 – Evolução dos valores de SAIFI, SAIDI e SARI na RNT entre 1994 e 2010, considerando as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto.....	22
Figura 3-4 – END e TIEPI por distrito de Portugal Continental.....	27
Figura 3-5 – SAIFI MT e SAIDI MT por distrito de Portugal Continental .....	28
Figura 3-6 – SAIFI BT e SAIDI BT por distrito de Portugal Continental.....	29
Figura 3-7 – Evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço na MT e na BT .....	31
Figura 3-8 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, de 2007 a 2010 .....	33
Figura 3-9 – END e TIEPI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição, 2009-2010.....	41
Figura 3-10 – SAIFI e SAIDI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição, 2009-2010 .....	42
Figura 3-11 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de transporte da RAM.....	48
Figura 3-12 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2010.....	49
Figura 3-13 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de MT da RAM.....	50
Figura 3-14 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2010.....	51
Figura 3-15 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de BT da RAM .....	52
Figura 3-16 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2010 .....	52
Figura 4-1 – Orçamentos de ramais em baixa tensão elaborados até 20 dias úteis.....	60
Figura 4-2 – Ramais em baixa tensão executados até 20 dias úteis .....	60
Figura 4-3 – Ativações de fornecimento em baixa tensão realizadas até dois dias úteis (ou quatro dias úteis, na RAM) .....	62
Figura 4-4 – Atendimento presenciais com tempo de espera até 20 minutos .....	63
Figura 4-5 – Atendimento telefónicos com tempo de espera até 60 segundos .....	64
Figura 4-6 – Assuntos mais frequentes nos pedidos de informação em 2010 .....	65
Figura 4-7 – Pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis .....	66
Figura 4-8 – Principais assuntos alvo de reclamação em 2010.....	67
Figura 4-9 – Clientes com um tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais.....	69

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Empresas e respetivo número de clientes ou pontos de entrega em 2010 .....	14
Quadro 3-1 – Indicadores gerais de continuidade de serviço.....	17
Quadro 3-2 – Caracterização das interrupções de serviço ocorridas na RNT, em 2010 .....	19
Quadro 3-3 – Caracterização das interrupções de serviço mais significativas da RNT, em 2010 .....	20
Quadro 3-4 – Indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT considerando as interrupções inferiores ou iguais a 3 minutos e as interrupções superiores a 3 minutos, em 2010 .....	23
Quadro 3-5 – Caracterização das cavas de tensão registadas em 4 PdE, em 2010 .....	25
Quadro 3-6 – Ocorrências mais significativas nas redes da EDP Distribuição, em 2010 .....	32
Quadro 3-7 – Incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDP Distribuição em 2010 .....	34
Quadro 3-8 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. de Novais em 2008, 2009 e 2010.....	36
Quadro 3-9 – Caracterização da continuidade de serviço da A Celer, em 2009 e 2010.....	37
Quadro 3-10 – Caracterização da continuidade de serviço da A Lord, em 2009 e 2010 .....	37
Quadro 3-11 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. de Loureiro, em 2009 e 2010 .....	38
Quadro 3-12 – Indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de transporte da RAA, 2008-2010 .....	39
Quadro 3-13 – Indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica das redes de distribuição da RAA, considerando todas as interrupções, 2009-2010 .....	40
Quadro 3-14 – Incidentes mais significativos nas redes da RAA, em 2010 .....	43
Quadro 3-15 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT de cada ilha da Região Autónoma dos Açores, em 2010.....	44
Quadro 3-16 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da Região Autónoma dos Açores, em 2010 .....	44
Quadro 3-17 – Número de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2010 .....	45
Quadro 3-18 – Montantes das compensações resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2010 .....	46
Quadro 3-19 – Registo das cavas de tensão nas subestações da RAA, em 2010 .....	47
Quadro 3-20 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2010 .....	48
Quadro 3-21 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2010.....	50
Quadro 3-22 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2010 .....	52
Quadro 3-23 – Ocorrências mais significativas nas redes da RAM, em 2010.....	53
Quadro 3-24 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, nos anos de 2008, 2009 e 2010.....	54
Quadro 3-25 – Compensações por incumprimento da duração das interrupções na RAM, em 2010.....	55
Quadro 3-26 – Registo das cavas de tensão na RAM, em 2010.....	56
Quadro 4-1 – Reclamações e resposta nos prazos regulamentares.....	68
Quadro 4-2 – Visitas combinadas e realização nos períodos acordados .....	70

Quadro 4-3 - Avarias na alimentação individual dos clientes e início da intervenção nos prazos regulamentares .....	71
Quadro 4-4 – Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente e prazos regulamentares .....	73
Quadro 4-5 – Leituras dos equipamentos de medição e prazos regulamentares .....	74
Quadro 4-6 - Clientes com necessidades especiais no final de 2010 .....	75
Quadro 4-7 – Cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.....	78
Quadro 4-8 – Informação relativa a indicadores individuais .....	79
Quadro 5-1 – Relatórios da qualidade de serviço das empresas do setor elétrico, 2010 .....	83



## 1 SUMÁRIO EXECUTIVO

A qualidade de serviço enquadra três dimensões: continuidade de serviço, qualidade da onda tensão e qualidade de serviço comercial.

A evolução da qualidade de serviço prestada pelas empresas reguladas do setor elétrico é um dos indicadores fundamentais para avaliar o seu desempenho e a adequação do modelo de regulação económica que se encontra estabelecido.

Apesar da forte ligação entre a regulação económica e a qualidade de serviço prestada, a opção do legislador foi a de atribuir à Direção Geral de Energia e Geologia e às Direções Regionais de Indústria, Comércio e Energia das duas Regiões Autónomas a responsabilidade de propor os regulamentos da qualidade de serviço e respetivos níveis de exigência, que deverão ser cumpridos em Portugal Continental e em cada uma das Regiões Autónomas, competindo aos governos nacional e regionais a sua aprovação.

A legislação prevê que a ERSE participe no processo de preparação dos regulamentos da qualidade de serviço através da apresentação de propostas para as disposições no âmbito da qualidade de serviço comercial. Por seu lado, os regulamentos de qualidade de serviço em vigor atribuem à ERSE a competência para fiscalizar o seu cumprimento, monitorizar o desempenho das empresas reguladas e publicar um relatório da qualidade de serviço anual que permita avaliar a evolução da qualidade de serviço prestada aos consumidores.

Para além disso, o modelo de regulação aplicado pela ERSE ao operador da rede de distribuição de energia elétrica de Portugal Continental prevê a existência de um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço com aplicação desde 2003. Através deste incentivo, a ERSE tem vindo a estabelecer sucessivamente novas metas que, ao serem cumpridas pela empresa, têm contribuído para uma melhoria da continuidade de serviço prestada em Portugal Continental.

Relativamente à rede de transporte em Portugal Continental, com o novo modelo de regulação estabelecido para o atual período regulatório (2009-2011) existe um mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

Por sua vez, a ERSE participa periodicamente num exercício de “benchmarking” com os seus congéneres europeus que tem permitido comparar a evolução da qualidade de serviço e disseminar as melhores práticas instituídas. Este “benchmarking” europeu permite assegurar a razoabilidade do grau de exigência que a ERSE tem pretendido colocar neste domínio (p.e. na definição dos parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço) e validar os esforços que têm vindo a ser desenvolvidos pelas empresas reguladas em Portugal.

Em resultado da partilha de responsabilidades que está instituída e consciente dos limites da sua atuação, é assim que surge o relatório da qualidade de serviço relativo a 2010 publicado pela ERSE nos termos estabelecidos nos regulamentos. Este relatório apresenta os principais resultados e tendências observadas em 2010 para cada uma das dimensões da qualidade de serviço.

Esta informação poderá ser complementada através da consulta da página da ERSE na Internet, na qual estão disponíveis, não só os dados de qualidade de serviço analisados, mas também uma breve caracterização dos sistemas de energia elétrica de Portugal.

De seguida, apresentam-se as principais conclusões sobre os níveis de qualidade de serviço registados em 2010 nos sistemas elétricos de Portugal Continental, da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), realçando-se as melhorias que foram conseguidas e alertando para os incumprimentos que foram detetados.

## **QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

Da análise global da qualidade de serviço técnica prestada pelas empresas, verifica-se que a diferença entre os valores anuais registados e os padrões estabelecidos para os indicadores gerais de continuidade de serviço, nomeadamente para a generalidade dos indicadores das redes de distribuição de Portugal Continental, da RAA e da RAM, conjugada com o facto dos valores dos indicadores se encontrarem ainda afastados da média europeia, demonstra que os valores de todos os padrões se encontram desajustados, traduzindo um reduzido nível de exigência. Assim, justifica-se a necessidade de uma revisão dos regulamentos da qualidade de serviço atualmente em vigor, no sentido de ser criado um referencial mais desafiante para as empresas e que contribua para aproximar os níveis de qualidade de serviço em Portugal dos verificados noutros países europeus, sugestão já apresentada anteriormente pela ERSE às entidades responsáveis pela aprovação dos regulamentos da qualidade de serviço.

### **PORTUGAL CONTINENTAL**

No ano de 2010 ocorreram 8 interrupções de fornecimento, afetando 8 Pontos de Entrega (PdE) da RNT, correspondendo a cerca de 10,5% dos PdE existentes no final deste ano. Neste ano apenas se registaram interrupções da responsabilidade do operador da rede de transporte.

Em 2010 foram respeitados os padrões individuais de continuidade de serviço para todos os PdE a clientes, não se registando incumprimentos desde 2004.

Analisando todas as interrupções com duração superior a 3 minutos ocorridas em 2010 na RNT, com exceção do indicador SARI, verifica-se uma diminuição dos indicadores gerais.

Indicador geral <sup>1</sup>	2008	2009	2010
<b>ENF<sub>1</sub></b> (MWh)	124,36	155,32	114,90
<b>TIE</b> (minutos)	1,29	1,60	1,15
<b>SAIFI</b> (interrupções/PdE)	0,18	0,14	0,04
<b>SAIDI</b> (minutos/PdE)	1,19	15,21	0,57
<b>SARI</b> (minutos/interrupção)	6,58	105,12	14,47

Fonte dos dados: REN

Da análise dos indicadores de continuidade de serviço da RNT, excetuando as interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.) e razões de segurança, o ano de 2010 situa-se ao nível de qualidade de serviço verificada desde 2005, sendo que o ano de 2005 continua a apresentar os menores valores da maioria dos indicadores gerais de continuidade de serviço (ENF, SAIFI e SAIDI).

Verifica-se que as interrupções de fornecimento com duração inferior a 3 minutos têm pouca expressão nos indicadores gerais de continuidade de serviço. No entanto, é necessário vigiar e controlar estas interrupções, pelo impacto que representam para determinados clientes.

À semelhança dos últimos anos, em 2010 efetuou-se a monitorização da qualidade da onda de tensão da totalidade dos PdE em que, de acordo com a REN, essa monitorização é viável, 53 PdE (70% dos PdE de 2010). Neste ano verificaram-se os seguintes incumprimentos dos valores limites das características da onda de tensão:

- Severidade de tremulação (“flicker”), de longa e curta duração, nos PdE Subestação do Alqueva, Subestação de Ermesinde e Subestação do Carregado.
- Distorção harmónica, no PdE Subestação de Frades (6.<sup>a</sup> harmónica) e nos PdE Subestação de Tunes e Subestação de Sines (algumas harmónicas de ordem superior à 21.<sup>a</sup>).

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT aplicou-se pela segunda vez em 2010. A “taxa combinada de disponibilidade” foi de 97,78%, superior ao valor de referência, 97,50%, dando lugar ao recebimento de um prémio de 279 mil euros por parte da REN.

Relativamente à qualidade de serviço nas redes de distribuição, os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da EDP Distribuição registados em 2010, tal como em 2009, foram influenciados por três grandes incidentes provocados por condições atmosféricas adversas, caracterizadas por ventos de intensidade excecional e chuva muito forte: o temporal Xynthia no dia 27 de fevereiro, o temporal na região norte e centro de Portugal Continental de dia 3 de outubro e o tornado no dia 7 de dezembro que afetou a zona de Torres Novas, Tomar, Ferreira do Zêzere e Sertã. Os distritos mais afetados foram, Leiria, Santarém, Coimbra e Viseu.

<sup>1</sup> ENF<sub>1</sub> – Energia não fornecida da responsabilidade do operador da rede de transporte

TIE – Tempo de interrupção equivalente; SAIFI – Frequência média de interrupções do sistema

SAIDI – Duração média das interrupções do sistema; SARI – Tempo médio de reposição do serviço

<b>Indicador geral<sup>2</sup></b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>END (MWh)</b>	9200,73	10854,79	10260,76
<b>TIEPI (minutos)</b>	112,15	150,82	150,75
<b>SAIFI MT (interrupções/PdE)</b>	2,89	3,34	4,15
<b>SAIDI MT (minutos/PdE)</b>	166,19	242,2	253,01
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	2,82	3,64	4,33
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	164,74	282,03	277,61

Fonte dos dados: EDP Distribuição

Quer em 2009 quer em 2010, no seu relatório anual da qualidade de serviço, a EDP Distribuição excluiu da análise dos indicadores de continuidade de serviço os incidentes que classificou como eventos de carácter excecional devidos a condições atmosféricas extraordinárias, nomeadamente, os temporais e o tornado anteriormente referidos, exclusão que não tem enquadramento regulamentar.

Com melhorias claras registadas desde 2001 quanto ao número e duração das interrupções acidentais, o ano 2007 foi o ano com o melhor desempenho, verificando-se um seu aumento a partir desse ano e a correspondente degradação dos indicadores associados.

Por sua vez, é de realçar uma diminuição sistemática das interrupções previstas, resultante do esforço da empresa em realizar trabalhos em tensão e para minimizar os tempos de interrupção recorrendo a geradores móveis instalados nas zonas afetadas.

Apesar de todos os padrões gerais de continuidade de serviço terem sido respeitados, quer para a MT, quer para a BT, nas três zonas de qualidade de serviço e nos últimos quatro anos, regista-se um aumento dos valores dos indicadores no período em análise.

O número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2010 foi de 77 041 registando-se menos 177 incumprimentos que em 2009, no entanto, o montante das compensações (747 543,04 euros) foi superior em cerca de 10%. Por sua vez, o montante a transferir para o fundo de investimentos diminuiu, entre 2009 e 2010, cerca de 30%.

Em 2010, a aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço resultou numa penalização nos proveitos permitidos na atividade de distribuição em MT de 908 202,37 euros a repercutir em 2011.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2009, todas com periodicidade trimestral, abrangeram 26% das subestações de AT/MT e 0,3% dos postos de transformação existentes, com uma distribuição regional equilibrada, tendo-se registado algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do desequilíbrio das tensões de alimentação, das tensões harmónicas e da taxa de distorção harmónica total.

<sup>2</sup> END – Energia não distribuída.

Para os restantes indicadores ver nota de rodapé 1, sendo BT – Baixa tensão e MT – Média tensão

Dos 10 operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, à semelhança do ano anterior, apenas a C. E. S. Simão de Novais e A Celer disponibilizaram informação sobre qualidade de serviço técnica à ERSE com a periodicidade estabelecida regulamentarmente. A A Lord remeteu informação à ERSE anualmente e a Cooperativa Eléctrica de Loureiro remeteu a informação à ERSE após ter tomado conhecimento da versão provisória deste relatório.

Os quatro operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, C. E. S. Simão de Novais, A Celer, a A Lord e a C.E. de Loureiro, informaram que os padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração das interrupções por cliente) foram cumpridos. Segundo estes operadores, a qualidade da onda de tensão não é monitorizada, não existindo reclamações sobre a mesma.

## REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço das redes de transporte da RAA referentes a 2010 são apresentados no quadro que se segue. Segundo a EDA, em 2009, não foi possível o cálculo dos indicadores ENF e TIE para a ilha Terceira e, conseqüentemente, para a RAA, devido a problemas nos equipamentos de registo das subestações desta ilha.

Indicador	São Miguel			Terceira			Pico			Região		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
<b>ENF (MWh)</b>	28,06	3,98	66,80	1,39	n.d.	0,00	13,82	78,32	37,52	43,27	n.d.	104,32
<b>TIE (h)</b>	0,56	0,08	1,31	0,06	n.d.	0,00	2,82	15,60	7,12	0,47	n.d.	1,30
<b>SAIFI (interrupções/PdE)</b>	1,00	0,13	1,25	0,67	1,33	0,00	3,50	4,00	6,00	0,92	1,00	1,57
<b>SAIDI (h/PdE)</b>	0,79	0,09	1,03	0,31	3,11	0,00	7,86	13,48	10,21	1,76	3,03	2,05
<b>SARI (h/interrupções)</b>	0,79	0,74	0,83	0,46	2,33	0,00	2,25	3,37	1,70	1,91	3,03	1,30

n.d. – dados não disponíveis

Fonte dos dados: EDA

Relativamente às redes de distribuição, o quadro seguinte apresenta os valores de 2009 dos indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada ilha e zona geográfica, considerando todas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Ilha	Zona Geográfica	TIEPI (h)		SAIFI MT (interrupções/PdE)		SAIDI MT (h/PdE)		SAIFI BT (interrupções/cliente)		SAIDI BT (h/cliente)	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Sta. Maria	C	4,86	2,93	11,55	0,91	6,06	3,51	11,25	4,43	4,92	3,48
S. Miguel	A	3,18	2,12	5,56	1,65	3,50	2,35	5,95	2,496	3,31	1,93
	B	3,36	3,57	8,21	2,92	3,73	3,41	8,64	3,66	3,74	3,93
	C	10,19	7,45	14,09	6,80	12,06	9,51	14,09	8,35	10,14	7,14
Terceira	A	6,20	4,64	13,88	3,47	7,75	5,38	10,25	3,33	4,62	3,91
	C	11,82	7,21	28,50	6,83	13,12	8,29	29,06	8,96	13,85	7,88
Graciosa	C	2,99	7,33	5,64	11,14	3,07	9,33	5,24	12,33	1,94	8,13
S. Jorge	C	41,89	14,12	32,99	8,17	44,41	17,08	31,61	10,32	42,67	15,09
Pico	C	22,33	21,45	14,11	8,37	22,66	22,22	15,31	11,13	23,31	23,72
Faial	A	3,12	12,83	7,48	1,14	3,49	12,88	10,81	1,93	5,25	13,61
	C	26,01	19,93	53,68	5,93	27,23	19,87	53,44	7,24	27,12	20,02
Flores	C	4,61	11,00	9,47	9,52	4,94	16,85	9,21	11,03	4,98	20,07
Corvo	C	1,00	3,43	5,00		1,00	3,43	6,52	2,91	3,52	4,72

Fonte dos dados: EDA

Em 2010, com exceção das ilhas do Corvo e do Faial, as interrupções com origem nas redes foram as que mais contribuíram para os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, sendo que a ilha do Corvo apenas registou interrupções com origem na produção. As interrupções acidentais foram as que mais contribuíram para o valor destes indicadores, com exceção nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge.

Considerando apenas as interrupções com origem nas redes de distribuição, de 2009 para 2010, a Zona B da ilha de São Miguel, a ilha Graciosa e a ilha das Flores apresentam uma evolução negativa (aumento do valor dos indicadores).

As redes de transporte da RAA não têm PdE a clientes não havendo lugar à verificação do cumprimento dos padrões gerais. No caso das redes de distribuição, tal como há dois anos atrás, foram cumpridos todos os padrões associados aos indicadores gerais de continuidade de serviço.

Em 2010 verificaram-se 4143 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço dos quais apenas 1605 deram origem a compensações efetivamente pagas a clientes. O montante total de compensações devido a incumprimento dos padrões foi de 26 747 euros, dos quais 1700 euros reverteram para o reforço dos investimentos.

Relativamente a 2009, o número de incumprimentos dos padrões individuais quase que duplicou, no entanto, o montante das compensações foi inferior.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas durante 2010 englobaram 23 das 27 subestações, abrangendo 33 barramentos, e 42 dos 1832 PT existentes na RAA, e foram registados incumprimentos dos limites regulamentares da tremulação ("flicker") de longa duração (ilhas de São

Jorge, do Pico e do Corvo), do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões (Ilha das Flores) e da tensão harmónica (Ilha de São Miguel e ilha Terceira).

## REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço das redes de transporte e de distribuição da RAM do último triénio são apresentados no quadro que se segue.

Sistema	Indicador	Zonas	Madeira			Porto Santo			
			2008	2009	2010	2008	2009	2010	
Transporte	ENF (MWh)	-	53,33	121,22	230,38	9,39	2,85	17,20	
	TIE (minutos)	-	30,41	72,92	132,73	129,26	38,65	263,98	
	SAIFI (interrupções/PdE)	-	4,43	3,66	2,44	5,00	1,25	6,50	
	SAIDI (minutos/PdE)	-	127,68	109,63	137,58	105,25	58,25	392,50	
	SARI (minutos/interrupção)	-	28,80	29,97	56,39	21,05	46,60	60,38	
Distribuição	TIEPIMT (h)	Zona A	0,11	0,33	3,96	-	-	-	
		Zona B	0,12	0,31	0,98	1,95	0,85	4,26	
		Zona C	1,35	1,48	3,28	2,86	1,28	2,54	
	SAIFI (interrupções/PdE)	MT	Zona A	0,28	0,38	0,79	-	-	-
			Zona B	0,38	0,39	0,49	4,47	1,16	4,44
			Zona C	3,71	2,65	2,73	3,77	0,99	3,37
	SAIFI (interrupções/cliente)	BT	Zona A	0,61	1,49	3,49	-	-	-
			Zona B	0,41	1,94	3,60	5,05	1,57	7,35
			Zona C	4,31	3,15	5,16	4,56	1,64	7,86
	SAIDI (h/PdE)	MT	Zona A	0,08	0,23	1,81	-	-	-
			Zona B	0,11	0,27	0,84	1,74	0,78	3,96
			Zona C	2,04	2,16	4,78	3,24	1,52	2,89
	SAIDI (h/cliente)	BT	Zona A	0,15	1,08	7,25	-	-	-
			Zona B	0,11	1,47	7,42	1,96	0,78	6,36
			Zona C	1,98	2,52	7,80	3,62	0,93	7,34

Fonte dos dados: EEM

Em 2010 registou-se uma degradação da continuidade de serviço nas duas ilhas da Região Autónoma da Madeira, em particular na ilha do Porto Santo. Esta situação deve-se essencialmente aos incidentes, causados por condições atmosféricas adversas, ocorridos entre 18 e 22 de fevereiro, nomeadamente o temporal que assolou a ilha da Madeira na madrugada de 20 de fevereiro. Este temporal caracterizou-se por forte precipitação resultando em inundações e derrocadas ao longo das encostas da ilha, em especial na parte sul onde se localiza a cidade do Funchal. No caso da ilha do Porto Santo, o aumento dos indicadores deveu-se, segundo a empresa, essencialmente a condições atmosféricas adversas, nomeadamente a intensidade do vento.

Todos os padrões estabelecidos para os indicadores gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição foram cumpridos.

Não se registaram incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço nos dois PdE a clientes da rede de transporte da RAM.

Relativamente à rede de distribuição, registaram-se incumprimentos dos padrões associados ao indicador individual “duração total das interrupções”, em ambas as ilhas e para a MT e a BT, resultando

no pagamento de compensações aos clientes no montante de 5108,32 euros. Este valor é superior ao dobro do valor do ano 2009 (2014,32 euros). O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 180,31 euros.

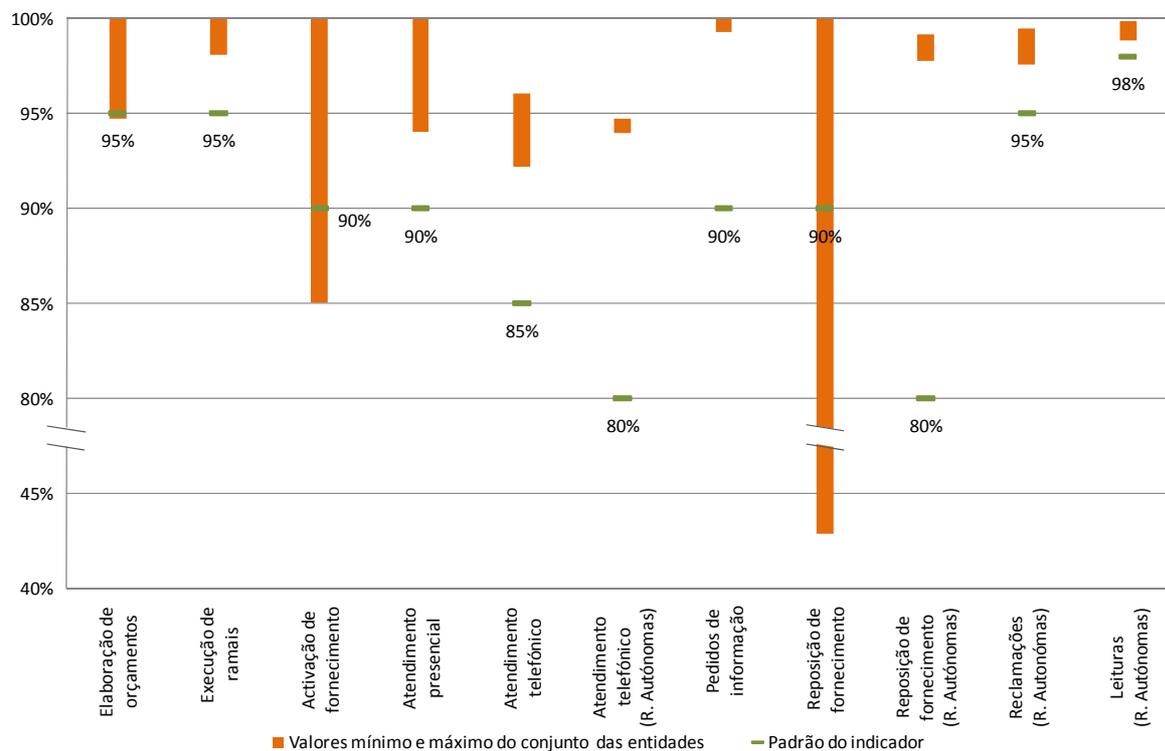
As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2010 na RAM contemplaram medições anuais em 8 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 31 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1759 PT), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização. Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação em ambas as ilhas e da 5.<sup>a</sup> harmónica na ilha da Madeira.

### **QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL**

Globalmente, o nível de qualidade de serviço comercial em 2010 melhorou ligeiramente face a 2009. As entidades que apresentaram informação à ERSE cumprem todos os padrões dos indicadores gerais, com exceção da CEVE (Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este), cujo desempenho, apesar de ter melhorado substancialmente, não atingiu o padrão do indicador relativo à ativação de fornecimento a instalações em baixa tensão.

À semelhança de anos anteriores, na maioria das situações as empresas analisadas cumprem os padrões, como se pode observar na figura seguinte.

**Padrões e valores limite dos indicadores gerais do conjunto das entidades em 2010**



Fonte dos dados: Empresas

Quanto aos indicadores individuais em 2010, e à semelhança de 2009, o maior número de incumprimentos por parte das empresas verifica-se no tempo de chegada a casa do cliente nas situações de avaria na alimentação individual. Da parte dos clientes, o incumprimento mais comum continua a ser a não comparência nas suas instalações no horário acordado para a realização de visitas combinadas. No que respeita às reclamações, os assuntos principais são os relativos à faturação, às características técnicas da tensão e às redes.

Apresenta-se de seguida um sumário dos aspetos mais relevantes de cada um dos indicadores que caracterizam o desempenho das empresas que apresentaram informação à ERSE.

Na elaboração de orçamentos destaca-se uma melhoria no desempenho da EDA e um desempenho ligeiramente inferior da CEVE, face a 2009. Na execução de ramais sublinha-se uma melhoria significativa da CEVE e uma ligeira melhoria por parte da EDP Distribuição, em relação a 2009.

Quanto ao indicador relativo às ativações de fornecimento, a CEVE registou uma melhoria significativa passando de 53% em 2009 para 85% em 2010, ainda assim não atingindo o padrão de 90%. A EEM registou uma ligeira melhoria face a 2009.

No atendimento presencial todas as empresas cumpriram os padrões, havendo a assinalar a superação, por parte da EDA, das dificuldades de monitorização dos tempos de espera registadas em 2009. Quanto ao atendimento telefónico centralizado, destaca-se a melhoria substancial no desempenho da EDP Serviço Universal face a 2009.

Em 2010, verificou-se um aumento significativo dos pedidos de informação junto da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, justificável pelo facto de estas empresas terem passado a considerar a totalidade dos pedidos de informação e não apenas os escritos. De referir igualmente uma diminuição do número de pedidos de informação na EDA devido ao facto de esta empresa ter deixado de considerar as comunicações de leituras como tal. Os assuntos que suscitam maior número de pedidos de informação são relativos a ligações à rede, questões contratuais e faturação ou cobrança.

Sobre o indicador relativo à mudança de comercializador, em 2010 houve um aumento de 21 514 pedidos de mudança face a 2009, tendo o tempo médio de mudança sido de 2,8 dias úteis.

A leitura dos equipamentos de medição é definida como um indicador individual pelo RQS Portugal Continental<sup>3</sup>. De 2009 para 2010 houve uma diminuição significativa nos incumprimentos, revelando uma evolução favorável do desempenho dos operadores das redes de distribuição abrangidos. Estes efetuaram 29 183 043 leituras, tendo sido pagas 1111 compensações, a que correspondeu o pagamento de 20 376 euros aos clientes, por incumprimento do intervalo de tempo entre leituras.

No que respeita ao tratamento de reclamações em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas<sup>4</sup>, encontra-se estabelecido um indicador individual. Em 2010, as empresas responderam a 72 768 reclamações, tendo sido pagas aos clientes 703 compensações (14 132 euros) por incumprimento do prazo de resposta. Estes valores são muito inferiores aos registados em 2009. Refira-se que em 2009 houve um esforço, por parte das empresas, na liquidação de compensações pendentes de anos anteriores.

No indicador relativo às visitas combinadas, os incumprimentos por parte dos operadores de rede reduziram-se para menos de metade do verificado em 2009 (446 face a 1053). Houve também uma redução significativa nos incumprimentos por parte dos clientes (79 590 face a 100 666). No entanto, o número de compensações cobradas aos clientes (360) é substancialmente inferior ao que é devido (79 590) nos termos regulamentares, situação semelhante à de 2009. Verifica-se assim que as entidades continuam a optar frequentemente por não cobrar as compensações aos clientes, o que contraria o estabelecido no RQS.

---

<sup>3</sup> Os RQS das regiões autónomas definem um indicador geral para esta matéria.

<sup>4</sup> Somente para reclamações relativas a faturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento dos equipamentos de medição.

Nas avarias na alimentação individual dos clientes, verificou-se um aumento assinalável do número de intervenções na EDA, EEM e EDP Distribuição, face a 2009. Por outro lado, o conjunto dos operadores exclusivamente em baixa tensão registou valores inferiores aos do ano anterior. Registaram-se 2947 incumprimentos por parte das empresas, isto é, 1,57% das situações (uma diminuição substancial face a 4765 situações em 2009). Registou-se o pagamento aos clientes de 96 477 euros, correspondendo a 4539 compensações. De referir que em 32% das situações (23% em 2009) verificou-se que a avaria se situava na instalação do cliente o que, nos termos estabelecidos nos RQS, originou o pagamento pelos clientes de 41 487 compensações (17 213 em 2009) aos operadores das redes de distribuição, num montante de 426 922 euros.

A informação recolhida sobre o indicador referente ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente demonstra que a percentagem de incumprimentos baixou para 0,59% face a 1,4% em 2009. Verificaram-se 1784 incumprimentos e foram pagas 1781 compensações no valor de 32 772 euros.

Importa ainda referir que, em 2010, se voltou a registar uma melhoria na qualidade e detalhe da informação prestada à ERSE sobre qualidade de serviço comercial. A ERSE continuará a desenvolver esforços no sentido de ultrapassar as falhas de informação verificadas. Com efeito, a Cooproriz, a Eléctrica de Moreira de Cónegos e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio voltaram a não enviar quaisquer dados à ERSE ou justificação para o não cumprimento das suas obrigações regulamentares de entrega de informação.

Não obstante as melhorias verificadas este ano, é ainda necessário que os sistemas, registos e dados, de todas as entidades abrangidas pelos RQS, sejam auditáveis e auditados de forma a aumentar a confiança no rigor e precisão da informação enviada à ERSE e disponibilizada publicamente.

## **AUDITORIAS ÀS EMPRESAS**

De igual modo ao realizado em 2009 relativamente às auditorias promovidas pela EDP Distribuição e EDP Serviço Universal, em 2010 a ERSE considerou necessário introduzir melhorias no processo de auditoria e, com esse objetivo, propôs-se acompanhar todas as fases das auditorias realizadas pela EDA e REN. Em 2010 decorreram os trabalhos preparatórios de realização das respetivas auditorias.

A EEM, em 2010, realizou a auditoria estabelecida regulamentarmente, sendo de referir que se encontrava em situação de incumprimento desde 2008.

Da análise efetuada ao relatório da auditoria enviado à ERSE, verificou-se que foram identificadas algumas deficiências e diversas situações de melhoria nos procedimentos de recolha e registo de informação sobre a qualidade de serviço e nas metodologias e critérios utilizados no cálculo dos respetivos indicadores, que urge ultrapassar. Nesse sentido, a ERSE solicitou que a EEM apresentasse um plano de implementação das melhorias e das ações de correção das deficiências identificadas no referido relatório de auditoria.

## **VERIFICAÇÃO DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES RELATIVAS À PUBLICAÇÃO DOS RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS**

Os distribuidores de energia elétrica exclusivamente em BT não enviaram à ERSE os respetivos relatórios de qualidade de serviço, nos moldes estabelecidos regulamentarmente.

De forma geral recomenda-se que as empresas melhorem a forma de exposição da informação tendo em consideração a diversidade de públicos a que se destina o relatório, nomeadamente, torná-lo acessível a clientes sem conhecimentos específicos do setor e de engenharia eletrotécnica.

Destaca-se positivamente a descrição das ações de melhoria da qualidade de serviço apresentada no relatório da EDA em que, para cada medida, informa a que nível as ações tomadas terão impacto na qualidade de serviço, nomeadamente quais os indicadores de qualidade de serviço que se espera diminuir e o impacto a nível do cumprimento da norma da qualidade da onda de tensão EN 50 160.

Quanto às questões de qualidade de serviço comercial, os relatórios de qualidade de serviço das empresas cumprem, de uma forma geral, o conteúdo requerido pelos RQS. No entanto, são de mencionar as seguintes situações: a EEM não apresentou informação sobre o indicador relativo à reposição de serviço após interrupções acidentais; a EDP Serviço Universal não refere iniciativas realizadas para melhorar o relacionamento comercial com clientes com necessidades especiais

## 2 INTRODUÇÃO

Em Portugal, a regulação da qualidade do serviço prestado pelos operadores das redes e pelos comercializadores de energia elétrica é realizada através dos regulamentos da qualidade de serviço (RQS) aplicáveis a cada um dos três sistemas elétricos existentes em Portugal:

- Sistema elétrico de Portugal Continental<sup>5</sup> - RQS Portugal Continental.
- Sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores<sup>6</sup> - RQS Açores.
- Sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira<sup>7</sup> - RQS Madeira.

O presente relatório, referente ao ano de 2010, dá cumprimento aos regulamentos referidos que estabelecem a publicação pela ERSE de um relatório anual da qualidade de serviço.

Nesse sentido, este relatório tem os seguintes objetivos principais:

- Caracterizar a qualidade de serviço no setor elétrico, incidindo sobre o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.
- Analisar o cumprimento das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço por parte de cada um dos agentes do setor.

Este relatório resulta do acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano sobre esta temática, destacando-se as seguintes atividades:

- Reuniões regulares com as empresas.
- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas.
- Análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas.
- Realização de ações de formação para consumidores, em particular sobre qualidade de serviço, integradas no Programa ERSEFORMA.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes.

Para além deste capítulo introdutório, o relatório está estruturado da seguinte forma:

---

<sup>5</sup> Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado em anexo ao Despacho n.º 5255-A/2006, de 8 de março, II Série, Diário da República, da Direção-Geral de Geologia e Energia.

<sup>6</sup> Regulamento da Qualidade de Serviço, publicado em anexo ao Despacho n.º 917/2004, de 9 de novembro, II Série, Jornal Oficial da Região Autónoma dos Açores.

<sup>7</sup> Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Elétrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, publicado em anexo ao Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M, de 9 de dezembro, I Série B, do Diário da República.

- Capítulo 2 – Qualidade de serviço técnica, onde se efetua a caracterização e avaliação da continuidade de serviço (número e duração das interrupções de fornecimento) e da qualidade da onda de tensão (condições em que a energia elétrica é fornecida aos clientes).
- Capítulo 3 – Qualidade de serviço comercial, que inclui, entre outros aspetos, o atendimento presencial e telefónico, a resposta a pedidos de informação e reclamações e a leitura de contadores.
- Capítulo 4 – Atividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço, como a verificação do cumprimento das disposições regulamentares, o estabelecimento e aplicação de incentivos para melhoria da qualidade de serviço, a receção e tratamento de reclamações e pedidos de informação e a participação em grupos de trabalho de âmbito europeu.

A informação apresentada no relatório foi prestada à ERSE pelas empresas do setor elétrico cujas designações e número de clientes se encontra no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 – Empresas e respetivo número de clientes ou pontos de entrega em 2010**

Entidade	Nome abreviado	Funções	Clientes ou pontos de entrega			
			MAT	AT	MT	BT
EDA - Electricidade dos Açores	EDA	ORD, CUR	-	-	679	118 791
EDP Distribuição Energia	EDP Distribuição	ORD	57	263	23 298	6 073 315
EDP Serviço Universal	EDP Serviço Universal	CUR	21	177	12 803	5 726 569
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	ORD, CUR	-	-	254	142 253
Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR	-	-	-	n.d.
A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR	-	-	-	4194
Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR	-	-	-	4265
Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR	-	-	-	1931
Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	C. E. S. Simão de Novais	ORD, CUR	-	-	-	3243
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	C. E. de Vilarinho	ORD, CUR	-	-	-	1480
CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR	-	-	-	8882
Cooprroz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooprroz	ORD, CUR	-	-	-	n.d.
A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR	-	-	-	n.d.
Junta de Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR	-	-	-	n.d.
REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT	67	-	-	-

n.d. – não disponível

EDP Distribuição e EDP SU – Número de clientes no final do ano (não inclui iluminação pública)

EEM – Apenas contratos ativos (não inclui iluminação pública)

ORD – Operador das redes de distribuição

ORT – Operador da rede de transporte

CUR – Comercializador de último recurso

Fonte dos dados: Empresas

Para mais informação sobre as matérias analisadas, sugere-se a consulta da página da internet da ERSE na qual estão disponíveis todos os dados de qualidade de serviço aqui analisados e a caracterização física das redes de energia elétrica de Portugal.



### 3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

A qualidade de serviço técnica engloba as matérias de continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão de aplicação aos operadores das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica.

A vertente de continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que não há fornecimento de energia elétrica, i.e., situações em que as ocorrências nas redes originam interrupções de serviço aos pontos de entrega (PdE) dessa rede, sejam clientes ou ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição ou da rede de distribuição em MT à rede de distribuição em BT. Para o efeito, estão estabelecidos indicadores e padrões associados ao número e à duração das interrupções, bem como à avaliação do seu impacto. De acordo com o estabelecido regulamentarmente só são consideradas as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos).

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço são denominados de gerais se forem de aplicação à totalidade de um sistema ou a um conjunto de clientes ou zonas geográficas com as mesmas características. Os indicadores gerais estabelecidos nos regulamentos da qualidade de serviço são apresentados no Quadro 3-1, com indicação das redes às quais se aplicam.

**Quadro 3-1 – Indicadores gerais de continuidade de serviço**

Indicador geral	Aplicação		
	Transporte	Distribuição	
		MT	BT
ENF – Energia Não Fornecida	✓		
TIE – Tempo de Interrupção Equivalente	✓		
END – Energia Não Distribuída		✓	
TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada		✓	
SAIFI – Frequência Média de Interrupções do Sistema (System Average Interruption Frequency Index)	✓	✓	✓
SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema (System Average Interruption Duration Index)	✓	✓	✓
SARI – Tempo Médio de Reposição do Serviço (System Average Restoration Index)	✓		

A caracterização e a avaliação da continuidade de serviço prestada a cada um dos PdE são denominadas de individuais. Estão estabelecidos dois indicadores de continuidade de serviço individuais:

- Frequência das interrupções: número total das interrupções sentidas na instalação de cada cliente, em cada ano.
- Duração total das interrupções: duração total das interrupções sentidas na instalação de cada cliente, em cada ano.

Para os indicadores gerais e individuais estão associados padrões, níveis mínimos de qualidade de serviço a prestar pelos operadores das redes. Na verificação dos padrões são consideradas as

interrupções longas, excluindo as interrupções causadas por casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.)<sup>8</sup>, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e facto imputável ao cliente. Entendendo-se que os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação, paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar.

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos. Estas características devem ser objeto de monitorização de acordo com os procedimentos adotados regulamentarmente.

### **3.1 REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL**

#### **3.1.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

Nos pontos que se seguem analisa-se o desempenho da Rede Nacional de Transporte (RNT) em termos de continuidade de serviço. Nesta análise são contempladas todas as interrupções, fazendo-se uma análise mais abrangente relativamente ao estabelecido no RQS Portugal Continental, que contempla apenas as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos).

##### **3.1.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO EM 2010**

No ano de 2010 ocorreram 8 interrupções de fornecimento, afetando 8 PdE da RNT, correspondendo a cerca de 10,5% dos PdE existentes no final deste ano. O Quadro 3-2 apresenta informação quanto ao número e duração das interrupções verificadas em 2010 por PdE da RNT, bem como o seu impacto em termos de Energia Não Fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções com origem nesta rede (ENF<sub>1</sub>)<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> Da aplicação dos RQS excluem-se os c.f.f.m., situações consideradas exteriores, imprevisíveis e irresistíveis. A sua ocorrência, para dados níveis de impacto na rede, obriga os operadores da rede a enviar à ERSE relatórios com evidências quanto à sua classificação, bem como o impacto em termos da qualidade de serviço prestada e clientes afetados.

<sup>9</sup> A partir de 2005, a REN apresenta informação relativa às interrupções de acordo com as três parcelas de energia não fornecida estabelecidas no RQS Portugal continental, atendendo à responsabilidade de cada entidade:

- ENF<sub>1</sub>, da responsabilidade do operador da rede de transporte. Parcela correspondente ao intervalo de tempo que decorre entre o início da interrupção e a reposição da tensão no PdE afetado. Energia
- ENF<sub>2</sub>, da responsabilidade indireta do operador da rede de transporte. Parcela correspondente ao intervalo de tempo necessário à reposição de serviço das redes de distribuição, após a colocação em tensão do PdE (t<sub>2</sub>). Este intervalo de tempo está sujeito a limites máximos acordados ente o operador da rede de transporte (REN) e o operador da rede de distribuição em AT e MT (EDP Distribuição).
- ENF<sub>3</sub>, da responsabilidade do operador da rede de distribuição em AT e MT. Parcela correspondente ao intervalo de tempo entre o tempo real de reposição de serviço por parte do operador da rede de distribuição e o tempo convencional de reposição de serviço (t<sub>2</sub>).

**Quadro 3-2 – Caracterização das interrupções de serviço ocorridas na RNT, em 2010**

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções				Duração Total das Interrupções (min)				ENF <sub>1</sub> (MWh)			
Designação	Un (kV)	t<1min	1min=t<=3min	t>3min	Total	t<1min	1min=t<=3min	t>3min	Total	t<1min	1min=t<=3min	t>3min	Total
Subestação de Frades	60		1		1		2,90		2,90		0,00		0,00
Neves Corvo	150	1			1	0,90			0,90	0,30			0,30
Ermidas Sado	150		1		1		1,60		1,60		0,10		0,10
Subestação de Riba D'Ave	60	1			1	0,70			0,70	0,20			0,20
Subestação do Alqueva	60		1		1		2,30		2,30		0,70		0,70
Subestação de Fanhões	60			1	1			8,90	8,90			18,40	18,40
Subestação de Alto de Mira	60			1	1		8,70		8,70			29,70	29,70
Subestação de Setúbal	60			1	1		25,80		25,80			66,80	66,80
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>1,60</b>	<b>41,30</b>	<b>8,90</b>	<b>51,80</b>	<b>0,50</b>	<b>0,80</b>	<b>114,90</b>	<b>116,20</b>
<b>Total (%)</b>		<b>25,00</b>	<b>37,50</b>	<b>37,50</b>	<b>100</b>	<b>20,00</b>	<b>516,25</b>	<b>111,25</b>	<b>647,50</b>	<b>6,25</b>	<b>10,00</b>	<b>1436,25</b>	<b>1452,50</b>

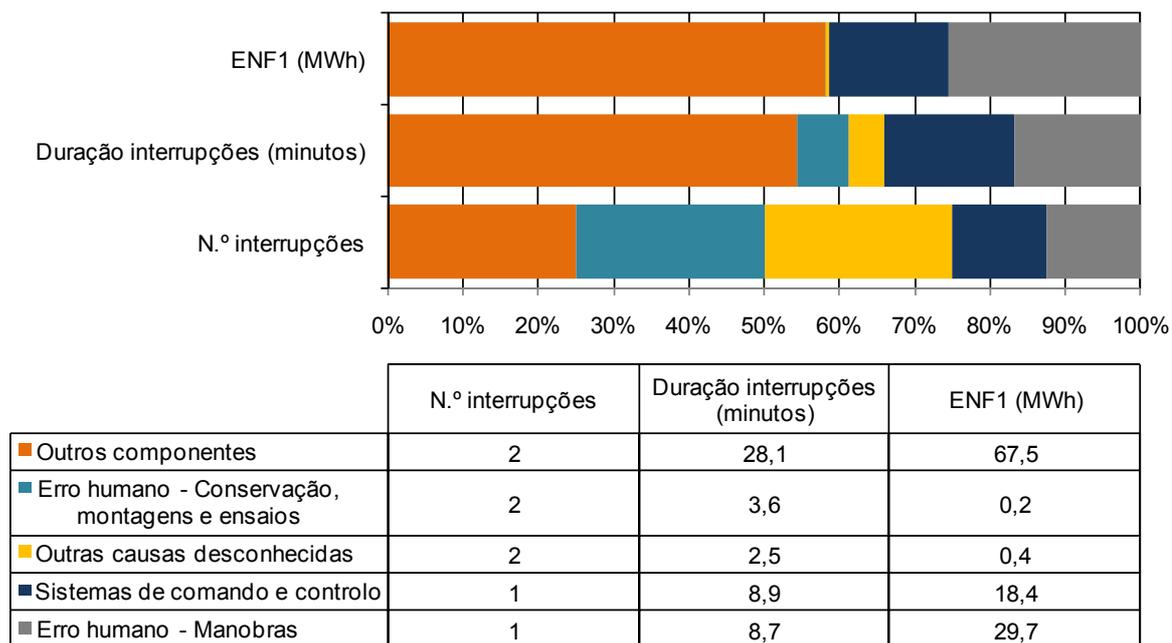
Fonte dos dados: REN

No Quadro 3-2, a ENF<sub>1</sub> corresponde à estimativa da energia não fornecida aos PdE desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a interrupção de um PdE da rede de transporte para a rede de distribuição, é necessário um tempo adicional para o fornecimento da rede de distribuição ser efetivo. Este tempo de reposição é indiretamente imputável à rede de transporte, dado que apenas se verifica devido à ocorrência de interrupções nos PdE da rede de transporte. Em 2010, esse tempo de interrupções foi 2,5 minutos, correspondendo a uma ENF de 4,7 MWh. Adicionalmente, verificou-se que a rede de distribuição ultrapassou o tempo convencionado para reposição de fornecimento após uma interrupção com origem na RNT em três das interrupções.

Para a rede de transporte estão estabelecidos padrões individuais anuais de continuidade de serviço de aplicação aos PdE a clientes e que consideram apenas interrupções longas (3 para o número de interrupções e 45 minutos para a duração total das interrupções por ano). Neste ano, as interrupções de longa duração ocorreram apenas em PdE à rede de distribuição. Assim, os padrões individuais de continuidade de serviço foram totalmente cumpridos. Desde 2004 que não se registam incumprimentos destes padrões.

A Figura 3-1 apresenta as causas de todas as interrupções de fornecimento verificadas em 2010 e o respetivo impacto em termos de número e de duração das interrupções e ENF<sub>1</sub>.

**Figura 3-1 – Interrupções na rede de transporte de Portugal Continental por causa, em 2010**



Fonte dos dados: REN

Em 2010 apenas se registaram interrupções da responsabilidade do operador da rede de transporte.

No Quadro 3-3 é apresentada uma breve descrição das três interrupções que deram origem a valores de ENF<sub>1</sub> superiores a 10 MWh.

**Quadro 3-3 – Caracterização das interrupções de serviço mais significativas da RNT, em 2010**

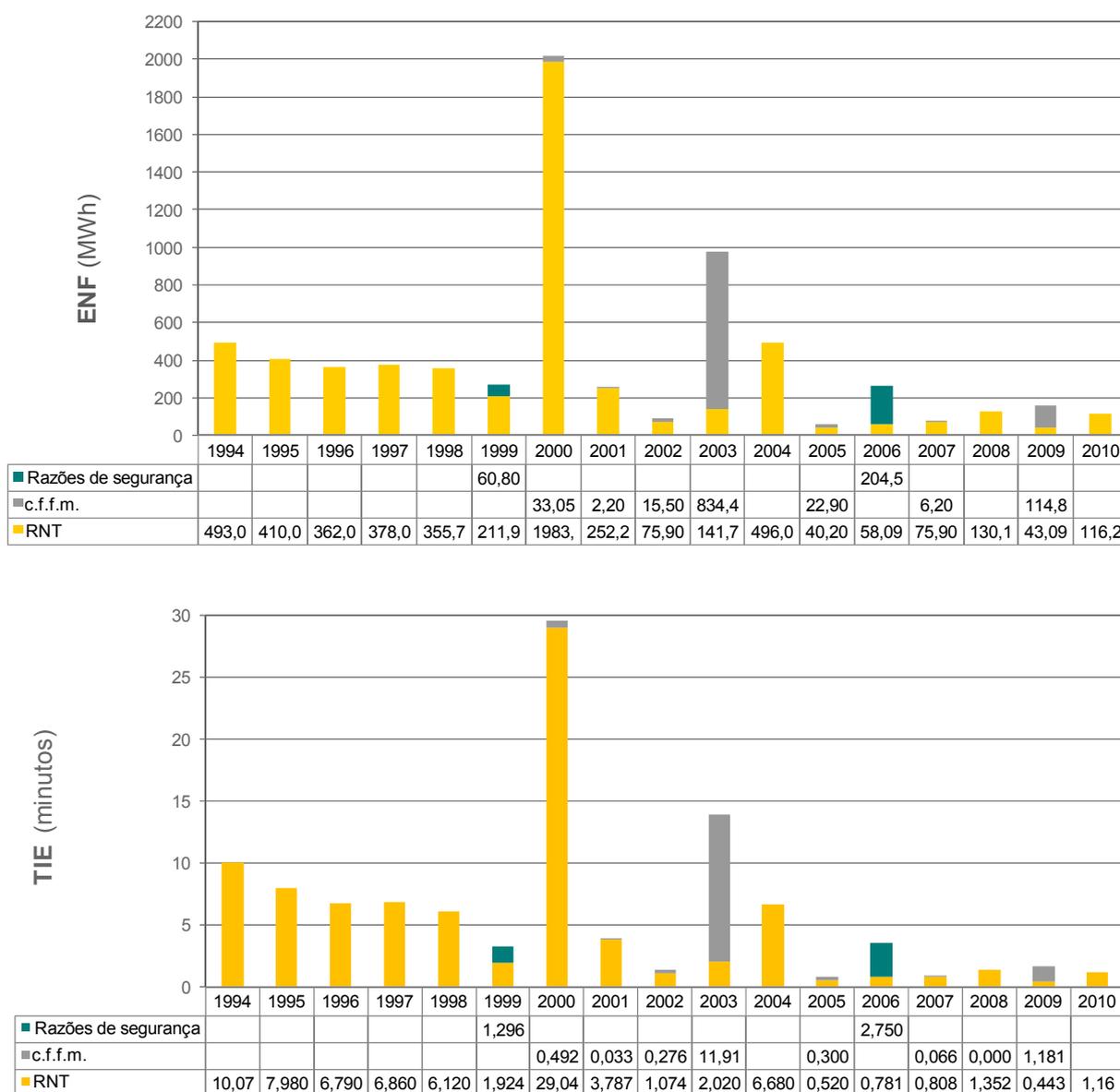
Ocorrência (Dia - hora)	Causa	ENF <sub>1</sub> (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
25/03/2010 00:02	Devido a um erro de parametrização a função de corte de tensão zero atuou indevidamente na Subestação de Fanhões.	18,4	8,9
30/04/2010 16:43	Durante manobras de isolamento da bateria de condensadores 1 na Subestação de Alto Mira, foi dada indevidamente ordem de abertura em carga ao seccionador de barras 2 do painel, originando um defeito de barras e consequente disparo de três transformadores.	29,7	8,7
12/10/2010 09:07	Durante manobras de mudança de barramento do painel Algeruz da Subestação de Setúbal, deu-se um curto circuito interno no módulo blindado híbrido (SF6) do painel resultando no disparo de três transformadores.	66,8	25,8

Fonte dos dados: REN

3.1.1.2 INDICADORES GERAIS

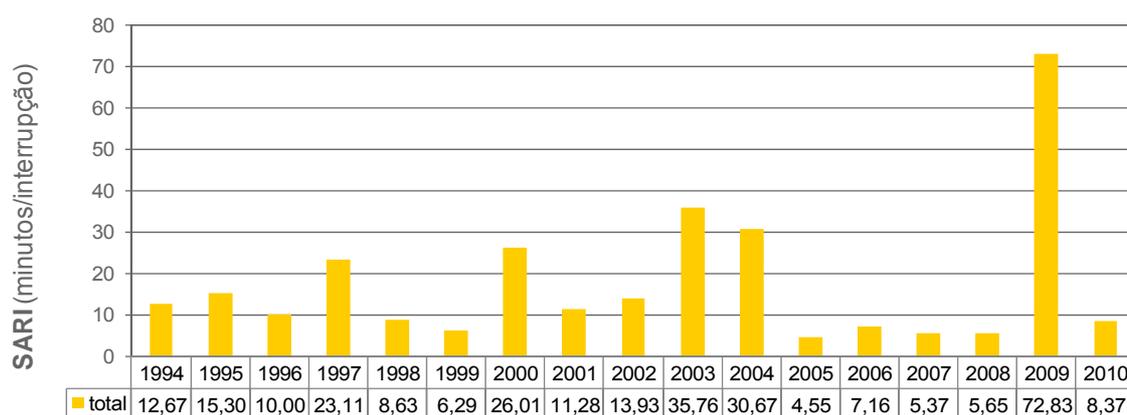
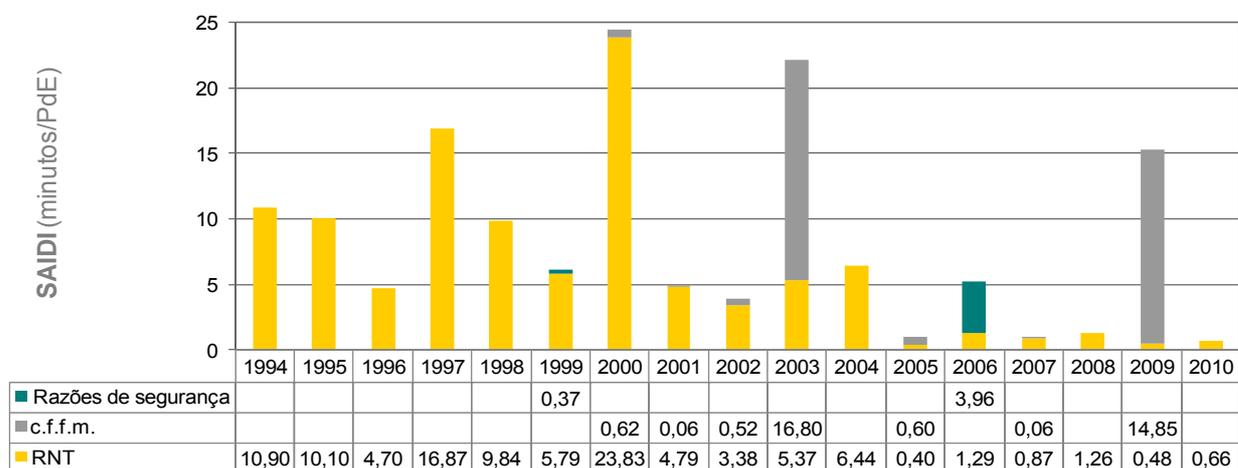
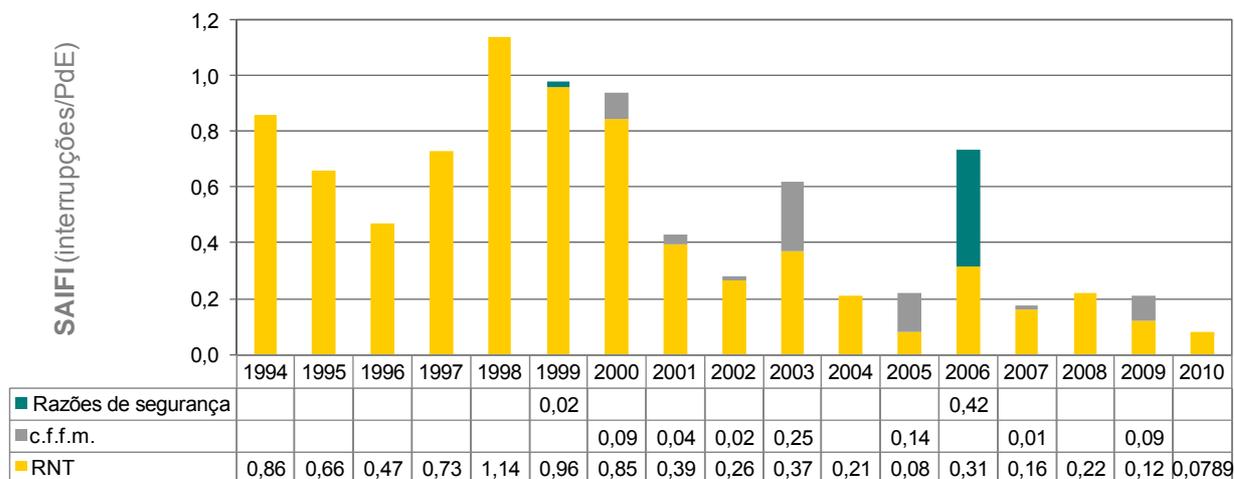
Em resultado das interrupções de fornecimento de energia elétrica, o desempenho global da RNT é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço que se apresentam na Figura 3-2 e na Figura 3-3.

Figura 3-2 – Evolução dos valores de ENF e TIE na RNT entre 1994 e 2010, considerando todas as interrupções



Fonte dos dados: REN

**Figura 3-3 – Evolução dos valores de SAIFI, SAIDI e SARI<sup>10</sup> na RNT entre 1994 e 2010, considerando as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto**



Fonte dos dados: REN

<sup>10</sup> Devido à forma de cálculo do SARI, quociente entre a duração total das interrupções pelo número total de interrupções, o valor total não corresponde à soma dos valores de SARI devidos a cada uma das causas. Motivo pelo qual neste gráfico só é apresentado o valor total.

O desempenho da RNT avaliado com base nos indicadores gerais de continuidade de serviço apresenta uma grande volatilidade resultante, nomeadamente, da sensibilidade de sistemas com poucos PdE a variações do número e da duração das interrupções<sup>11</sup>.

Da análise dos indicadores de continuidade de serviço, excetuando as interrupções devidas a c.f.f.m. e razões de segurança, o ano de 2010 situa-se ao nível de qualidade de serviço verificada desde 2005, sendo que o ano de 2005 continua a apresentar os menores valores da maioria dos indicadores gerais de continuidade de serviço (ENF, SAIFI e SAIDI).

O Quadro 3-4 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT, em 2010, desagregados de acordo com a duração das interrupções (interrupções inferiores ou iguais a 3 minutos – breves; interrupções superiores a 3 minutos – longas).

**Quadro 3-4 – Indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT considerando as interrupções inferiores ou iguais a 3 minutos e as interrupções superiores a 3 minutos, em 2010**

Indicador geral	Duração das interrupções			Duração das interrupções (%)	
	Unidade	t≤3 min	t>3min	t≤3 min	t>3min
ENF <sub>1</sub>	MWh	1,30	114,90	1,12	98,88
TIE	minutos	0,01	1,15	1,12	98,88
SAIFI	interrupções/PdE	0,07	0,04	62,50	37,50
SAIDI	minutos/PdE	0,11	0,57	16,22	83,78
SARI	minutos/interrupção	1,68	14,47	n.a.	n.a.

n.a.: não aplicável

Fonte dos dados: REN

As interrupções breves têm um reduzido impacto em termos de indicadores de continuidade de serviço associados à duração das interrupções mas são preponderantes no que se refere ao número de interrupções. De referir que a ENF<sub>1</sub> e o TIE são determinados relativamente à disponibilidade da RNT. No entanto, para os PdE da RNT (rede de distribuição ou clientes), o facto de ocorrer uma interrupção tem impactos a nível operacional, e em concreto para determinadas instalações de clientes, o impacto da ocorrência de uma interrupção, mesmo que breve, afeta todo o processo produtivo. Por esse motivo, torna-se necessária a regulamentação do controlo e da vigilância das interrupções breves.

### 3.1.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

No seguimento do que tem sido efetuado em anos anteriores, em 2010 realizou-se a monitorização da totalidade dos PdE em que, de acordo com a REN, essa monitorização é viável, i.e., a configuração das respetivas subestações permitem instalar os equipamentos de monitorização, num total de 53 PdE (70%

<sup>11</sup> Em sistemas com poucos PdE, uma variação no número de interrupções ou na duração das interrupções tem impacto no valor médio dos indicadores SAIFI e SAIDI. Pelo contrário, em sistemas com muitos PdE, ocorrências que afetem vários PdE ou de duração elevada, têm um impacto médio reduzido.

dos PdE de 2010). A REN efetua também a monitorização em pontos internos da rede de transporte. De seguida é efetuado um resumo das ações de monitorização realizadas nos PdE e dos resultados obtidos:

- Número de PdE monitorizados: 53 (70% dos PdE).
- Duração dos períodos de monitorização:
  - 1 a 5 semanas, monitorizações de duração prevista de 4 semanas: 48 PdE (63% dos PdE).
  - 21 a 50 semanas, monitorizações anuais: 5 PdE (6,6% dos PdE).
- Incumprimentos dos valores regulamentares:
  - Severidade de tremulação (“flicker”), de longa e curta duração, nos PdE Subestação do Alqueva, Subestação de Ermesinde e Subestação do Carregado.
  - Distorção harmónica, no PdE Subestação de Frades (6.<sup>a</sup> harmónica) e nos PdE Subestação de Tunes e Subestação de Sines (algumas harmónicas de ordem superior à 21.<sup>a</sup>).

Os períodos de monitorização inferiores aos previstos deveram-se a anomalias nos equipamentos de monitorização.

De acordo com o referido pela REN, nomeadamente no respetivo relatório anual da qualidade de serviço, as situações de incumprimento dos limites de tremulação (“flicker”) têm origem em clientes de MAT e na de rede transporte de energia elétrica de Espanha, propagando-se pela interligação Alqueva - Brovales.

A REN refere não haver reclamações por parte dos consumidores relativamente às situações em que os valores limite das características da qualidade da onda de tensão não foram respeitados.

A monitorização das cavas de tensão ocorreu nos 5 PdE com monitorização anual. O Quadro 3-5 apresenta a caracterização do número de cavas de tensão registadas em quatro desses pontos, por intervalos de duração e profundidade. Não foi considerada a informação do PdE Subestação de Pereiros pelo facto do período de monitorização ter sido apenas de 21 semanas, metade do período requerido para a caracterização do ponto monitorizado em termos de cavas de tensão. Os demais PdE foram monitorizados durante períodos de 47 a 50 semanas.

**Quadro 3-5 – Caracterização das cavas de tensão registadas em 4 PdE, em 2010**

Amplitude (% Un)	Duração (s)					
	]0,01 ; 0,1]	]0,1 ; 0,25]	]0,25 ; 0,5]	]0,5 ; 1]	]1 ; 3]	]3 ; 20]
[10, 20[	58	38	12	2	4	
[20, 30[	28	14	3	3		
[30, 40[	36	11	2	8		
[40, 50[	13	11	3	2	1	
[50, 60[	5	2	2	2		1
[60, 70[	2	2		1		
[70, 80[				2		
[80, 90[		1	5			
[90, 99[			1			

Un – Tensão nominal

Fonte dos dados: REN

Em 2010, das 275 cavas registadas nos quatro PdE em análise 209 (76%) tiveram uma duração inferior a 0,25 s e uma amplitude inferior a 30% da tensão declarada.

### 3.1.3 INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

Em 2010, no âmbito da aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, a “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 97,78%, ligeiramente superior ao valor de referência, 97,5%, dando lugar ao pagamento de um prémio de 279 mil euros pelo desempenho registado.

## 3.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

### 3.2.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Nos pontos seguintes é analisado o desempenho da rede de distribuição da EDP Distribuição em termos de continuidade de serviço. Nesta análise são consideradas todas as interrupções longas (de duração superior a 3 minutos) incluindo, para efeitos de determinação dos indicadores, todos os incidentes que causaram interrupções, em linha com o princípio adotado desde sempre pela ERSE <sup>12</sup>.

#### 3.2.1.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

##### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RQS Portugal Continental estabelece a obrigatoriedade de determinação dos indicadores gerais END, TIEPI, SAIDI MT e SAIFI MT para as redes de média tensão (MT) e SAIDI BT e SAIFI BT para as redes de baixa tensão (BT), discriminando as interrupções previstas e as acidentais. De seguida, e para cada indicador geral, apresenta-se:

- Uma figura com o valor do indicador registado no ano de 2010 nos diversos distritos de Portugal Continental e para a totalidade da rede da EDP Distribuição, com discriminação das interrupções previstas e acidentais e evidenciando, no caso das interrupções acidentais, a contribuição das interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.) para o valor final do indicador. Os distritos encontram-se ordenados por ordem alfabética.
- Uma figura com a variação percentual do valor do indicador de 2009 para 2010, por distrito, considerando o valor total resultante das interrupções previstas e acidentais.
- Uma figura com a evolução anual do valor do indicador, para a globalidade da rede da EDP Distribuição, com discriminação das interrupções previstas e acidentais, de 2001 a 2010.

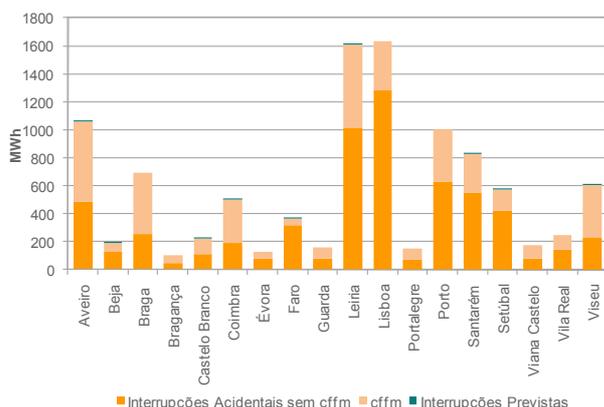
---

<sup>12</sup> No seu relatório da qualidade de serviço de 2010, a EDP Distribuição fez uma caracterização em separado de três grandes incidentes, ocorridos a 27 de fevereiro, a 3 de outubro e a 7 de dezembro de 2010, que foram considerados pela empresa como eventos de carácter excepcional devido às condições atmosféricas extraordinárias que lhes estiveram associadas, tendo excluído as suas consequências da análise à evolução dos indicadores de continuidade de serviço que é apresentada. Situação equivalente já tinha ocorrido no relatório da EDP Distribuição de 2009 relativamente aos dois grandes incidentes ocorridos a 23 de janeiro e a 23 de dezembro de 2009. Acresce ainda referir que por não constarem dos dados que, na altura, foram recebidos, o relatório da qualidade de serviço publicado pela ERSE no ano passado não considerou os contributos para os indicadores de continuidade de serviço dos dois incidentes referidos. Esta situação foi agora corrigida no presente relatório.

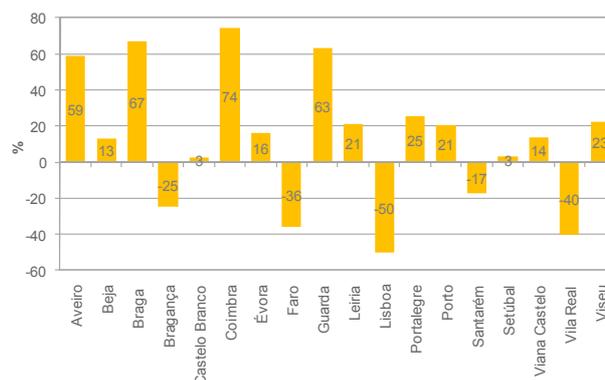
A Figura 3-4 apresenta a END e o TIEPI, por distrito, em 2010, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados em 2009.

Figura 3-4 – END e TIEPI por distrito de Portugal Continental

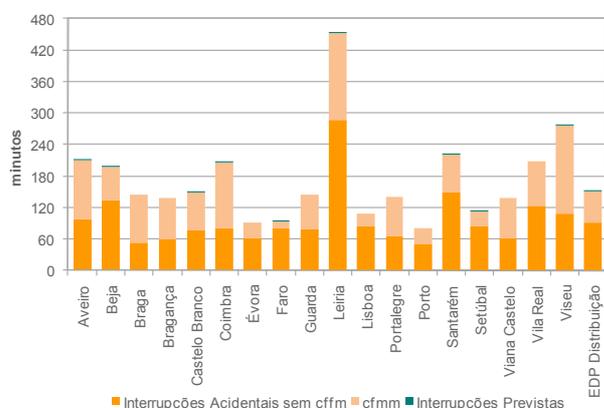
END – Interrupções acidentais e previstas, em 2010



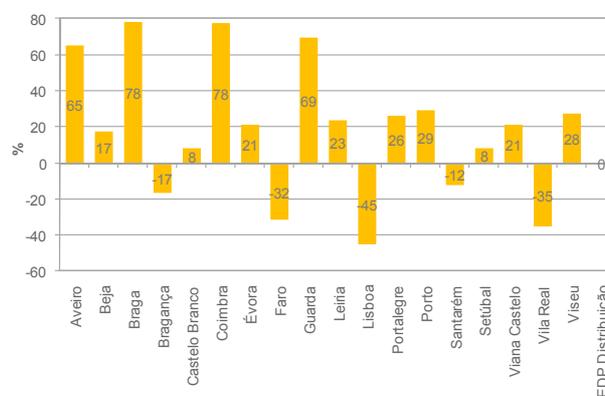
END – Variação de 2009 para 2010



TIEPI – Interrupções acidentais e previstas em 2010



TIEPI – Variação de 2009 para 2010



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Em 2010, o valor total de END foi de cerca de 10,3 GWh e o valor total de TIEPI foi de cerca de 151 minutos, o que representa, um decréscimo de 5% para a END enquanto que o TIEPI se manteve em relação aos valores de 2009. Para este valor de END, as interrupções acidentais contribuíram 99,95% e, em particular, as devidas a c.f.f.m., cerca de 40%.

Os distritos de Bragança, Faro, Lisboa, Santarém e Vila Real registaram uma melhoria, relativamente a 2009, para os dois indicadores apresentados. A evolução mais desfavorável dos distritos Aveiro, Braga,

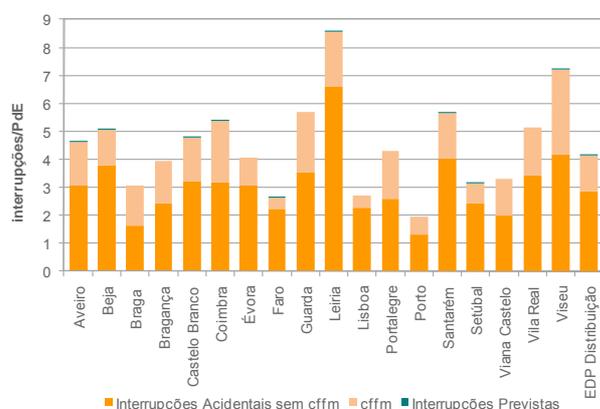
Coimbra e Guarda é essencialmente devida aos grandes incidentes causados por condições atmosféricas adversas que afetaram as regiões Norte e Centro de Portugal Continental.<sup>13</sup>

A Figura 3-5 apresenta os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT registados em 2010, por distrito, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados no ano de 2009.

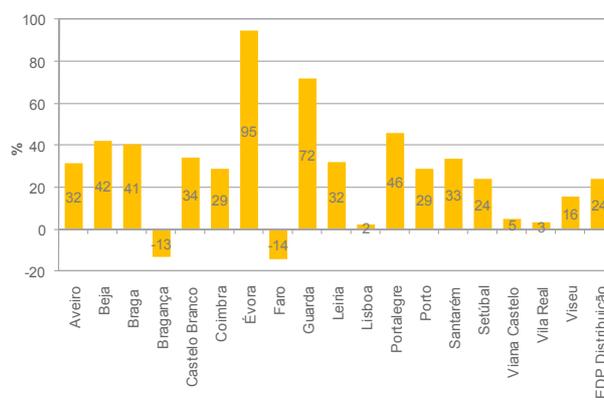
**Figura 3-5 – SAIFI MT e SAIDI MT por distrito de Portugal Continental**

SAIFI MT – Interrupções acidentais e previstas em

2010

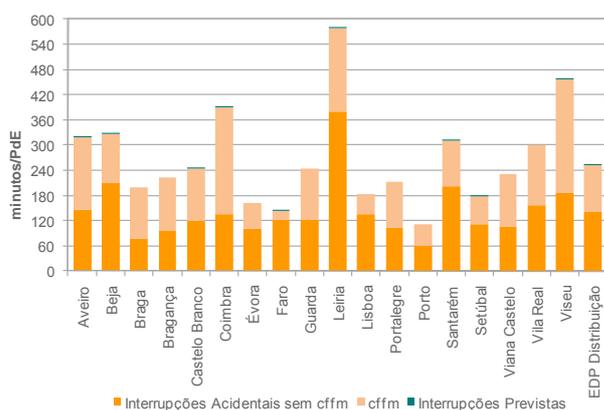


SAIFI MT – Variação de 2009 para 2010

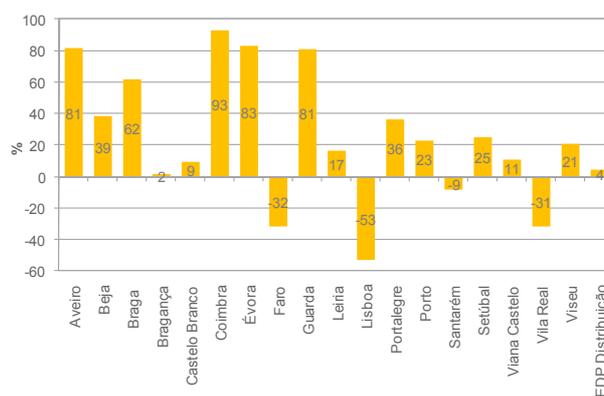


SAIDI MT – Interrupções acidentais e previstas em

2010



SAIDI MT – Variação de 2009 para 2010



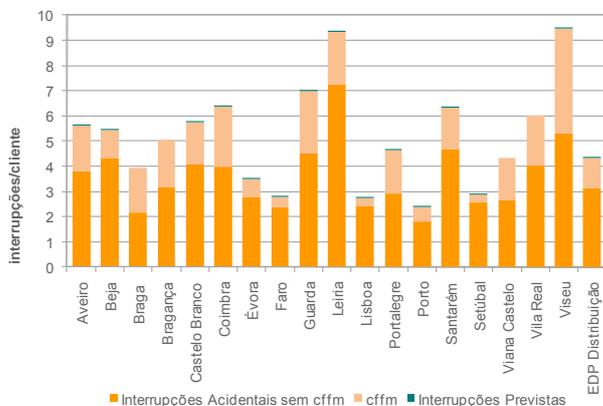
Fonte dos dados: EDP Distribuição

A Figura 3-6 apresenta os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT, por distrito, em 2010, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados em 2009.

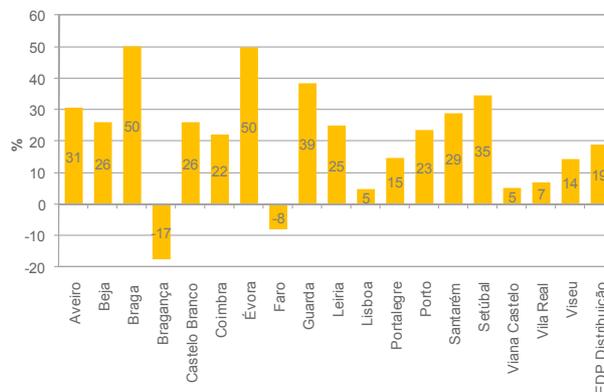
<sup>13</sup> Estes incidentes são descritos no ponto “Ocorrências mais significativas nas redes da EDP Distribuição” deste relatório.

Figura 3-6 – SAIFI BT e SAIDI BT por distrito de Portugal Continental

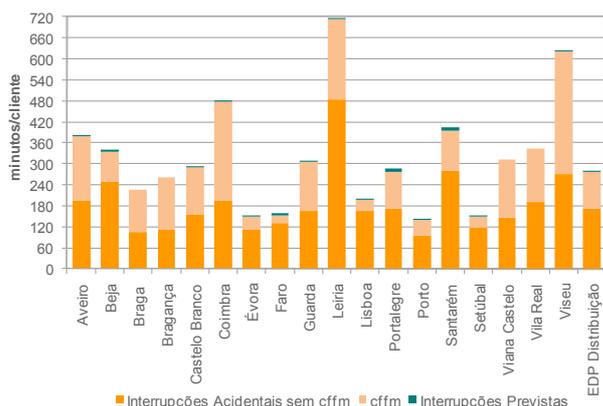
SAIFI BT – Interrupções acidentais e previstas em 2010



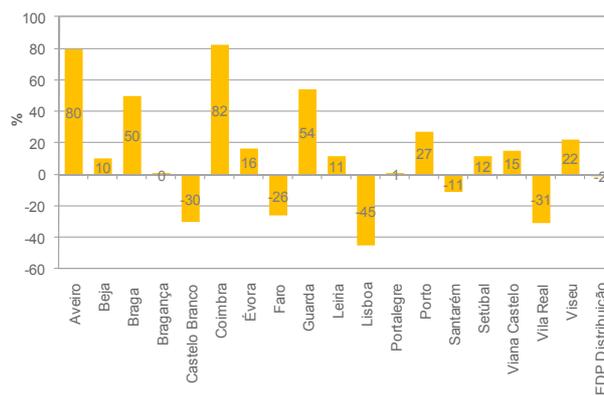
SAIFI BT – Variação de 2009 para 2010



SAIDI BT – Interrupções acidentais e previstas em 2010



SAIDI BT – Variação de 2009 para 2010



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Em 2010, o valor total de SAIFI MT foi de cerca de 4,2 interrupções/PdE e o de SAIDI MT foi de cerca de 253,0 minutos/PdE, tendo representado um aumento, de 24% e 4%, respetivamente, face aos valores de 2009.

O valor total de SAIFI BT foi de 4,3 interrupções/cliente e o valor total de SAIDI BT foi de 277,6 minutos/cliente, tendo representado, respetivamente, um aumento de 19% e uma diminuição de 2%, face aos valores de 2009.

Os distritos de Bragança e Faro foram os únicos a registar uma evolução positiva do indicador SAIFI na BT e na MT. No caso do indicador SAIDI, os distritos com evolução positiva em MT foram Faro, Lisboa, Santarém e Vila Real e na BT para além destes distritos inclui-se também o distrito de Castelo Branco.

O distrito de Leiria registou o valor mais elevado de SAIFI MT, 8,6 interrupções/PdE. No caso do SAIFI BT, o distrito de Viseu registou o valor mais elevado com 9,5 interrupções/cliente.

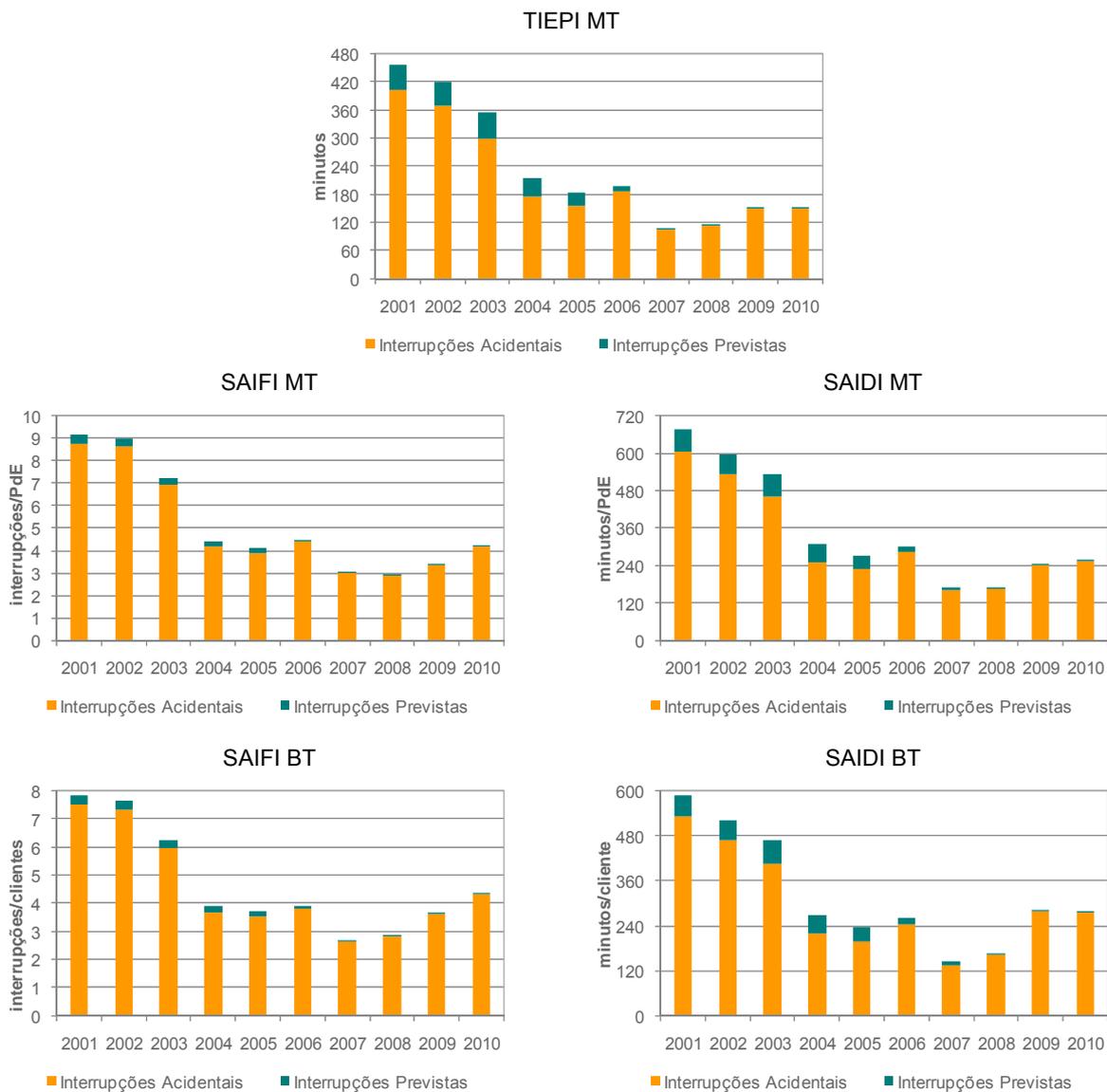
Tal como em 2009, o distrito de Leiria registou o valor mais elevado, em 2010, com uma duração média das interrupções de cerca de 10 horas/PdE e de cerca de 12 horas/cliente, na MT e na BT, respetivamente. Destaca-se o distrito de Coimbra pelas evoluções mais desfavoráveis do indicador SAIDI, face a 2009, quer na BT, quer na MT.

A EDP Distribuição atribui esta evolução negativa, por um lado, pelo agravar dos incidentes causados por condições atmosféricas adversas e, por outro lado, à entrada em funcionamento de uma nova aplicação no sistema de gestão de incidentes, que permitiu uma melhoria nos procedimentos de registo dos incidentes e, conseqüentemente, de interrupções na rede de AT e MT, conduzindo a um maior rigor na determinação destes indicadores.

Em 2010, as ocorrências que tiveram mais influência no desempenho das redes da EDP Distribuição, tiveram origem nas causas por c.f.f.m. e material/equipamento, tendo representado, cerca de 60% do valor do SAIFI na MT e na BT, 68% do valor do SAIDI BT e 74% do valor do SAIDI MT.

A Figura 3-7 apresenta a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço TIEPI para as redes de média tensão e para as redes de baixa tensão, com discriminação das interrupções previstas e acidentais, de 2001 a 2010.

Figura 3-7 – Evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço na MT e na BT



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Com melhorias claras registadas desde 2001, o ano 2007 foi o ano com o melhor desempenho para o período em análise, verificando-se um aumento do número e duração das interrupções acidentais a partir desse ano com a correspondente degradação dos indicadores associados.

Por sua vez, quando analisadas em separado, é de realçar uma diminuição sistemática ao longo do tempo das interrupções previstas, resultante do esforço da empresa em realizar trabalhos em tensão, ou para minimizar os tempos de interrupção recorrendo a geradores móveis instalados nas zonas afetadas.

**OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS NAS REDES DA EDP DISTRIBUIÇÃO**

O Quadro 3-6 apresenta informação acerca das principais ocorrências registadas em 2010 nas redes de energia elétrica da EDP Distribuição, adotando como critério de seleção a END estabelecido no RQS Portugal Continental para reporte dos c.f.f.m. (END superior a 50 MWh).

**Quadro 3-6 – Ocorrências mais significativas nas redes da EDP Distribuição, em 2010**

Ocorrência (Dia)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afetados
27/02/10	As regiões norte e centro de Portugal continental, foram afetadas pelo temporal Xynthia, que afetou a rede de média tensão aérea das regiões atingidas. Os distritos mais afetados foram: Castelo Branco, Leiria, Lisboa, Portalegre, Santarém, Aveiro, Coimbra, Guarda e Viseu.	2174,9	29,8	1 803 978
03/10/10	As regiões norte e centro de Portugal continental, foram afetadas por condições atmosféricas extraordinárias caracterizadas por chuva intensa, vento forte (rajadas de 140 km/h).	326,1	5,4	459 826
07/12/10	Fenómeno meteorológico classificado como tornado, pelo Instituto de Meteorologia, que afetou a zona de Torres Novas, Tomar, Ferreira do Zêzere e Sertã. Este fenómeno causou danos nas redes aéreas AT, MT e BT, nomeadamente pela queda de uma linha MAT da Rede Nacional de Transporte junto à subestação de Venda Nova-Tomar.	72,1	1,0	105 548

Fonte dos dados: EDP Distribuição

Os incidentes descritos, classificados como c.f.f.m., foram os excluídos do cálculo dos indicadores e consequentemente da análise apresentada no relatório da qualidade de serviço de 2010 da EDP Distribuição. No entanto, foram incluídos no presente relatório.

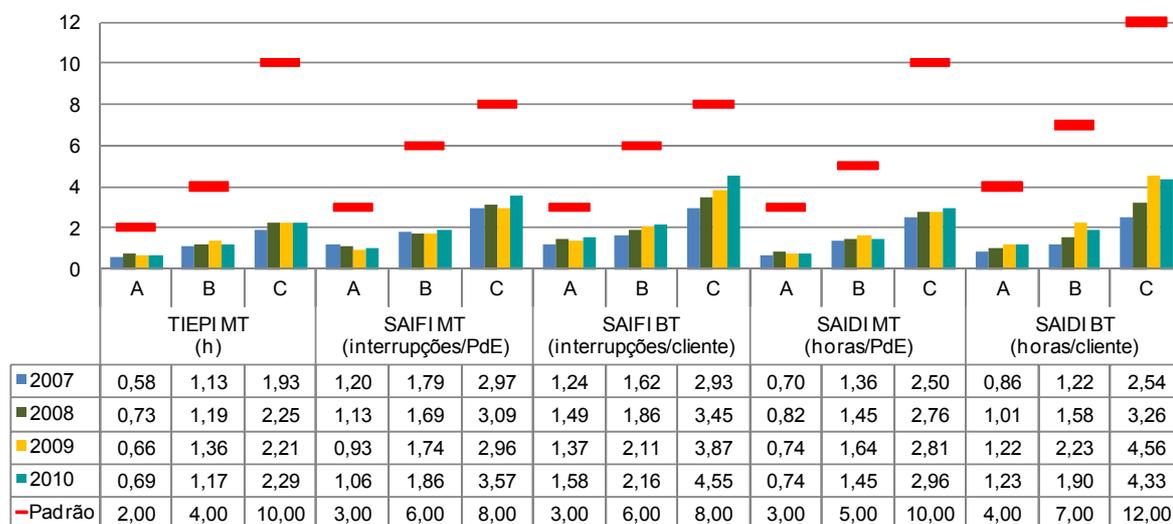
**VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

A Figura 3-8 apresenta os valores registados nos últimos quatro anos para os indicadores gerais de continuidade de serviço estabelecidos para a MT e para a BT, bem como os respetivos padrões, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C)<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> De acordo com o RQS Portugal Continental as zonas geográficas têm a seguinte classificação:

- Zona A: Capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes.
- Zona B: Localidades com número de clientes entre 2,5 mil e 25 mil.
- Zona C: Restantes localidades.

**Figura 3-8 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, de 2007 a 2010**



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a MT, quer para a BT, nas três zonas de qualidade de serviço e nos últimos quatro anos.

Tal como a ERSE tem vindo a defender nos últimos anos, os valores estabelecidos para todos os padrões de continuidade de serviço encontram-se desajustados face à realidade que, entretanto, foi alcançada. O reduzido nível de exigência dos padrões estabelecidos em Portugal é ainda mais claro quando se verifica que, apesar da diferença folgada ocorrida anualmente entre os valores registados e os padrões estabelecidos, os valores dos indicadores de continuidade de serviço ocorridos em Portugal se encontram ainda bastante afastados da média europeia.

### 3.2.1.2 CARACTERIZAÇÃO INDIVIDUAL E PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

De acordo com o RQS Portugal Continental, o incumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço, número e duração total das interrupções, origina uma compensação a pagar aos clientes.

O Quadro 3-7 apresenta o número de incumprimentos em 2010 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona geográfica, a serem pagas em 2011.

**Quadro 3-7 – Incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDP Distribuição em 2010**

Indicador	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor para o fundo de investimentos (€)	
Número e Duração total das interrupções	MAT	A				
		B				
		C	1	350,28		
		Total	1	350,28		
	AT	A				
		B				
		C	1	66,74		
		Total	1	66,74		
	MT	A	118	30 641,54	64,04	
		B	145	34 099,52	2200,90	
		C	228	50 626,68	1453,18	
		Total	491	115 367,74	3718,12	
	BTE	A	221	14713,92	1557,67	
		B	166	14 259,5	343,28	
		C	57	4314,46	255,67	
		Total	444	33 287,88	2156,62	
	BTN	A	26 471	169 359,74	7445,59	
		B	25 116	171 704,15	8030,90	
		C	24 517	257 406,51	5804,38	
		Total	76 104	598 470,4	21 280,87	
Total			77 041	747 543,04	27 155,61	

Fonte dos dados: EDP Distribuição

Do número de incumprimentos apresentados no quadro anterior, 1865 foram relativos ao indicador duração total das interrupções, representando apenas 2% do número de incumprimentos totais, por outro lado, o montante das compensações representou 1% do valor total das compensações pagas.

Em 2010 registaram-se menos 177 incumprimentos que em 2009, no entanto, o montante das compensações foi superior em cerca de 10%. Por sua vez, o montante a transferir para o fundo de investimentos diminuiu, entre 2009 e 2010, cerca de 30%.

### 3.2.1.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO NO ANO DE 2010

O resultado da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço constituiu uma penalização nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 908 202,37 euros.

### 3.2.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão de periodicidade trimestral realizadas em 2010 abrangeram 166 barramentos MT de 107 subestações de AT/MT das 404 existentes e os Quadros Gerais de Baixa Tensão de 167 postos de transformação de distribuição (PTD) dos 63 223 existentes, com uma distribuição regional equilibrada no Norte, Centro e Sul de Portugal Continental. Fora do âmbito do Plano Anual de Monitorização, o relatório da qualidade de serviço da empresa refere a realização de

ações de monitorização da qualidade da onda de tensão complementares, em MT e BT, nomeadamente em instalações de clientes.

Em relação às ações de monitorização nos barramentos MT das subestações de AT/MT, registaram-se situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando 2 barramentos e situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afetando 6 barramentos (todas estas situações relativas à 5.<sup>a</sup> harmónica). Em matéria de interrupções de serviço, registaram-se 171 em 67 barramentos de MT.

No que respeita às ações de monitorização realizadas nos 167 PTD, registaram-se situações de não conformidade dos valores de amplitude da tensão afetando 23 PTD, uma não conformidade dos valores do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões afetando um PTD, situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando 44 PTD, situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afetando 15 PTD (85% destas situações relativas à 5.<sup>a</sup> harmónica) e situações de não conformidade dos valores da Taxa de Distorção Harmónica Total afetando 2 PTD. Em matéria de interrupções de serviço, registaram-se 708 em 70 PTD.

No presente relatório não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nas redes da EDP Distribuição porque, na informação que é prestada à ERSE, o período das ações de monitorização (três meses) é inferior ao considerado necessário para se poder avaliar corretamente esta característica da onda de tensão (pelo menos um ano). Apesar da EDP Distribuição cumprir o estabelecido regulamentarmente quanto ao Plano Anual de Monitorização, a ERSE mantém a posição que sempre tem expresso de que, para efeitos das cavas de tensão, só são válidos os dados de, pelo menos, um ano de monitorização contínua.

É de realçar que, no decurso da preparação do presente relatório, a EDP Distribuição informou a ERSE de que já efetua ações de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão em, pelo menos, 19 subestações, em complemento ao Plano Anual de Monitorização previsto regulamentarmente, e que passará a disponibilizar essa informação à ERSE a partir de 2011. Estão, deste modo, criadas as condições para que, a partir do próximo ano, também a evolução desta importante característica seja objeto de análise por parte da ERSE.

O RQS Portugal Continental estabelece que, num período máximo de 4 anos, os operadores das redes devem efetuar a monitorização da qualidade da onda de tensão, nas redes de distribuição em AT e MT, nos barramentos de MT de todas as subestações AT/MT e nas redes de BT nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada concelho. O ano de 2010 é o primeiro de um novo período de 4 anos de monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo sido realizadas monitorizações em postos de transformação de 126 concelhos de Portugal Continental (em 37 destes concelhos foram monitorizados 2 postos de transformação).

### 3.3 DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EXCLUSIVAMENTE EM BT

Dos 10 distribuidores de energia elétrica exclusivamente em BT, à semelhança do ano anterior, apenas a C. E. S. Simão de Novais e A Celer disponibilizaram informação sobre qualidade de serviço técnica à ERSE com a periodicidade estabelecida regulamentarmente. A A Lord remeteu informação à ERSE anualmente e a Cooperativa Eléctrica de Loureiro remeteu a informação à ERSE após ter tomado conhecimento da versão provisória deste relatório.

#### 3.3.1 COOPERATIVA ELÉTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS

O Quadro 3-8 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. Simão de Novais para o último triénio. Como referido no ano anterior por este operador da rede exclusivamente em BT, esta rede não tem interrupções programadas, uma vez que todos os trabalhos são realizados em tensão ou com recurso a fontes de alimentação de emergência.

**Quadro 3-8 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. de Novais em 2008, 2009 e 2010**

C. E. S. Simão de Novais	2008	2009	2010
<b>Número de interrupções acidentais</b>	332	395	110
<b>Duração total das interrupções (minutos)</b>	4022	14449	2715
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	0,103	0,122	0,034
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	1,246	4,455	0,83

Fonte dos dados: C. E. S. Simão de Novais

Relativamente às interrupções acidentais, de 2009 para 2010 verificou-se uma evolução positiva em todos os indicadores gerais de continuidade de serviço.

A C. E. S. Simão de Novais informou que, tal como no ano de 2009, em 2010 os padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração das interrupções por cliente) foram cumpridos.

Este operador da rede de distribuição não efetua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

#### 3.3.2 A CELER

O Quadro 3-9 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da A Celer em 2009 e 2010.

**Quadro 3-9 – Caracterização da continuidade de serviço da A Celer, em 2009 e 2010**

A Celer	2008	2009	2010
<b>Número de interrupções acidentais</b>	n.d.	25	105
<b>Número de interrupções programadas</b>	n.d.	100	0
<b>Número de clientes afetados</b>	n.d.	125	105
<b>Duração total das interrupções acidentais (minutos)</b>	n.d.	950	3651
<b>Duração total das interrupções programadas (minutos)</b>	n.d.	20979	0
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	n.d.	0,030	0,025
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	n.d.	5,25	0,87

n.d. – dados não disponíveis

Fonte dos dados: A Celer

A A Celer informou que em 2010, à semelhança do ocorrido em 2008 e 2009, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, número e duração das interrupções a cada um dos clientes.

Este operador da rede de distribuição não efetua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

### 3.3.3 A LORD

O Quadro 3-10 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da A Lord em 2009 e 2010.

**Quadro 3-10 – Caracterização da continuidade de serviço da A Lord, em 2009 e 2010**

A Lord	2008	2009	2010
<b>Número de interrupções acidentais</b>	n.d.	130	135
<b>Número de interrupções programadas</b>	n.d.	0	0
<b>Número de clientes afetados</b>	n.d.	130	135
<b>Duração total das interrupções acidentais (minutos)</b>	n.d.	7425	12272
<b>Duração total das interrupções programadas (minutos)</b>	n.d.	0	0
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	n.d.	0,030	0,032
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	n.d.	1,718	2,88

n.d. – dados não disponíveis

Fonte dos dados: A Lord

A A Lord informou que em 2010, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, número e duração das interrupções a cada um dos clientes.

Este operador da rede de distribuição não efetua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

### 3.3.4 COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

O Quadro 3-11 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da C.E. de Loureiro em 2009 e 2010.

**Quadro 3-11 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. de Loureiro, em 2009 e 2010**

C. E. de Loureiro	2008	2009	2010
<b>Número de interrupções acidentais</b>	n.d.	30	0
<b>Número de interrupções programadas</b>	n.d.	8	6
<b>Número de clientes afetados</b>	n.d.	38	6
<b>Duração total das interrupções acidentais (minutos)</b>	n.d.	180	0
<b>Duração total das interrupções programadas (minutos)</b>	n.d.	1440	1080
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	n.d.	0,0197	0,0031
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	n.d.	0,8389	0,5493

n.d. – dados não disponíveis

Fonte dos dados: C. E. de Loureiro

A C. E. de Loureiro informou que em 2010 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, número e duração das interrupções a cada um dos clientes.

Este operador da rede de distribuição não efetua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

### 3.4 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

#### 3.4.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Nos pontos seguintes analisa-se a informação relativa aos indicadores gerais e individuais das redes de transporte e de distribuição das ilhas dos Açores (Santa Maria, São Miguel, Terceira, Graciosa, São Jorge, Pico, Faial, Corvo e Flores), em 2010, considerando somente as interrupções longas (duração superior a 3 minutos).

##### 3.4.1.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

#### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO DAS REDES DE TRANSPORTE

Os indicadores gerais das redes de transporte da Região Autónoma dos Açores (RAA) são apresentados no Quadro 3-12, para cada ilha e para o sistema global, para o triénio de 2008 a 2010. Segundo a EDA, em 2009, não foi possível o cálculo dos indicadores ENF e TIE para a ilha Terceira e conseqüentemente para a RAA, devido a problemas nos equipamentos de registo das subestações desta ilha.

**Quadro 3-12 – Indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de transporte da RAA, 2008-2010**

Indicador	São Miguel			Terceira			Pico			Região		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
<b>ENF (MWh)</b>	28,06	3,98	66,80	1,39	n.d.	0,00	13,82	78,32	37,52	43,27	n.d.	104,32
<b>TIE (h)</b>	0,56	0,08	1,31	0,06	n.d.	0,00	2,82	15,60	7,12	0,47	n.d.	1,30
<b>SAIFI (interrupções/PdE)</b>	1,00	0,13	1,25	0,67	1,33	0,00	3,50	4,00	6,00	0,92	1,00	1,57
<b>SAIDI (h/PdE)</b>	0,79	0,09	1,03	0,31	3,11	0,00	7,86	13,48	10,21	1,76	3,03	2,05
<b>SARI (h/interrupções)</b>	0,79	0,74	0,83	0,46	2,33	0,00	2,25	3,37	1,70	1,91	3,03	1,30

n.d. – dados não disponíveis

Fonte dos dados: EDA

De referir que na RAA, os indicadores gerais de continuidade de serviço, em particular o SAIFI e o SAIDI são fortemente influenciados pelo baixo número de PdE, 14 (ver nota de rodapé n.º 9 da secção 2.1).

Ao contrário do ocorrido no ano anterior, em 2010 a ilha de São Miguel foi a única a apresentar uma evolução negativa, apresentando valores superiores aos de 2008. A ilha do Pico apresenta uma melhoria em 2010 face a 2009, apresentando no entanto valores superiores a 2008.

Todas as interrupções ocorridas na rede de transporte foram imprevistas sendo que as duas interrupções com maior impacto em termos de TIEPI ocorreram na ilha do Pico e as duas interrupções com maior impacto em termos de ENF ocorreram na ilha de São Miguel. As quatro interrupções referidas foram devidas a causas próprias da rede.

**INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

O Quadro 3-13 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica da RAA<sup>15</sup>, considerando todas as interrupções com origem nas redes e na produção, para os anos de 2009 e 2010.

**Quadro 3-13 – Indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica das redes de distribuição da RAA, considerando todas as interrupções, 2009-2010**

Zona	TIEPI (h)		SAIFI MT (interrupções/PdE)		SAIDI MT (h/PdE)		SAIFI BT (interrupções/cliente)		SAIDI BT (h/cliente)	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
<b>A</b>	3,95	3,80	8,75	6,93	5,01	4,70	7,94	6,23	3,98	4,25
<b>B</b>	3,36	3,57	8,21	6,81	3,73	3,41	8,64	6,95	3,74	3,93
<b>C</b>	13,25	9,32	20,18	15,53	15,62	11,77	20,04	15,75	14,60	10,40

Fonte dos dados: EDA

Em 2010, com exceção do TIEPI na Zona C e do SAIDI BT na Zona A e Zona B, verificou-se uma evolução positiva de todos indicadores gerais de continuidade de serviço face a 2009 para a RAA. Recorde-se que a EDA tinha justificado os elevados valores de 2009 com as condições climáticas adversas que afetaram a RAA nesse ano.

O valor total de END em 2010 foi de 698,40 MWh, correspondendo a um aumento de cerca de 30% relativamente ao ano transato.

A Figura 3-9 apresenta a END e o TIEPI, por ilha em 2010, assim como a variação percentual do seu valor, para as interrupções com origem nas redes, também por ilha, face ao valor registado em 2009.

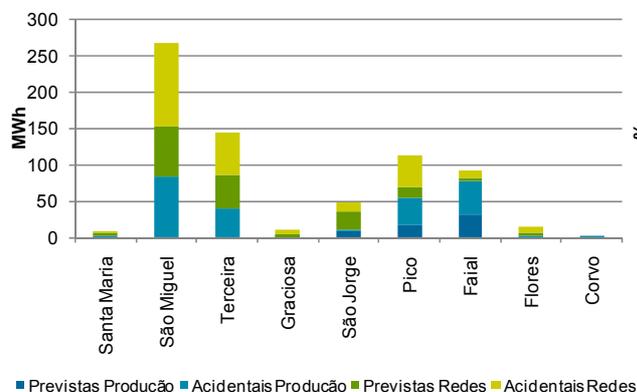
A ilha do Corvo não registou interrupções com origem nas redes de distribuição em MT, por este motivo as evoluções dos indicadores apresentadas para os anos 2009 e 2010 são nulas.

<sup>15</sup> De acordo com o RQS Açores as zonas geográficas têm a seguinte classificação:

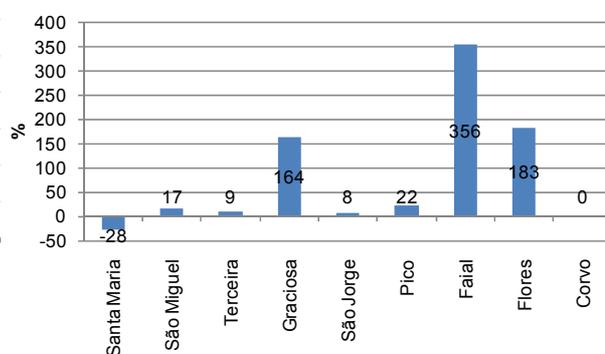
- Zona A – Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta e localidades com mais de 25 000 clientes.
- Zona B – Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000.
- Zona C – Os restantes locais.

**Figura 3-9 – END e TIEPI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição, 2009-2010**

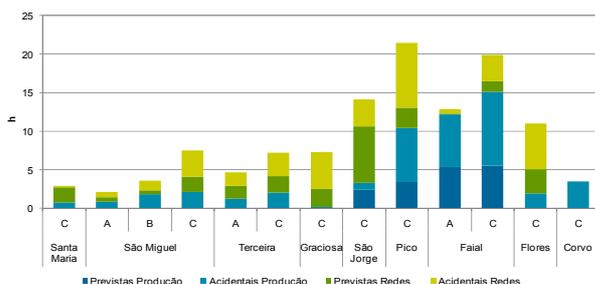
END - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



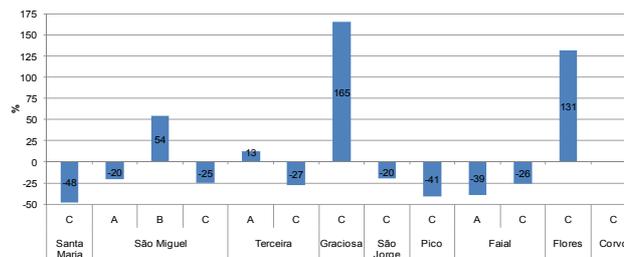
END - Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



TIEPI - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



TIEPI - Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



Fonte dos dados: EDA

Em 2010, com exceção das ilhas do Corvo e do Faial, as interrupções com origem nas redes foram as que mais contribuíram para o valor da END e TIEPI, sendo que a ilha do Corvo apenas registou interrupções com origem na produção. As interrupções acidentais foram as que mais contribuíram para o valor destes indicadores, com exceção nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge.

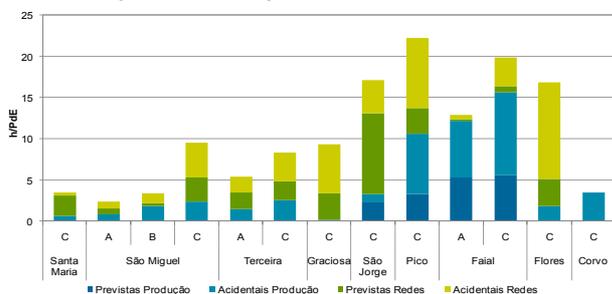
De 2009 para 2010, a Zona B da ilha de São Miguel, a ilha Graciosa e a ilha das Flores apresentam uma evolução negativa (aumento do valor dos indicadores).

Os indicadores SAIFI e SAIDI apresentam igual comportamento, quer no que se refere à contribuição das interrupções por causa (previstas ou acidentais), interrupções por origem (produção ou redes) e evolução interanual. Ressalva-se a exceção do indicador SAIDI, quer na MT quer na BT, da Zona C da ilha de São Miguel, que contrariamente aos outros indicadores, regista um aumento dos indicadores.

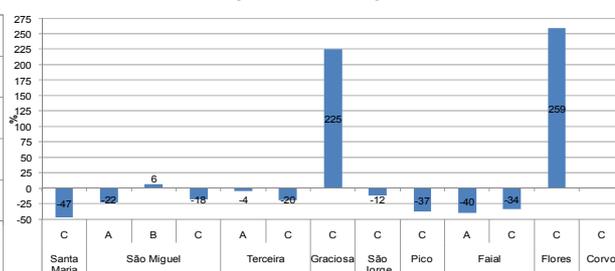
A Figura 3-10 apresenta o SAIFI e o SAIDI nas redes de MT e de BT por ilha em 2010, assim como a variação percentual do seu valor, para as interrupções com origem nas redes, também por ilha, face ao valor registado em 2009.

**Figura 3-10 – SAIFI e SAIDI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição, 2009-2010**

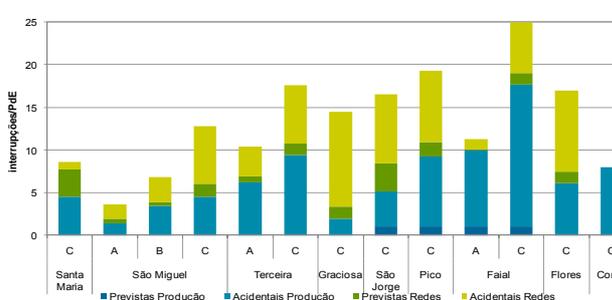
SAIFI MT – Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



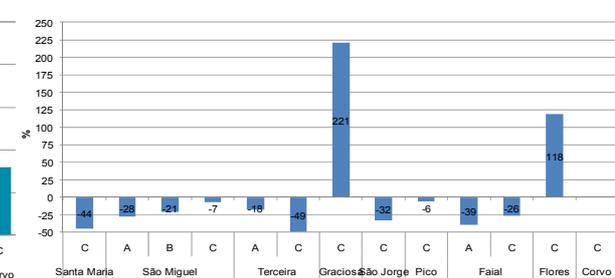
SAIFI MT – Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



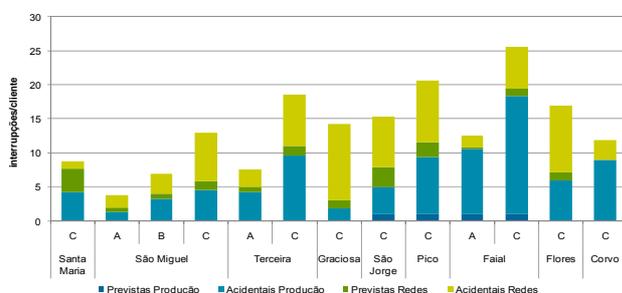
SAIDI MT – Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



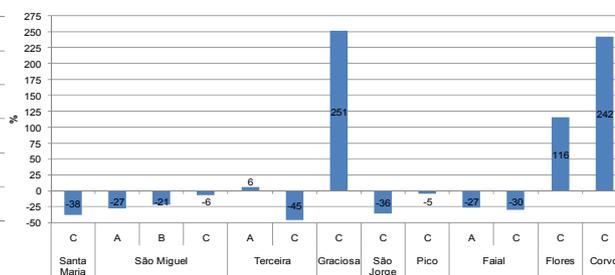
SAIDI MT – Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



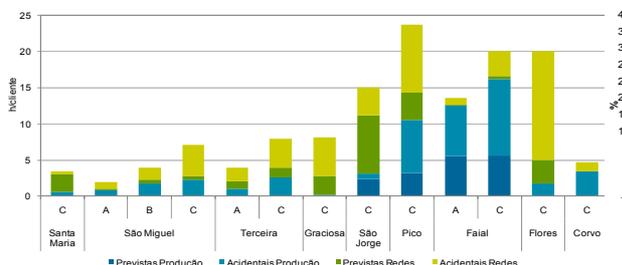
SAIFI BT - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



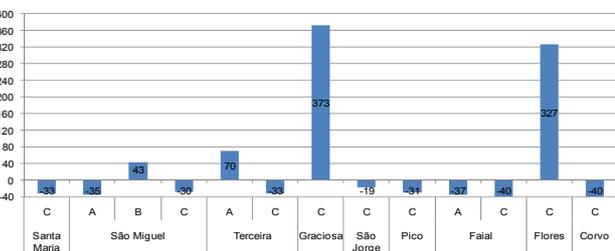
SAIFI BT - Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



SAIDI BT - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2010



SAIDI BT - Variação de 2009 para 2010, apenas para as interrupções com origem nas redes



Fonte dos dados: EDA

**OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

O RQS Açores estabelece que qualquer interrupção originada por c.f.f.m. que resulte numa END superior a 5 MWh, nas ilhas de São Miguel e Terceira, e 1 MWh, nas restantes ilhas, deve ser comunicada à ERSE através de um relatório devidamente fundamentado. O Quadro 3-14 apresenta os incidentes mais significativos ocorridos nas redes da RAA, considerando o critério de END estabelecido para reporte dos c.f.f.m..

**Quadro 3-14 – Incidentes mais significativos nas redes da RAA, em 2010**

Ilha	Ocorrência (Dia - hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afetados
São Jorge	20/01/10 11:07	O enrolamento de uma das espias de suporte da antena da Portugal Telecom na linha de chegada do PT 1016 provocou vários disparos no PS da Relvinha.	2,18	37,4	1351
São Miguel	01/03/10 11:15	A queda do apoio n.º 29 da linha das Furnas e o batimento de linhas provocado pelos ventos de intensidade excepcional originou o disparo do disjuntor de máxima intensidade por fase da linha sul a 30 kV da SE Lagoa.	8,32	9,9	7659
São Miguel	01/03/10 14:13	Ventos de intensidade elevada, provocaram a queda de uma árvore num ramal do PT 320, provocando a atuação da proteção de máxima intensidade por fase da linha MT Nordeste a 30 kV na SE Foros.	10,54	12,6	7864
São Miguel	27/10/10 3:59	A tentativa de furto do cabo MT que liga o PT 492 ao PT 509 provocou o disparo das proteções da linha 2LD13.	5,23	6,1	4105

Fonte dos dados: EDA

**VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

O Quadro 3-15 e o Quadro 3-16 apresentam a comparação entre os indicadores gerais de continuidade de serviço e os respetivos padrões. Os valores dos indicadores gerais foram determinados considerando as interrupções longas, excluindo as interrupções com origem na produção e as interrupções causadas por 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.

**Quadro 3-15 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT de cada ilha da Região Autónoma dos Açores, em 2010**

		TIEPI (h)	SAIFI MT (interrupções/PdE)	SAIDI MT (h/PdE)	SAIFI BT (interrupções/PdE)	SAIDI BT (h/PdE)
Zona A	<b>Padrão Ilha</b>	<b>3,00</b>	<b>4,00</b>	<b>3,00</b>	<b>4,00</b>	<b>6,00</b>
	São Miguel	0,69	1,58	0,75	1,78	0,88
	Terceira	1,75	3,45	1,87	2,59	1,74
	Faial	0,58	1,14	0,58	1,72	0,97
Zona B	<b>Padrão Ilha</b>	<b>8,00</b>	<b>8,00</b>	<b>8,00</b>	<b>9,00</b>	<b>12,00</b>
	São Miguel	0,77	2,12	0,68	2,02	0,83
Zona C	<b>Padrão Ilha</b>	<b>26,00</b>	<b>12,00</b>	<b>20,00</b>	<b>13,00</b>	<b>24,00</b>
	Santa Maria	0,23	0,91	0,37	0,99	0,49
	São Miguel	2,00	5,39	2,59	5,82	2,73
	Terceira	2,82	6,80	3,35	7,62	3,86
	Graciosa	4,63	9,71	5,75	9,68	5,16
	São Jorge	2,38	5,35	2,50	4,90	2,65
	Pico	7,16	7,01	6,87	7,48	7,60
	Faial	2,10	5,75	2,48	6,03	2,62
	Flores	4,19	7,79	5,36	7,91	5,75
	Corvo				2,91	1,25

Fonte dos dados: EDA

**Quadro 3-16 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da Região Autónoma dos Açores, em 2010**

		TIEPI (h)	SAIFI MT (interrupções/PdE)	SAIDI MT (h/PdE)	SAIFI BT (interrupções/PdE)	SAIDI BT (h/PdE)
Zona A	<b>Padrão Região</b>	<b>3,00</b>	<b>4,00</b>	<b>3,00</b>	<b>4,00</b>	<b>6,00</b>
	Região Autónoma dos Açores	0,96	2,19	1,12	2,01	1,15
Zona B	<b>Padrão Região</b>	<b>6,00</b>	<b>7,00</b>	<b>6,00</b>	<b>7,00</b>	<b>10,00</b>
	Região Autónoma dos Açores	0,77	2,12	0,68	2,02	0,83
Zona C	<b>Padrão Região</b>	<b>20,00</b>	<b>10,00</b>	<b>16,00</b>	<b>10,00</b>	<b>20,00</b>
	Região Autónoma dos Açores	2,67	5,89	3,33	6,34	3,55

Fonte dos dados: EDA

Em 2010, tal como há dois anos atrás, foram cumpridos todos os padrões associados aos indicadores gerais de continuidade de serviço.

Os valores dos indicadores gerais determinados para efeito de verificação dos padrões foram especialmente baixos na ilha de Santa Maria (representando entre 0,87% e 7,59% do valor padrão) e para os indicadores SAIDI MT e SAIDI BT na Zona C (registando valores entre 34,33% e 1,85% do valor padrão).

### 3.4.1.2 CARACTERIZAÇÃO INDIVIDUAL E PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

#### REDE DE TRANSPORTE

Dos 14 PdE da rede de transporte da EDA, 10 foram afetados por interrupções. Não houve interrupções na ilha Terceira. Todos os PdE da rede de transporte da ilha do Pico (2) e da ilha de São Miguel (8) foram afetados por interrupções.

Uma vez que não existem instalações de clientes ligadas à rede de transporte da RAA, não há lugar à verificação do cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

#### REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O RQS Açores estabelece os padrões individuais de continuidade de serviço para as redes MT e BT. Com base na informação divulgada no Relatório da Qualidade de Serviço de 2010 da EDA, o Quadro 3-17 apresenta o número de compensações resultantes dos incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados em 2010, a serem pagas em 2011.

**Quadro 3-17 – Número de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2010**

Ilha	Zona	Número de compensações						Total
		BT				MT		
		N.º de interrupções		Duração das interrupções		N.º de interrupções	Duração das interrupções	
< 20,7 kVA	>=20,7 kVA	< 20,7 kVA	>=20,7 kVA					
S. MAria	C			1				1
S. Miguel	A	1		12	2		1	16
	B			2	5		1	8
	C			1				1
Terceira	A	422	20	466	25	13	8	954
	C			4				4
S. Jorge	C			1				1
Pico	C			167	3		3	173
Faial	A	3	1	2794	160	2	25	2985
<b>Total</b>		426	21	3448	195	15	38	4143

Fonte dos dados: EDA

De acordo com o estipulado no RQS Açores, as compensações a atribuir aos clientes com valor inferior a 2,5 euros, para os clientes alimentados em BT, e a 5 euros para os restantes clientes, revertem para o fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas. Assim, do total de incumprimentos da EDA apresentados no Quadro 3-17, apenas 2328 incumprimentos deram origem a compensações efetivamente pagas a clientes, tendo as restantes compensações revertido para o fundo de reforço do investimento.

O Quadro 3-18 apresenta os montantes das compensações, resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados em 2010.

**Quadro 3-18 – Montantes das compensações resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2010**

Ilha	Zona	Montante das compensações (€)						Total
		BT				MT		
		N.º de interrupções		Duração das interrupções		N.º de interrupções	Duração das interrupções	
=< 20,7 kVA	>20,7 kVA	=< 20,7 kVA	> 20,7 kVA					
S. Maria	C			11,05				11,05
S. Miguel	A	2,00		20,55	36,56		121,19	180,30
	B			7,77	82,70		151,27	241,74
	C			2,44				2,44
Terceira	A	2 753,93	556,08	875,64	443,22	2 954,37	1225,39	8 808,63
	C			127,22				127,22
S. Jorge	C			1,34				1,34
Pico	C			1 065,96	32,31		48,85	1 147,12
Faial	A	15,01	30,00	9 172,41	2 701,88	120,00	4 187,79	16 227,09
<b>Total</b>		2 770,94	586,08	11 284,38	3 296,67	3 074,37	5 734,49	26 746,93

Fonte dos dados: EDA

O montante total de compensações devido a incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2010 é de cerca de 26 747 euros, dos quais 1700 euros revertem para o fundo de reforço dos investimentos.

Relativamente a 2009, o número de incumprimentos dos padrões individuais quase que duplicou, no entanto, o montante das compensações foi inferior.

### 3.4.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

De acordo com o estabelecido regulamentarmente, para efeitos de monitorização da qualidade da onda de tensão, a EDA elaborou um plano de monitorização para 2010, que abrange todas as ilhas da RAA. O plano de monitorização da qualidade da onda de tensão prevê a monitorização de subestações de forma contínua (durante todo o ano), e a monitorização por períodos de 6 meses em postos de transformação (PT).

Relativamente ao estabelecido no plano de monitorização, a EDA alterou um dos pontos de monitorização devido a problemas de comunicação (cobertura de GPRS). A instalação prevista no plano foi substituída por outra situada na mesma linha.

Durante 2010, foram monitorizadas 23 das 27 subestações da RAA, abrangendo 33 barramentos e 42 dos 1832 PT existentes na RAA e foram registados incumprimentos dos limites regulamentares da tremulação (“flicker”) de longa duração (ilhas de São Jorge, do Pico e do Corvo), do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões (Ilha das Flores) e da tensão harmónica (Ilha de São Miguel e ilha Terceira).

Os incumprimentos do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões na ilha das Flores e da tremulação na ilha de São Jorge já tinham sido igualmente verificados em 2009.

Na ilha das Flores o incumprimento dos limites regulamentares do desequilíbrio trifásico da tensão advém de uma avaria ou deficiência nas ligações de um transformador de tensão. Esta situação não afeta os clientes e está em averiguação por parte da EDA.

O incumprimento na ilha de São Jorge deve-se ao facto de o PT no qual se verificou o incumprimento dos valores regulamentares estar situado entre a central térmica e o parque eólico, sendo que as variações da velocidade dos ventos neste parque afetam os valores registados.

No caso da ilha do Pico o incumprimento dos limites de tremulação (“flicker”) está associado a flutuações de tensão devidas principalmente a cargas de potência significativa, com regimes de funcionamento instáveis. A EDA concluiu que a origem da tremulação está associada à rede de BT que afeta o PT monitorizado, estando a estudar soluções para a sua minimização.

Na ilha do Corvo o incumprimento dos limites de tremulação deve-se à reduzida dimensão do sistema elétrico desta ilha e ao tipo de cargas que estão ligadas ao único posto de transformação.

O Quadro 3-19 permite visualizar a distribuição da ocorrência das cavas de tensão registadas nas subestações da RAA em 2010, em função da sua amplitude e duração.

No presente relatório, não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nos PT nas redes de distribuição, porque o período das ações de monitorização (seis meses) foi inferior ao considerado necessário para poder avaliar corretamente esta característica (um ano).

**Quadro 3-19 – Registo das cavas de tensão nas subestações da RAA, em 2010**

Amplitude (% Un)	Duração (ms)							
	]0,01 ; 0,1]	]0,1 ; 0,25]	]0,25 ; 0,5]	]0,5 ; 1]	]1 ; 3]	]3 ; 20]	]20 ; 60]	]60 ; 180]
[10, 20[	978	1097	431	291	82	14	1	1
[20, 30[	203	528	243	323	94	39		
[30, 40[	101	321	226	134	95	28		
[40, 50[	43	119	124	138	80	12		
[50, 60[	11	44	111	33	14	3	2	
[60, 70[	5	56	26	36	14	2		2
[70, 80[	1	57	27	11	6			
[80, 90[	2	36	24	24	3		1	
[90, 99[		11	8	14	5			

Fonte dos dados: EDA

### 3.5 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

#### 3.5.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Nos pontos seguintes analisa-se a informação relativa aos indicadores gerais e individuais das redes de transporte e de distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo, em 2010, considerando as interrupções longas (duração superior a 3 minutos).

##### 3.5.1.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

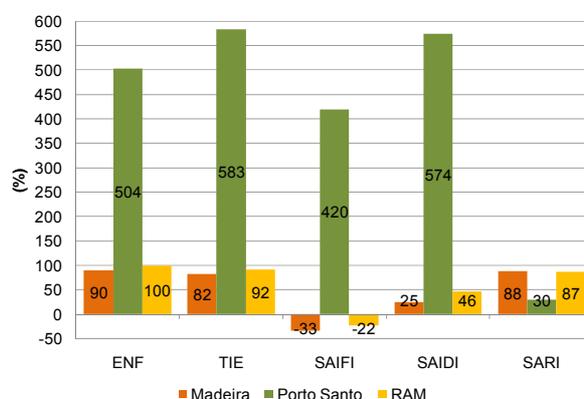
#### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO DAS REDES DE TRANSPORTE

O Quadro 3-20 apresenta os valores dos indicadores gerais da rede de transporte para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a Região Autónoma da Madeira (RAM) registados no ano de 2010 e a Figura 3-11 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2009.

**Quadro 3-20 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2010**

	Madeira	Porto Santo	RAM
ENF (MWh)	230,38	17,20	247,58
TIE (minutos)	132,73	263,98	137,47
SAIFI (interrupções/PdE)	2,44	6,50	2,68
SAIDI (minutos/PdE)	137,58	392,50	153,45
SARI (minutos/interrupção)	56,39	60,38	57,18

**Figura 3-11 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de transporte da RAM**

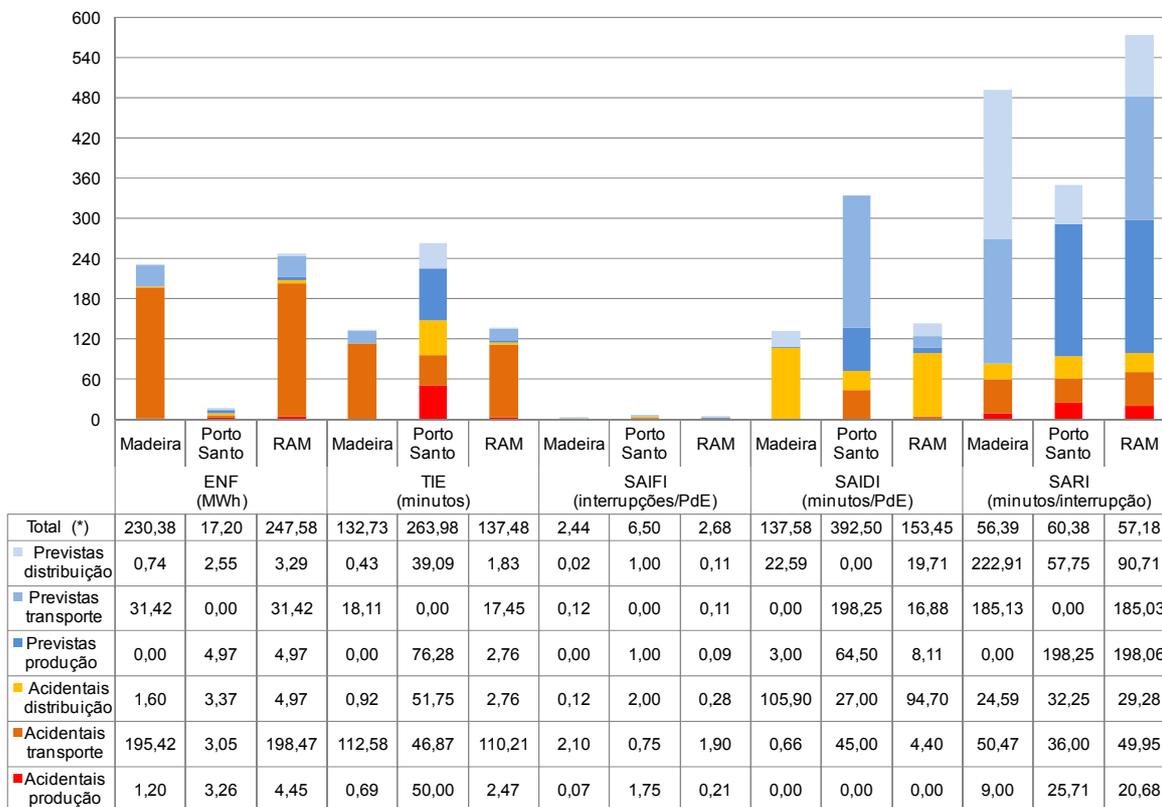


Fonte dos dados: EEM

Todos os indicadores, com exceção do SAIFI para a ilha da Madeira e consequentemente para a RAM, evoluíram desfavoravelmente. Esta situação deve-se essencialmente aos incidentes causados por condições atmosféricas adversas ocorridos entre 18 e 22 de fevereiro, nomeadamente o temporal que assolou a ilha da Madeira na madrugada de 20 de fevereiro. Este temporal caracterizou-se por forte precipitação resultando em inundações e derrocadas ao longo das encostas da ilha, em especial na parte sul onde se localiza a cidade do Funchal. No caso da ilha do Porto Santo, o aumento dos indicadores deveu-se, segundo a empresa, essencialmente a condições atmosféricas adversas, nomeadamente a intensidade do vento.

A Figura 3-12 apresenta os indicadores gerais da rede de transporte, em 2010, separando as interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição.

**Figura 3-12 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2010**



(\*) Pela forma como é calculado, o valor total do SARI não corresponde à soma dos valores devidos a cada uma das causas.

Fonte dos dados: EEM

Destaca-se a grande influência das interrupções acidentais com origem na rede de transporte e a inexistência de interrupções previstas com origem na produção na ilha da Madeira, bem como de interrupções previstas com origem na rede de transporte na ilha do Porto Santo. Relativamente às interrupções previstas a EEM refere que foram realizadas intervenções na central térmica do Porto Santo e trabalhos de ligação num PT, as quais contribuíram para a evolução negativa dos indicadores.

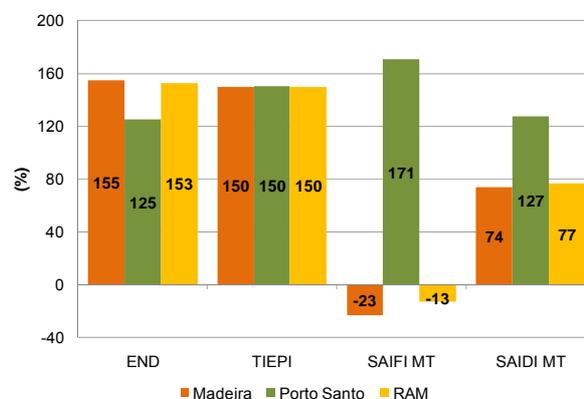
#### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 3-21 apresenta os valores dos indicadores gerais da rede de distribuição em MT para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM registados no ano de 2010 e a Figura 3-13 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2009.

**Quadro 3-21 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2010**

	Madeira	Porto Santo	RAM
END (MWh)	875,37	24,06	897,81
TIEPI (minutos)	493,16	407,71	489,16
SAIFI MT (interrupções/PdE)	4,01	7,80	4,44
SAIDI MT (minutos/PdE)	445,75	411,40	445,79

**Figura 3-13 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de MT da RAM**

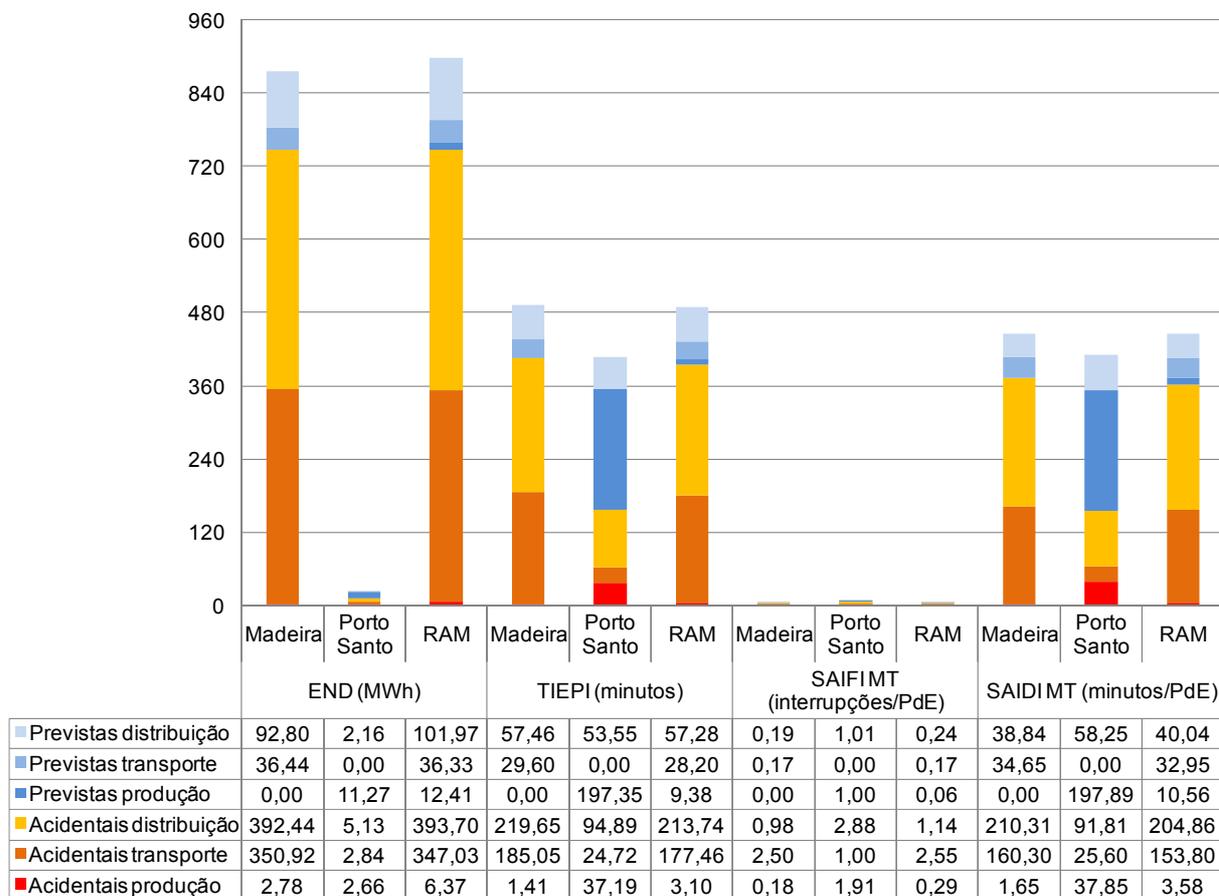


Fonte dos dados: EEM

Tal como na rede de transporte, com exceção do indicador SAIFI MT para a ilha da Madeira e consequentemente para a RAM, observa-se uma degradação dos indicadores em relação aos valores de 2009, em particular para a ilha do Porto Santo, que em 2009 tinha registado uma evolução muito positiva, comparando com 2008. Segundo a empresa, esta situação deve-se essencialmente às condições atmosféricas anormalmente adversas, anteriormente referidas.

A Figura 3-14 apresenta os indicadores gerais das redes de distribuição em MT, em 2010, separando as interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição.

Figura 3-14 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2010



Fonte dos dados: EEM

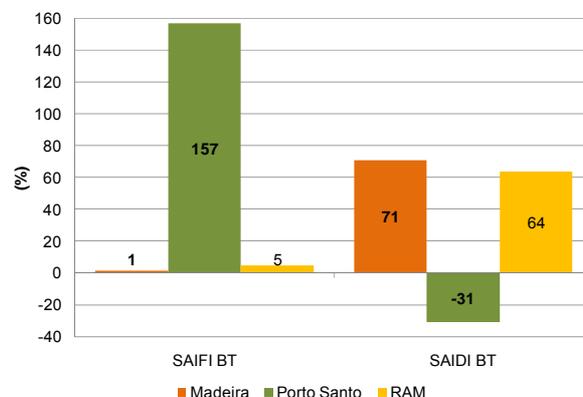
Regista-se a grande influência das interrupções acidentais com origem quer na rede de distribuição, quer na rede de transporte. Não se registaram interrupções previstas com origem no sistema electroprodutor para a ilha da Madeira.

O Quadro 3-22 apresenta os valores dos indicadores gerais da rede de distribuição em BT para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM, registados em 2010 e a Figura 3-15 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2009.

**Quadro 3-22 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2010**

	Madeira	Porto Santo	RAM
SAIFI BT (interrupções/cliente)	4,45	7,55	4,56
SAIDI BT (minutos/cliente)	455,04	405,07	453,39

**Figura 3-15 – Variação de 2009 para 2010 dos indicadores gerais, rede de BT da RAM**

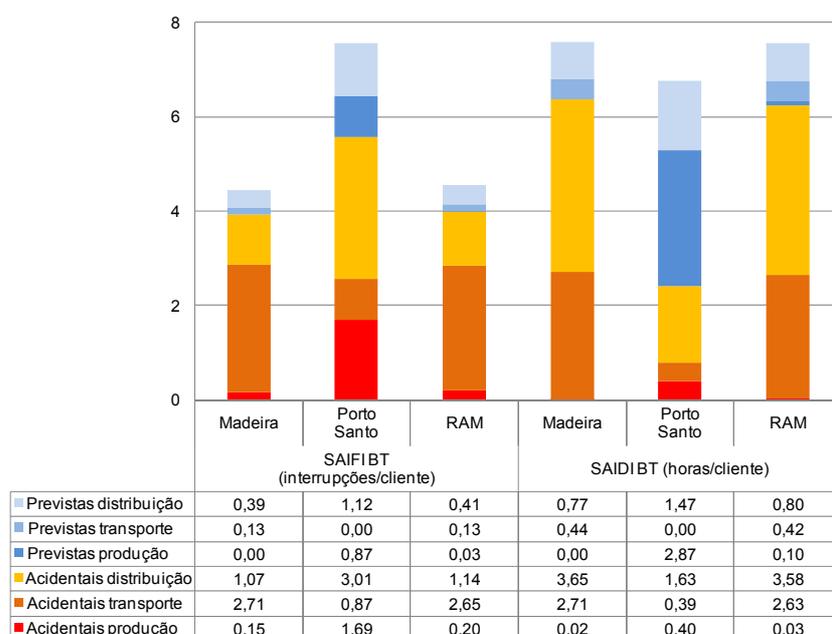


Fonte dos dados: EEM

Destaca-se a melhoria do SAIDI BT para a ilha do Porto Santo e a evolução desfavorável dos dois indicadores para a ilha da Madeira e para a RAM, que a EEM atribui, essencialmente, aos incidentes verificados a montante da rede de distribuição em BT.

A Figura 3-16 apresenta os indicadores gerais da rede de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo e da RAM, em 2010, desagregando o contributo das interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição.

**Figura 3-16 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2010**



Fonte dos dados: EEM

Observa-se a grande influência das interrupções acidentais com origem nas redes de distribuição e de transporte. Na ilha do Porto Santo destaca-se a influência das interrupções previstas com origem nas redes de distribuição e na produção.

#### OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 3-6 apresenta informação acerca das principais ocorrências registadas em 2010 nas redes de energia elétrica da RAM, adotando como critério de seleção a END estabelecido no RQS Madeira para reporte dos c.f.f.m. (END superior a 10 MWh na ilha da Madeira e a 1 MWh na ilha do Porto Santo).

**Quadro 3-23 – Ocorrências mais significativas nas redes da RAM, em 2010**

Ilha	Ocorrência (Dia - hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afetados
Madeira	18/02/10 07:41	Disparos por proteção de terra nos 60 kV, devido a condições atmosféricas adversas (trovoada) que afetaram a Central Térmica da Vitória.	100,9	53,0	119 407
Madeira	20/02/10 11:23	Condições atmosféricas adversas que originaram inundações que danificaram instalações elétricas, nomeadamente a subestação Ponte Vermelha.	38,9	21,7	264
Madeira	22/02/10 14:00	Na sequência das inundações, a saída da subestação São João foi afetada.	79,1	40,9	139
Porto Santo	20/12/10 05:03	Inundação no PT Clínica de Talassoterapia afetou a subestação da Calheta.	1,3	29,5	4059
Porto Santo	04/05/10 05:50	Curto-circuito provocado por um roedor num PT da rede de distribuição que afetou as três subestações da ilha.	1,9	34,7	3998

Fonte dos dados: EEM

#### VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O Quadro 3-24 apresenta os valores do último triénio dos indicadores gerais estabelecidos para a MT e a BT, e os respetivos padrões, por zona de qualidade de serviço<sup>16</sup>, para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM, considerando as interrupções longas, com exclusão das motivadas por c.f.f.m..

<sup>16</sup> De acordo com o RQS Madeira as zonas geográficas têm a seguinte classificação:

- Zona A: Localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional.
- Zona B: Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C.
- Zona C: Os restantes locais.

**Quadro 3-24 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, nos anos de 2008, 2009 e 2010**

Indicador	Zonas	Madeira			Porto Santo			Padrão Ilhas	RAM			Padrão RAM	
		2008	2009	2010	2008	2009	2010		2008	2009	2010		
TIEPIMT (horas)	Zona A	0,04	0,33	0,43	-	-	-	<b>3,00</b>	0,04	0,31	0,41	<b>2,00</b>	
	Zona B	0,10	0,31	0,22	1,25	0,85	0,50	<b>6,00</b>	0,15	0,34	0,23	<b>4,00</b>	
	Zona C	0,95	1,48	0,87	2,37	1,28	0,38	<b>18,00</b>	0,95	1,60	0,85	<b>12,00</b>	
SAIFI (interrupções/PdE ou cliente)	MT	Zona A	0,10	0,38	0,42	-	-	-	<b>0,09</b>	0,36	0,42	0,36	<b>3,00</b>
		Zona B	0,32	0,39	0,21	2,31	1,16	0,95	<b>0,41</b>	0,43	0,26	0,43	<b>6,00</b>
		Zona C	2,97	2,65	1,03	2,34	0,99	0,87	<b>2,97</b>	2,56	1,08	2,56	<b>9,00</b>
	BT	Zona A	0,12	1,49	1,86	-	-	-	<b>0,12</b>	1,49	1,86	1,49	<b>3,00</b>
		Zona B	0,19	1,94	1,66	2,32	1,57	1,77	<b>0,26</b>	1,64	1,68	1,64	<b>6,00</b>
		Zona C	2,22	3,15	2,14	2,47	1,64	1,94	<b>2,22</b>	2,54	2,14	2,54	<b>9,00</b>
SAIDI (horas/PdE ou cliente)	MT	Zona A	0,03	0,23	0,3	-	-	-	<b>0,03</b>	0,22	0,28	0,22	<b>3,00</b>
		Zona B	0,10	0,27	0,19	1,18	0,78	0,52	<b>0,14</b>	0,29	0,21	0,29	<b>5,00</b>
		Zona C	1,39	2,16	1,15	2,70	1,52	0,4	<b>1,39</b>	2,33	1,11	2,33	<b>12,00</b>
	BT	Zona A	0,03	1,08	1,36	-	-	-	<b>0,03</b>	1,08	1,36	1,08	<b>4,00</b>
		Zona B	0,06	1,47	1,51	1,04	0,78	0,74	<b>0,09</b>	1,39	1,42	1,39	<b>8,00</b>
		Zona C	1,05	2,52	2,35	2,15	0,93	1,55	<b>1,05</b>	2,48	2,33	2,48	<b>14,00</b>

Fonte dos dados: EEM

Relativamente à análise comparativa com o ano de 2009, verifica-se uma evolução dos indicadores positiva nas zonas B e C e negativa na Zona A, para as duas ilhas. No entanto, tal como nos dois anos anteriores, em 2010 todos os padrões gerais foram amplamente respeitados.

A diferença verificada entre os valores registados e os padrões estabelecidos, conjugada com o facto dos valores dos indicadores se encontrarem ainda afastados dos melhores níveis de desempenho europeus, demonstra que os valores de todos os padrões se encontram desajustados, traduzindo um reduzido nível de exigência.

### 3.5.1.2 CARACTERIZAÇÃO INDIVIDUAL E PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

Os indicadores individuais estabelecidos para as redes de transporte e de distribuição são a frequência das interrupções e a duração total das interrupções.

#### REDE DE TRANSPORTE

Nos dois pontos de entrega a clientes da rede de transporte da RAM, Aeroporto e Meia Serra 2, não se registaram interrupções, não havendo por isso lugar ao pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

**REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Na rede de distribuição em MT apenas se registaram incumprimentos relativos ao indicador duração total das interrupções, em ambas as ilhas. Dos 1649 PdE da rede de distribuição em MT da ilha da Madeira, 11 registaram incumprimento. No caso da ilha do Porto Santo, nenhum dos 92 PdE da rede de distribuição em MT registaram incumprimentos.

A rede de distribuição em BT também só registou incumprimentos para a duração total das interrupções. Dos 137 591 PdE desta rede na ilha da Madeira, 636 registaram incumprimento, sendo 599 da Zona A. No caso da ilha do Porto Santo, nenhum dos 4762 PdE registou incumprimento deste padrão.

O Quadro 3-25 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço, relativos a 2010.

**Quadro 3-25 – Compensações por incumprimento da duração das interrupções na RAM, em 2010**

Nível de tensão	Zona	Número de clientes		Montantes (€)		
		Abrangidos	A compensar	Compensação a clientes	Fundo de investimento	Total
MT	A	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-
	C	5	5	2682,39	-	2682,39
BT ≤20,7 kVA	A	540	287	2006,20	156,05	2162,25
	B	25	8	55,93	20,78	76,71
	C	9	8	93,03	0,70	93,73
BT >20,7 kVA	A	15	6	154,72	2,78	157,50
	B	1	1	5,80	-	5,80
	C	1	1	110,25	-	110,25
Total		596	316	5108,32	180,31	5288,63

Fonte dos dados: EEM

O valor das compensações pagas a clientes ascendeu a 5108,32 euros, atribuíveis aos padrões associados ao indicador duração total das interrupções. Este valor é superior ao dobro do valor do ano 2009 (2014,32 euros). O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 180,31 euros.

**3.5.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO**

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2010 na RAM contemplaram medições anuais em 8 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 31 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1759 PT), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização. A relação entre as semanas efetivamente monitorizadas e as semanas previstas atingiu 92% na ilha da Madeira e 78% na ilha do Porto Santo, sendo os casos de

incumprimento do plano de monitorização devidos à ocorrência de avarias, problemas de comunicação e de logística na rotação dos equipamentos.

Em relação às ações de monitorização relativas à ilha da Madeira, registaram-se, respetivamente, 3 e 42 situações de incumprimento dos valores de tremulação nas redes de transporte e de distribuição em MT, afetando todas as subestações monitorizadas. Ao nível da rede de distribuição em BT da ilha da Madeira, registaram-se 24 situações de incumprimento dos valores de tremulação e 9 situações de incumprimento da 5.<sup>a</sup> harmónica, afetando 3 PT. De acordo com a empresa, os incumprimentos registados deveram-se essencialmente às condições atmosféricas adversas (ventos e precipitação fortes que provocaram inundações e deslizamentos de terras), em particular na semana de 20 de fevereiro.

Em relação aos incumprimentos resultantes das ações de monitorização na ilha do Porto Santo, registaram-se 7 situações de incumprimento dos valores de tremulação na rede de distribuição em BT, afetando um PT. De acordo com a empresa, estes incumprimentos são devidos a anomalias no parque eólico local.

O Quadro 3-26 apresenta a distribuição da ocorrência das cavas de tensão registadas nas redes de transporte da ilha da Madeira (TR) e de distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (MT).

No presente relatório, não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nas redes de distribuição em BT, porque o período das ações de monitorização (seis meses) foi inferior ao considerado necessário para poder avaliar corretamente esta característica (um ano).

**Quadro 3-26 – Registo das cavas de tensão na RAM, em 2010**

Amplitude (% Un)	Duração (s)																	
	]0,01 ; 0,1]		]0,1 ; 0,25]		]0,25 ; 0,5]		]0,5 ; 1]		]1 ; 3]		]3 ; 20]		]20 ; 60]		]60 ; 180]		>180	
	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT
[10, 20[	23	126	27	99	3	5	1		1	1	5		7		5			
[20, 30[		26	12	45	1	9		3		7	1	7	2	6	1	2		
[30, 40[		21	2	24	2	5			1		5		2		1		1	
[40, 50[		14		30		2		1		2		1		5		2	1	
[50, 60[		27	1	18	1	3			4		7		3		1		1	
[60, 70[		2		8		1		1			6		3					
[70, 80[				4		2					1							
[80, 90[				10		1												
[90, 99[																		

TR – Rede de transporte

MT – Redes de distribuição em MT

Fonte dos dados: EEM

Na rede de transporte da ilha da Madeira registaram-se 78 cavas, 64% com uma amplitude entre 10 e 20% da tensão nominal e uma duração inferior a 250 ms. Do total de cavas, apenas 2 apresentaram uma amplitude superior a 40% da tensão nominal. No que respeita às redes de distribuição em MT, foram

registadas 574 cavas de tensão, 79% das quais com uma duração inferior a 250 ms. No que respeita à amplitude, 61% das cavas apresentaram valores no intervalo entre 10 e 30% da tensão nominal.



## 4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial refere-se ao relacionamento entre os prestadores de serviços e os seus clientes e inclui regras, indicadores e padrões sobre diversos aspetos, tais como a elaboração de orçamentos, a execução de ramais de baixa tensão, a ativação do fornecimento, o atendimento presencial, o atendimento telefónico, a resposta a pedidos de informação e a reclamações, a leitura do equipamento de medição e a visita combinada à instalação do cliente.

Seguidamente apresenta-se o desempenho em 2010 dos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso relativamente às matérias sobre as quais incide a regulamentação da qualidade de serviço. De modo a permitir analisar a evolução da qualidade de serviço comercial relativamente ao ano anterior, são também apresentados os valores registados em 2009.

As entidades que não disponibilizaram informação à ERSE nem deram justificação para tal (Cooproriz, A Eléctrica de Moreira de Cónegos e Junta de Freguesia de Cortes do Meio), são representadas sem valores nos gráficos e nos quadros.

### 4.1 LIGAÇÃO À REDE

Nos termos dos regulamentos, a ligação à rede abrange duas atividades da responsabilidade do operador da rede de distribuição: a elaboração de orçamentos de ramais de baixa tensão e a execução de ramais de baixa tensão. Para estas atividades são estabelecidos dois indicadores de natureza geral cujo padrão é de 95%<sup>17</sup>.

De realçar que para o cálculo destes indicadores não são consideradas as situações em que se verifica insuficiência de rede no local<sup>18</sup>, conforme determinam o RQS Portugal Continental e o RQS Açores.

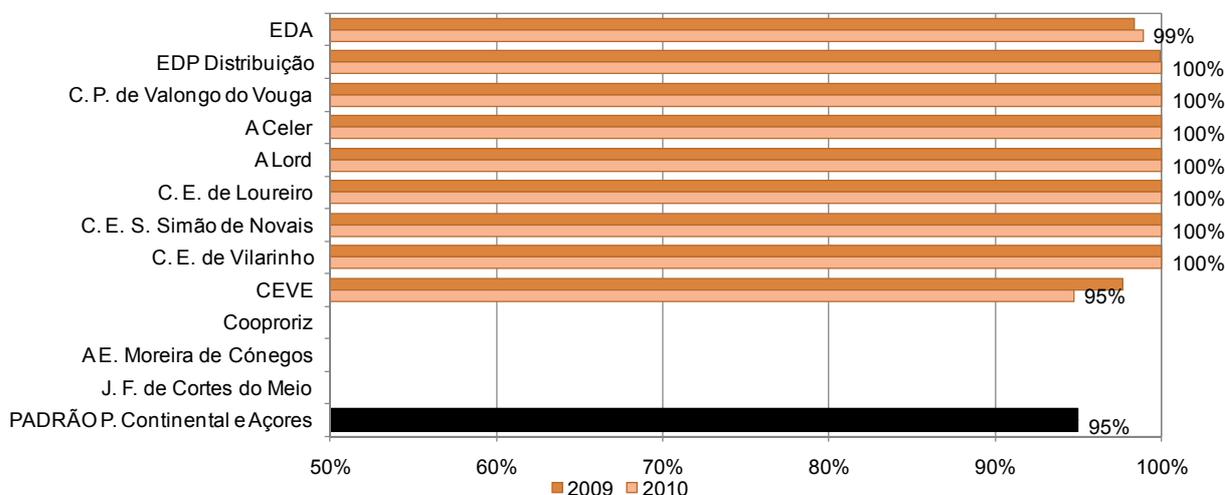
As entidades que disponibilizaram informação à ERSE cumpriram os padrões definidos, com os valores indicados na Figura 4-1 e na Figura 4-2.

---

<sup>17</sup> O RQS Madeira não prevê os indicadores relativos à elaboração de orçamentos e execução de ramais de baixa tensão, uma vez que a EEM não desempenha estas atividades enquanto operador da rede.

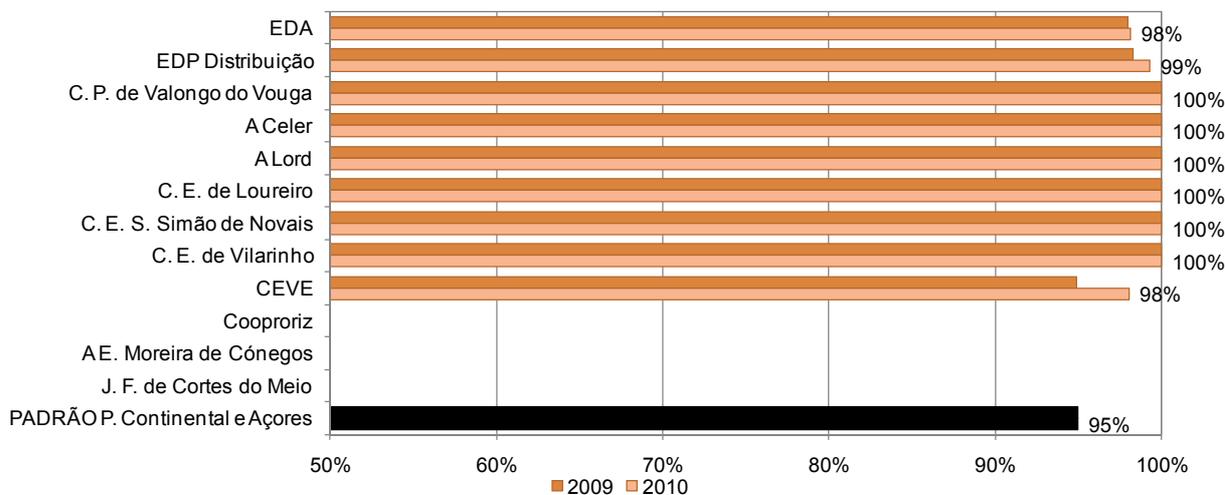
<sup>18</sup> Nos termos do RQS Portugal Continental e do RQS Açores, não são considerados os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação a alimentar, bem como os casos em que é necessário proceder ao reforço da rede.

**Figura 4-1 – Orçamentos de ramais em baixa tensão elaborados até 20 dias úteis**



Fonte dos dados: Empresas

**Figura 4-2 – Ramais em baixa tensão executados até 20 dias úteis**



Fonte dos dados: Empresas

A principal alteração face aos valores reportados no ano transato refere-se à CEVE que registou um ligeiro decréscimo no valor do indicador relativo à elaboração de orçamentos (95% em 2010 face a 98% em 2009) e uma melhoria no valor do indicador referente à execução de ramais (98% em 2010 face a 95% em 2009).

A grande maioria dos orçamentos elaborados (87,9%) e dos ramais executados (81,0%) são relativos à EDP Distribuição com, respetivamente, 50 240 e 28 066, seguida da EDA com 6578 e 6236. Face ao ano anterior, em 2010 na EDP Distribuição registou-se uma diminuição assinalável do número de orçamentos (menos 16,4%) e de execução de ramais (menos 19,0%).

No conjunto das restantes entidades foram registados 351 orçamentos e executados 357 ramais em baixa tensão.

## **4.2 ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO DE INSTALAÇÕES DE BAIXA TENSÃO**

A ativação do fornecimento a instalações de utilização de energia elétrica é realizada exclusivamente pelo operador da rede de distribuição. Esta ação decorre da celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica, considerando no seu cálculo as situações que envolvam intervenções simples no local de consumo<sup>19</sup>.

A qualidade de serviço referente a esta atividade é caracterizada através de um indicador geral que avalia a percentagem de ativações de fornecimento de instalações de baixa tensão executadas no prazo máximo de dois dias úteis (em Portugal Continental e na Região Autónoma dos Açores) ou quatro dias úteis (na Região Autónoma da Madeira). O padrão para este indicador é 90%.

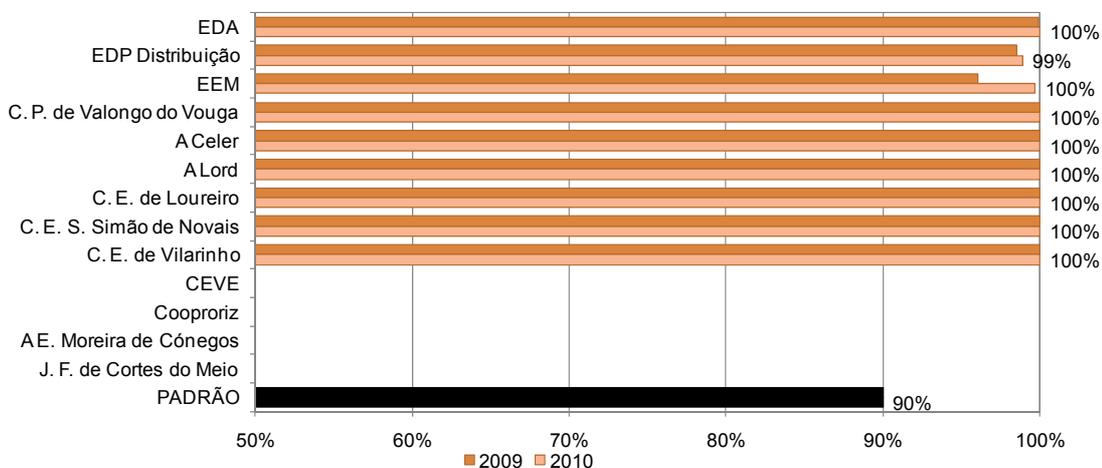
No cálculo deste indicador não são consideradas situações de simples mudança do nome do titular do contrato de fornecimento, sem interrupção do fornecimento, bem como situações em que a ativação não é executada na data acordada por facto imputável ao cliente.

Na Figura 4-3 apresenta-se o valor do indicador para todos os operadores da rede que disponibilizaram informação à ERSE. As entidades com maior número de ativações de fornecimento, EDP Distribuição, EEM e EDA, efetuaram 199 886, 3960 e 3828 ativações, respetivamente, sendo que os valores registados foram inferiores aos verificados no ano anterior (respetivamente menos 2%, 3% e 14%).

---

<sup>19</sup> Intervenções que envolvam apenas a colocação ou a operação de equipamentos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador e do dispositivo de controlo de potência.

**Figura 4-3 – Ativações de fornecimento em baixa tensão realizadas até dois dias úteis (ou quatro dias úteis, na RAM)**



Fonte dos dados: Empresas

Com exceção da CEVE, todas as entidades que forneceram informação à ERSE cumpriram o padrão estabelecido para o indicador. A CEVE apresentou um valor de 85%, uma melhoria substancial face ao ano anterior (53%), se bem que inferior ao padrão (90%). Para as restantes entidades, as variações de 2009 para 2010 são pouco significativas, destacando-se, todavia, a melhoria verificada na EEM.

### 4.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso estão obrigados a disponibilizar a modalidade de atendimento presencial aos seus clientes.

Os regulamentos definem um indicador geral relativo ao tempo de espera nos centros de atendimento presencial cujo padrão estabelece que pelo menos 90% dos atendimentos efetuados devem ter tempos de espera até vinte minutos.

Para o cálculo do indicador devem ser monitorizados os centros de atendimento que tenham maior número de utentes<sup>20</sup>.

Em 2010, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal efetuaram, respetivamente, 33 429 e 204 589 atendimentos nos centros monitorizados<sup>21</sup>. Todos os centros apresentaram desempenhos acima do valor

<sup>20</sup> O RQS Portugal Continental considera os dois centros de atendimento com maior número de utentes de cada um dos três conjuntos de distritos estabelecidos, num total de seis. O RQS Açores e o RQS Madeira consideram os três centros com maior número de utentes de cada região autónoma.

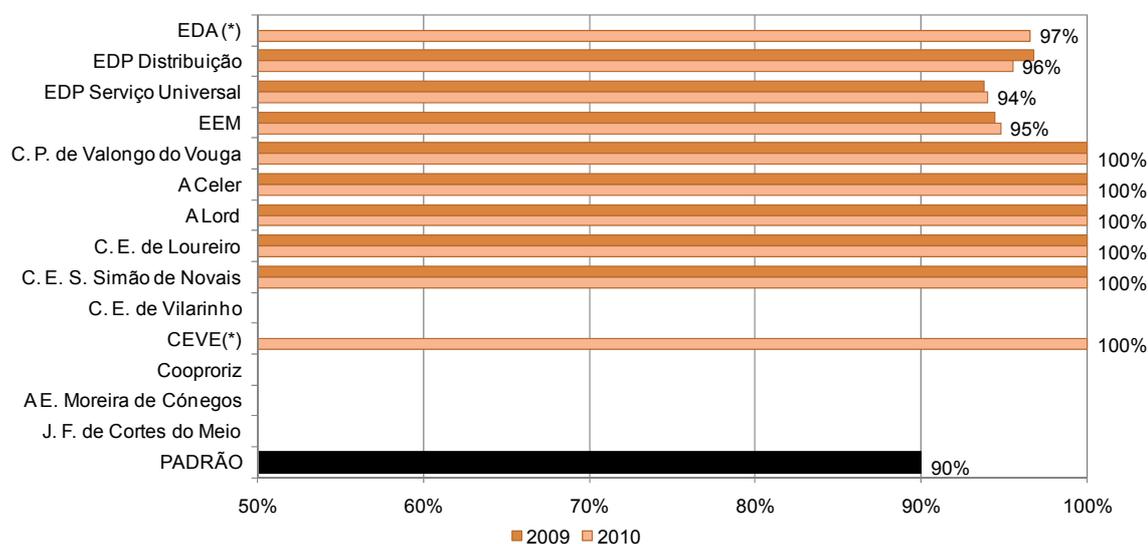
<sup>21</sup> Os centros de atendimento da EDP Distribuição objeto de monitorização em 2010 foram os seguintes (apresentados por ordem decrescente do número de utentes): Lisboa, Vila da Feira, Leiria, Amadora, Porto e Gaia.

do padrão. Os operadores das redes e comercializadores exclusivamente em baixa tensão registaram no seu conjunto 29 622 atendimentos<sup>22</sup>.

A EDA e a EEM realizaram, respetivamente, 134 955 e 215 156 atendimentos nos seus centros de atendimento presencial com maior número de utentes<sup>23</sup> em 2010, tendo todos os centros apresentado valores anuais do indicador superiores ao valor mínimo padrão (90%).

Os valores verificados para este indicador pelas entidades que enviaram informação à ERSE são apresentados na Figura 4-4, sendo também feita a comparação com o respetivo padrão.

**Figura 4-4 – Atendimentos presenciais com tempo de espera até 20 minutos**



(\*) Informação indisponível para o ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que todas as entidades que apresentaram informação cumprem o padrão deste indicador geral. Regista-se o ultrapassar das dificuldades de monitorização dos tempos de espera no atendimento presencial por parte da EDA, que em 2009 não conseguiu obter esta informação nos termos previstos no RQS Açores.

Os centros monitorizados da EDP Serviço Universal foram os seguintes: Lisboa, Porto, Gaia, Amadora, Leiria e Vila da Feira.

<sup>22</sup> Cada uma destas entidades dispõe de um único centro de atendimento. Não apresentaram informação à ERSE as cooperativas elétricas de Vilarinho, de Moreira de Cónegos, de Vale d'Este, a Coopriz e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio.

<sup>23</sup> Os centros de atendimento identificados pela EDA como tendo o maior número de utentes foram a loja da Matriz de Ponta Delgada, a loja de Angra do Heroísmo e a loja da Ribeira Grande. Os centros da EEM monitorizados em 2010 foram os seguintes: loja da sede, no Funchal, loja do cidadão e loja de Machico.

#### 4.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

O atendimento telefónico é o canal mais utilizado pelos clientes para comunicar com os seus prestadores de serviço de eletricidade (operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso).

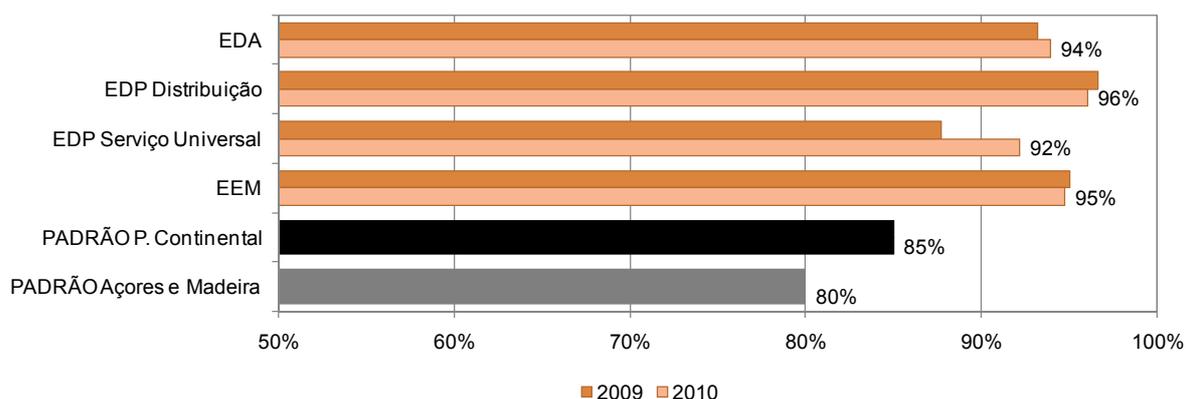
Os operadores das redes e comercializadores exclusivamente em baixa tensão não estão obrigados a disponibilizar aos seus clientes atendimento telefónico centralizado, não se apresentando, por este motivo, informação sobre este indicador para estas entidades.

O RQS Portugal Continental estabelece um indicador geral com um padrão associado que determina que 85% das chamadas atendidas devem ter um tempo de espera inferior a 60 segundos. O RQS Açores e o RQS Madeira consagram um indicador semelhante com um padrão de 80%.

O número de atendimentos telefónicos aumentou em todas as empresas de 2009 para 2010 (variações entre 3% e 14%), com exceção da EDP Serviço Universal que registou um decréscimo de 2% em 2010, motivado por um número anormalmente elevado de chamadas ocorrido em 2009 sobre a faturação da contribuição audiovisual.

Todas as entidades cumpriram o padrão deste indicador, conforme se pode observar na Figura 4-5. A variação significativa na EDP Serviço Universal deve-se a um pior desempenho em 2009 pelas razões apontadas no parágrafo anterior.

**Figura 4-5 – Atendimentos telefónicos com tempo de espera até 60 segundos**



Fonte dos dados: Empresas

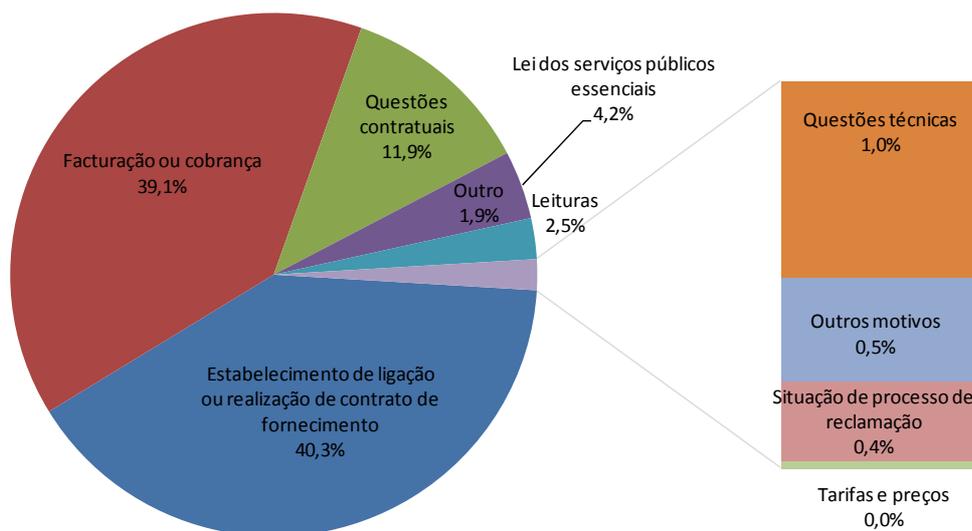
#### 4.5 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

A regulamentação da qualidade de serviço define um indicador geral que avalia a capacidade de resposta dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso aos pedidos de

informação, estabelecendo que pelo menos 90% devem ser respondidos até 15 dias úteis. Nas regiões autónomas, os regulamentos estabelecem o mesmo indicador e padrão com a particularidade de monitorizarem apenas os pedidos de informação apresentados por escrito.

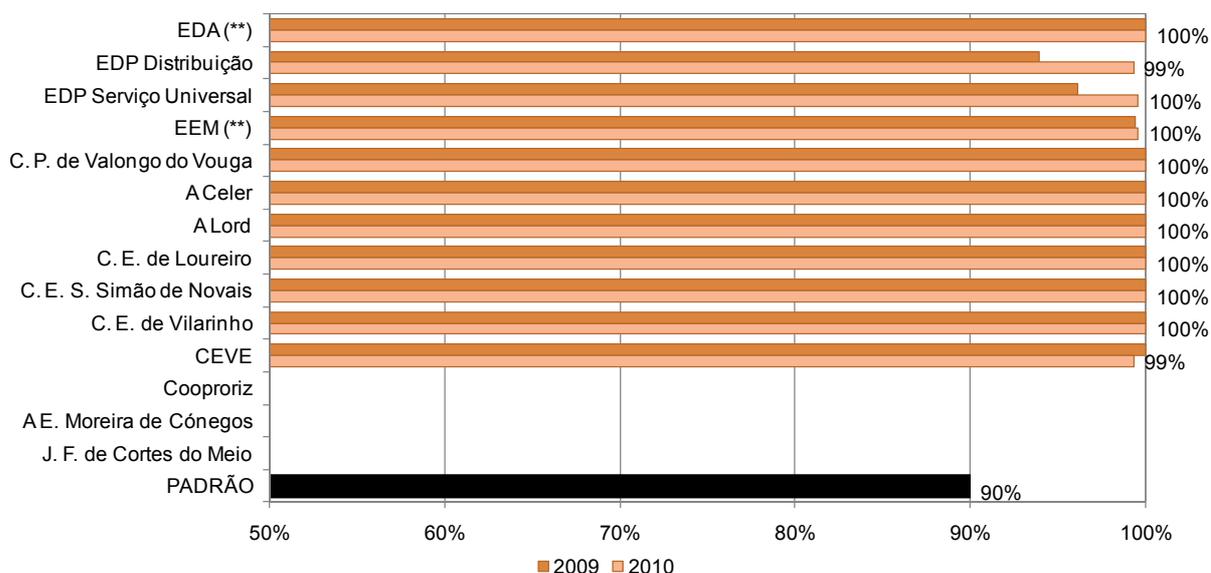
A Figura 4-6 ilustra a distribuição dos assuntos mais frequentes nos pedidos de informação em 2010.

**Figura 4-6 – Assuntos mais frequentes nos pedidos de informação em 2010**



Fonte dos dados: Empresas

Na Figura 4-7 é representado o desempenho das entidades no que respeita a este indicador em 2009 e 2010. Do conjunto das empresas que reportaram informação à ERSE, todas cumpriram com valores muito superiores ao padrão definido para este indicador. O aspeto de maior diferenciação em relação ao ano transato prende-se com a melhoria do desempenho da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal.

**Figura 4-7 – Pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis**

(\*\*) O RQS Açores e o RQS Madeira consideram apenas os pedidos de informação por escrito

Fonte dos dados: Empresas

Em 2010 houve um aumento muito significativo do número de pedidos de informação junto das empresas EDP Distribuição (122 396 em 2010 face a 4445 em 2009) e EDP Serviço Universal (1 396 157 em 2010 face a 582 122 em 2009). As empresas justificam este aumento com o facto de terem passado a considerar a totalidade dos pedidos de informação e não apenas os escritos, cumprindo assim o estabelecido no RQS Portugal Continental.

A EDA registou 313 pedidos de informação em 2010, num claro decréscimo face ao número registado em 2009 (9032). A empresa justificou esta alteração em função de ter deixado de contabilizar neste indicador as comunicações de leituras, que efetivamente não são pedidos de informação.

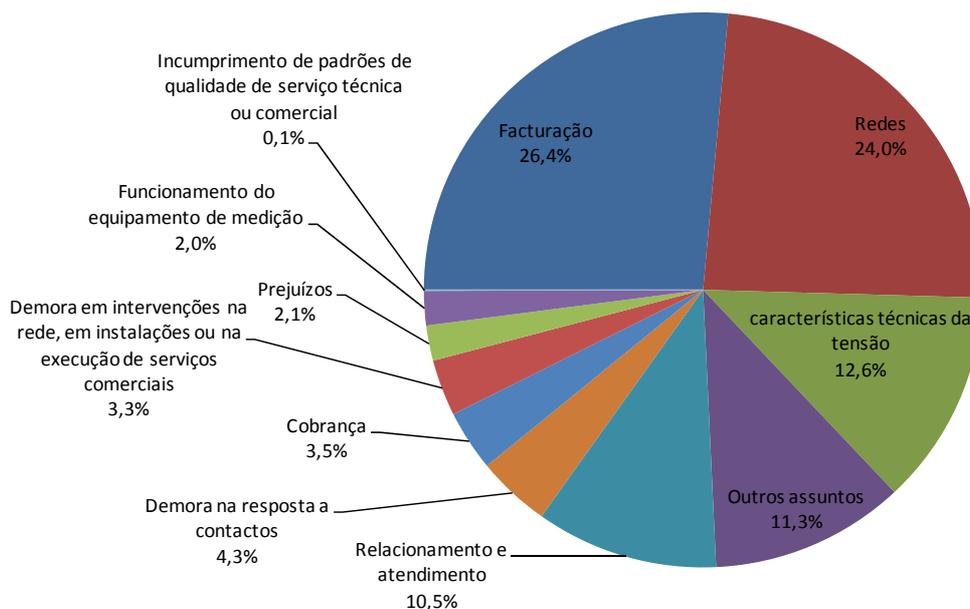
## 4.6 RECLAMAÇÕES

O RQS Portugal Continental prevê um indicador individual que estabelece a obrigação dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso responderem às reclamações que lhes são apresentadas no prazo máximo de 15 dias úteis após a data da sua receção. Nas regiões autónomas o prazo de resposta associado ao indicador individual é também de 15 dias úteis, aplicando-se apenas às reclamações sobre faturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de medição. Tratando-se de indicadores individuais, o incumprimento do padrão confere ao cliente o direito a uma compensação que varia entre 15 e 92 euros.

Nas regiões autónomas vigora ainda um indicador e padrão geral que estabelece que 95% das reclamações sejam respondidas no prazo de 15 dias úteis, independentemente do assunto.

De acordo com a informação recolhida, o número de reclamações apresentadas em 2010 junto das entidades foi 84 530, valor próximo do registado no ano anterior (85 228). Em 2010 foram respondidas um total de 84 658 reclamações. Estes valores consideram todas as reclamações, independentemente do tema. A Figura 4-8 apresenta os principais assuntos objeto de reclamação no conjunto das empresas.

**Figura 4-8 – Principais assuntos alvo de reclamação em 2010**



Fonte dos dados: Empresas

A EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal receberam menos 7% de reclamações do que em 2009 e a EDA e a EEM registaram aumentos de 13% e 69%, respetivamente, sendo que, no caso da EEM, este aumento é, em parte, justificado pela inclusão de contactos anteriormente não considerados como reclamações.

No Quadro 4-1 apresenta-se o total de reclamações respondidas, as respondidas após 15 dias úteis e o número e montante das compensações<sup>24</sup> pagas aos clientes. De notar que o valor apresentado relativo às reclamações respondidas difere do anteriormente apresentado considerando que no caso da EDA e da EEM só são apresentadas as reclamações abrangidas pelo padrão individual.

<sup>24</sup> Nos termos dos regulamentos, o pagamento das compensações por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço comercial deve ser efetuado na primeira fatura após terem decorrido 45 dias úteis contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação. Estão previstas ainda situações de exclusão do pagamento de compensações. Estes dois factos justificam eventuais diferenças entre o número de situações de incumprimento de padrões e o número de compensações pagas.

Quadro 4-1 – Reclamações e resposta nos prazos regulamentares

Entidade	N.º de reclamações respondidas	Reclamações respondidas fora do prazos regulamentares			N.º de reclamações respondidas por 1000 clientes
		N.º de reclamações	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)	
EDA (**)	210	4	0	0	14,92 (***)
EDP Distribuição	43 222	435	286	5.894	7,09
EDP Serviço Universal	28 467	500	409	8.118	4,96
EEM (**)	642	6	8	120	78,23 (***)
C. P. de Valongo do Vouga	27	0	0	0	n.d.
A Celer	9	0	0	0	2,15
A Lord	45	0	0	0	10,55
C. E. de Loureiro	14	0	0	0	7,25
C. E. S. Simão de Novais	56	0	0	0	17,27
C. E. de Vilarinho	41	0	0	0	27,70
CEVE	35	1	0	0	3,94
Coopriz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A Eléct. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL (^)	72 768	946	703	14 132	6,00

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2010

(\*\*) Na RAA e na RAM o indicador individual das reclamações aplica-se aos temas faturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de contagem

(\*\*\*) Para que seja comparável com as restantes empresas consideram-se todas as reclamações e não apenas as referentes ao indicador individual

Fonte dos dados: Empresas

No que respeita ao cumprimento do indicador geral, previsto nos RQS Açores e RQS Madeira, verifica-se que quer a EDA, com 99%, quer a EEM, com 98%, cumpriram o padrão estabelecido (95%). Ambas apresentam valores próximos dos verificados no ano anterior (100% e 97%, respetivamente).

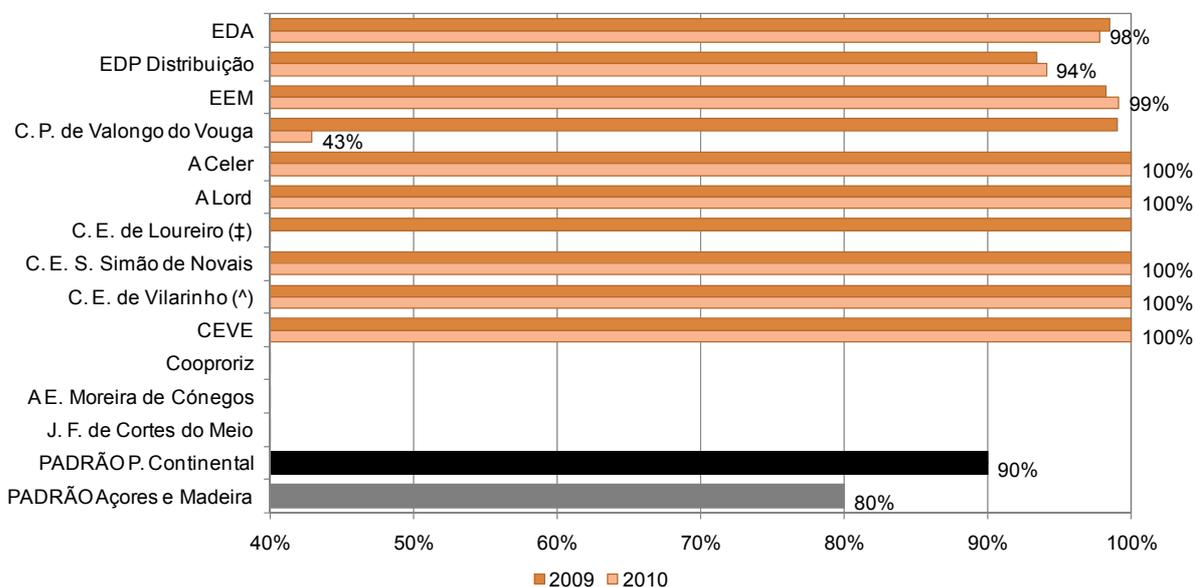
#### 4.7 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO APÓS INTERRUPTÕES ACIDENTAIS

Os regulamentos estabelecem um indicador geral e respetivo padrão relativo à reposição do serviço de fornecimento de energia elétrica após interrupções acidentais, que se aplica aos operadores das redes de distribuição. De acordo com este indicador, após a ocorrência de interrupções de fornecimento acidentais, o serviço deve ser repostado dentro de um intervalo máximo de 4 horas para 90% dos clientes, em Portugal Continental, e para 80% dos clientes, nas regiões autónomas.

Em 2010, o número de interrupções de fornecimento acidentais foi de 29 613 209 na rede da EDP Distribuição e de 24 970 nas redes dos operadores exclusivamente em baixa tensão que apresentaram informação. Nas redes da RAA e da RAM esse número foi de 1 565 356 e de 309 479, respetivamente.

Os valores verificados para este indicador em 2009 e 2010 pelas entidades que enviaram informação à ERSE são apresentados na figura seguinte.

**Figura 4-9 – Clientes com um tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais**



(‡) Sem ocorrências em 2010

(^) Informação incompleta nos anos 2009 e 2010

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que a maioria das entidades que apresentaram informação cumpre o padrão do indicador geral.

A Casa do Povo de Valongo do Vouga, num total de 7 reposições, registou 3 efetuadas até 4 horas. Nesta situação é necessário considerar que o valor do indicador se baseia num universo de ocorrências diminuto.

#### 4.8 VISITA COMBINADA

A regulamentação da qualidade de serviço define um indicador individual relativo à visita combinada que mede o cumprimento do período de tempo acordado com o cliente para efetuar uma intervenção na sua instalação.

Tratando-se de um indicador individual, sempre que o operador da rede de distribuição não cumpra o intervalo de tempo acordado para a visita, o cliente tem direito a uma compensação. Da mesma forma, se este não se encontrar na instalação para permitir a intervenção do operador dentro do período acordado também está obrigado ao pagamento de uma compensação de igual montante.

O Quadro 4-2 agrega o número de visitas efetuadas, bem como o número e o valor das compensações pagas em consequência de não ter sido possível realizar a visita, por facto imputável à empresa ou ao cliente.

O dado mais relevante refere-se ao incumprimento do período horário acordado por facto imputável ao cliente em 10,6% do total das visitas combinadas com a EDP Distribuição, valor inferior ao verificado em 2009 (12,9%). Em contrapartida, a EDP Distribuição incumpriu o horário na visita em 0,06% das situações, melhoria significativa relativamente ao ano anterior (0,14%). As compensações pagas pelos clientes aos operadores da rede não refletem o número de incumprimentos dos clientes, tendo estas entidades informado que optam frequentemente por não cobrar as compensações devidas, prática que não encontra enquadramento regulamentar.

As restantes entidades não têm registos de visitas realizadas fora de prazo.

**Quadro 4-2 – Visitas combinadas e realização nos períodos acordados**

Entidade	N.º de visitas combinadas	Visitas combinadas realizadas pelo operador da rede fora do prazo previsto			Visitas combinadas não realizadas por facto imputável ao cliente		
		N.º de visitas	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)	N.º de visitas	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
EDA	74	0	0	0	0	0	0
EDP Distribuição	751 620	446	441	7 998	79 590	360	6 540
EEM	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
C. P. de Valongo do Vouga	0	0	0	0	0	0	0
A Celer	25	0	0	0	0	0	0
A Lord	73	0	0	0	0	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	6	0	0	0	0	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0	0	0	0	0	0
CEVE	173	0	0	0	0	0	0
Cooprорiz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL (*)	751 971	446	441	7 998	79 590	360	6 540

n.d. Informação não disponível

(\*) Informação incompleta no ano 2010

Fonte dos dados: Empresas

#### 4.9 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE

Os operadores das redes de distribuição, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia elétrica dos clientes, devem iniciar a sua reparação nos prazos máximos seguintes: i) 5 horas para os clientes de baixa tensão nas zonas C; ii) 3 horas para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua sobrevivência e clientes prioritários, apenas em Portugal Continental; iii) 4 horas para os restantes clientes.

Sendo um indicador individual, o seu incumprimento por parte do operador da rede traduz-se no pagamento de uma compensação ao cliente afetado. No caso da causa da avaria se situar na instalação individual do cliente este deve pagar uma compensação ao operador da rede<sup>25</sup>.

O Quadro 4-3 apresenta os números relativos às avarias comunicadas, às avarias da responsabilidade do cliente e às intervenções iniciadas fora dos prazos regulamentares, bem como o número e o montante das compensações pagas aos clientes e pelos clientes.

À semelhança de anos anteriores, não se registaram quaisquer intervenções fora dos prazos regulamentares nos distribuidores exclusivamente em baixa tensão. Acresce que apenas a C. E. de S. Simão de Novais realizou cobranças de compensações devidas pelos clientes.

Em relação a 2009, a EDA, a EEM e a EDP Distribuição registaram um aumento assinalável do número de intervenções do operador da rede por avaria na alimentação individual, bem como do número de avarias da responsabilidade do cliente. Em contrapartida, o conjunto dos operadores da rede exclusivamente em BT registou valores inferiores aos indicados no ano transato, sendo A Lord a entidade que regista maior redução. Em paralelo, e como consequência do número de intervenções, é igualmente de assinalar um aumento do valor de compensações pagas pelos clientes, face aos valores registados em 2009, representando um acréscimo de 251 938 €.

**Quadro 4-3 - Avarias na alimentação individual dos clientes e início da intervenção nos prazos regulamentares**

Entidade	N.º de avarias na alimentação individual	Intervenções (assistência técnica) iniciadas fora dos prazos regulamentares			Avarias na instalação de alimentação individual do cliente e da sua responsabilidade		
		N.º de intervenções	N.º de compensações pagas aos clientes	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	N.º de avarias	N.º de compensações pagas pelos clientes	Valor das compensações pagas pelos clientes (€)
EDA	4 650	131	131	2 025	1 227	983	7 920
EDP Distribuição	180 886	2 781	4 364	79 968	58 870	39 903	413 836
EEM	1 807	35	44	330	643	577	4 951
C. P. de Valongo do Vouga	24	0	0	0	6	0	0
A Celer	61	0	0	0	53	53	1 281
A Lord	0	0	0	0	0	0	0
C. E. de Loureiro	16	0	0	0	16	0	0
C. E. S. Simão de Novais	22	0	0	0	24	24	216
C. E. de Vilaninho	35	0	0	0	32	0	0
CEVE	180	0	0	0	24	0	0
Cooprорiz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL (A)	187 681	2 947	4 539	82 323	60 895	41 540	428 203

(A) Informação incompleta no ano 2010

Fonte dos dados: Empresas

<sup>25</sup> Em Portugal Continental, os clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA ficam obrigados ao pagamento de uma quantia no montante de 9 euros.

A diferença entre o número de incumprimentos dos operadores das redes de distribuição e o número de compensações pagas aos clientes<sup>26</sup> pode ficar a dever-se à existência de um diferimento do pagamento da compensação face à data do facto que originou o direito à compensação<sup>27</sup>.

#### **4.10 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE**

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) define quais os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento. Quando a situação que originou a interrupção tiver sido resolvida e tiverem sido efetuados os pagamentos devidos, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia elétrica cumprindo os seguintes prazos: i) até às 17h00 do dia útil seguinte ao da regularização da situação, para clientes em baixa tensão; ii) no período de 8 horas a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.

No Quadro 4-4 apresenta-se o número de restabelecimentos efetuados após interrupção por facto imputável ao cliente, bem como o número de situações em que o restabelecimento foi efetuado fora dos prazos regulamentares previstos e o número e montante de compensações pagas aos clientes.

---

<sup>26</sup> Ver explicação na nota 24.

<sup>27</sup> Assim, haverá compensações referentes a um ano civil que só são pagas aos clientes no ano seguinte (designadamente as geradas no último trimestre do ano civil). Esta diferença é visível na EDP Distribuição, para os anos de 2009 e 2010, entre os valores relativos ao número de intervenções e às compensações pagas.

**Quadro 4-4 – Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente e prazos regulamentares**

Entidade	N.º de restabelecimentos de fornecimento	Restabelecimentos de fornecimento realizados fora do prazo previsto		
		N.º de restabelecimentos	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
EDA	9 563	0	0	0
EDP Distribuição	291 194	1 775	1 775	32 682
EEM	2 548	9	6	90
C. P. de Valongo do Vouga	10	0	0	0
A Celer	23	0	0	0
A Lord	7	0	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	42	0	0	0
C. E. de Vilarinho	17	0	0	0
CEVE	82	0	0	0
Cooprорiz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<b>TOTAL (^)</b>	<b>303 486</b>	<b>1 784</b>	<b>1 781</b>	<b>32 772</b>

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2010

Fonte dos dados: Empresas

Apesar de o número total de restabelecimentos ter aumentado ligeiramente em relação a 2009 (mais 1848), a percentagem de incumprimentos baixou para 0,59% do total (1,4% em 2009).

Nos termos do RRC, os clientes em baixa tensão podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento no prazo de quatro ou cinco horas, consoante a zona de qualidade de serviço. A EDP Distribuição reportou a realização de 15 522 situações de restabelecimento urgente em 2010.

#### 4.11 LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Em Portugal Continental, a leitura dos equipamentos de medição aos clientes em Baixa Tensão Normal constitui um indicador individual cujo incumprimento pelo operador da rede confere ao cliente direito a uma compensação. O operador da rede de distribuição deverá garantir que o intervalo entre duas leituras não exceda os 6 meses. Para o cálculo do indicador consideram-se exclusivamente as situações em que o acesso ao equipamento possa ser efetuado a partir de locais públicos.

No caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, encontra-se estabelecido um indicador geral que avalia o número de clientes em BT com, pelo menos, uma leitura do contador no último ano civil. Para este indicador está regulamentado um padrão de 98%.

No Quadro 4-5 apresenta-se o número total de leituras efetuadas e o número de situações em que um contador esteve mais de 6 meses sem leitura, bem como o número de compensações e respetivo valor pago aos clientes por incumprimento deste padrão individual.

**Quadro 4-5 – Leituras dos equipamentos de medição e prazos regulamentares**

Entidade	N.º de leituras (operador da rede e clientes)	Contadores com mais de 6 meses sem leitura		
		N.º	N.º de compensações pagas	Valor das compensações pagas (€)
EDP Distribuição	28 888 161	1 122	1 111	20 376
C. P. de Valongo do Vouga	26 184	0	0	0
A Celer	50 256	0	0	0
A Lord	16 863	0	0	0
C. E. de Loureiro	25 003	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	39 342	0	0	0
C. E. de Vilarinho	17 497	0	0	0
CEVE	119 737	0	0	0
Cooproriz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL (^)	29 183 043	1 122	1 111	20 376

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2010

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se um ligeiro acréscimo (3%) do número de leituras relativamente a 2009, acompanhado por uma diminuição significativa do número de incumprimentos (cerca de 40%), mantendo a tendência de melhoria nesta dimensão da qualidade de serviço.

No que respeita ao indicador geral aplicável nas regiões autónomas, verifica-se que a EDA e a EEM cumpriram o padrão (98%), ambas com 99%.

#### 4.12 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Enquanto não for constituído o Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a gestão dos processos de mudança de comercializador é assegurada pela EDP Distribuição enquanto operador da rede de distribuição em MT e AT. O RQS Portugal Continental estabelece como indicador o “tempo médio de mudança de fornecedor”, não tendo sido fixado um padrão para este indicador.

Em 2010, foram registados 133 472 pedidos de mudança de comercializador, o que representa um aumento de 19% face a 2009. O tempo médio de mudança de comercializador variou entre 2 e 4 dias úteis ao longo do ano, sendo o valor médio anual de 2,8 dias, valor que pode ser considerado excelente quando comparado com os tempos médios registados noutros países europeus.

#### 4.13 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

A regulamentação da qualidade de serviço prevê que os operadores das redes de distribuição mantenham um registo atualizado de clientes com necessidades especiais, que são aqueles que, por motivo de doença ou deficiência, necessitam de um relacionamento comercial especial que assegure uma qualidade de serviço idêntica à dos restantes clientes. Os clientes com necessidades especiais podem efetuar o registo através do seu comercializador que, posteriormente informará o operador de rede respetivo.

O número de clientes com necessidades especiais registados é apresentado no Quadro 4-6. Os valores relativos a 2010 são muito similares aos de 2009, havendo um ligeiro acréscimo de clientes dependentes de equipamento elétrico e um decréscimo de clientes com deficiências visuais. O número de registos é ainda muito distante da realidade, pelo que se mantêm as necessidades de divulgação de informação sobre este assunto.

**Quadro 4-6 - Clientes com necessidades especiais no final de 2010**

Entidade	Número de clientes com necessidades especiais no final do ano				
	Deficientes visuais	Deficientes auditivos	Com limitações no domínio da comunicação oral	Deficientes motores	Dependentes de equipamento médico alimentado pela rede eléctrica
EDA	53	3	n.a.	5	29
EDP Distribuição	163	18	3	100	295
EDP Serviço Universal	154	12	0	52	279
EEM	0	3	n.a.	3	0
C. P. de Valongo do Vouga	0	0	0	0	0
A Celer	0	0	0	0	0
A Lord	0	0	0	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0	0	0
C. E. de Vilarinho	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
CEVE	0	0	0	0	0
Coopriz	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL (^) (**)	216	24	3	108	324

(^) Informação incompleta no ano 2010

(\*\*) Não inclui os clientes da EDP Serviço Universal uma vez que estão incluídos nos registos da EDP Distribuição

Fonte dos dados: Empresas

O RQS Portugal Continental estabelece ainda que os operadores das redes de distribuição devem manter um registo dos clientes prioritários definidos como aqueles para os quais uma interrupção de fornecimento causa graves alterações ao normal funcionamento da instalação, por exemplo: instalações hospitalares e equiparadas, instalações de segurança nacional, bombeiros, proteção civil, etc. Para estes clientes deve ser assegurada uma informação individualizada com a antecedência mínima de 36 horas relativamente à ocorrência de interrupções previstas pelo operador de rede e um restabelecimento prioritário do fornecimento de energia elétrica.

Tal como para os clientes com necessidades especiais, os operadores das redes de distribuição devem manter um registo dos clientes prioritários. A iniciativa de registo deve ser realizada pelo cliente junto do seu comercializador. Em 2010 estavam registados 14 clientes prioritários, localizados na área de atuação dos operadores da rede exclusivamente em baixa tensão, sendo que 10 correspondem a instalações hospitalares ou equiparadas, 3 a bombeiros e 1 a forças de segurança. A EDP Distribuição não tem procedimentos de registo de clientes prioritários, não dando assim cumprimento ao previsto no RQS. No entanto, a empresa informou que tem identificado os clientes que considera que devem ser tratados de forma prioritária na exploração da rede.

Em 2010, a EDA manteve contactos com várias associações de deficientes e com a Direção Regional de Solidariedade Social e a EEM contactou a Associação de Deficientes da Madeira. A EDP Distribuição não realizou qualquer tipo de iniciativa junto de clientes com necessidades especiais e a EDP Serviço Universal nada referiu sobre o assunto no seu relatório da qualidade de serviço.

#### **4.14 SÍNTESE DOS INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL**

O Quadro 4-7 apresenta uma síntese relativa aos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial. São apresentados os padrões dos indicadores de acordo com o RQS aplicável a cada empresa e os valores dos indicadores registados em 2010 para cada entidade. Os valores dos indicadores registados são avaliados face ao seu padrão (cumprimento do padrão, desempenho abaixo do padrão, informação não enviada à ERSE ou incompleta) de acordo com o esquema de cores indicado na legenda.

Da análise do quadro verifica-se que as entidades que apresentaram informação à ERSE cumprem todos os padrões dos indicadores gerais, com exceção da CEVE, cujo desempenho está abaixo do padrão no indicador relativo à ativação de fornecimento a instalações em baixa tensão, e da Casa do Povo de Valongo do Vouga, que diminuiu significativamente o seu desempenho no indicador relativo à reposição de serviço na sequência de interrupções acidentais. A C. E. de Vilarinho e a CEVE não apresentaram informação do indicador relativo ao atendimento presencial. É de realçar que, na maioria das situações, as entidades analisadas cumprem os padrões folgadoamente. A Cooproriz, a Elétrica de Moreira de Cónegos e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio não forneceram informação à ERSE.

O Quadro 4-8 apresenta os valores relativos aos indicadores individuais, nomeadamente os incumprimentos por partes dos operadores das redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso e dos clientes, assim como o número e montante das compensações pagas. Na análise do quadro é importante ter em consideração que existe um desfasamento temporal entre o incumprimento da empresa ou do cliente e o respetivo pagamento da compensação, havendo portanto situações que transitam entre anos que podem justificar as diferenças entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas.

Tal como no ano anterior, a situação que motiva um maior número de incumprimentos por parte das empresas refere-se ao tempo de chegada a casa do cliente em caso de avaria na alimentação individual, sendo de realçar que este número diminuiu em 2010. Da parte dos clientes, o incumprimento mais comum está relacionado com o horário acordado para uma visita combinada à instalação do cliente.

Quadro 4-7 – Cumprimento dos padrões dos indicadores gerais

CUMPRIMENTO DOS PADRÕES DOS INDICADORES GERAIS	PADRÕES			ENTIDADES													
	Portugal Continental	Região Autónoma da Madeira	Região Autónoma dos Açores	EDA	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EEM	C. P. de Valongo do Vouga	A Celer	A Lord	C. E. de Loureiro	C. E. S. Simão de Novais	C. E. de Vilarinho	CEVE	Coopriz	A E. Moreira de Cónegos	J. F. de Cortes do Meio
Orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95%	n.a.	95%	99%	100%	n.a.	n.a.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	95%	n.d.	n.d.	n.d.
Ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95%	n.a.	95%	98%	99%	n.a.	n.a.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98%	n.d.	n.d.	n.d.
Activações de fornecimento de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis (P. Continental e RAA) ou de 4 dias úteis (RAM) após a celebração do contrato de fornecimento	90%	90%	90%	100%	99%	n.a.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	90%	90%	90%	97%	96%	94%	95%	100%	100%	100%	100%	100%	n.d.	100%	n.d.	n.d.	n.d.
Atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	85%	80%	80%	94%	96%	92%	95%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Respostas a pedidos de informação, apresentados por qualquer meio (P. Continental) ou por escrito (RAA e RAM), em prazo inferior ou igual a 15 dias úteis	90%	90%	90%	100%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	n.d.	n.d.	n.d.
Clientes com tempos de reposição de serviço até 4 horas na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90%	80%	80%	98%	94%	n.a.	99%	43%	100%	100%	(a)	100%	100%	100%	n.d.	n.d.	n.d.
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias) [sem padrão]	-	n.a.	n.a.	n.a.	2,8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Reclamações apresentadas e respondidas até 15 dias úteis	n.a.	95%	95%	99%	n.a.	n.a.	98%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clientes de baixa tensão cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura durante o último ano civil	n.a.	98%	98%	99%	n.a.	n.a.	99%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

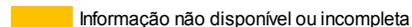
Legenda:

n.a. Não aplicável. n.d. Não disponível.

(a) Não foram registadas ocorrências.

 Cumpriu

 Não cumpriu

 Informação não disponível ou incompleta

Fonte dos dados: Empresas

Quadro 4-8 – Informação relativa a indicadores individuais

CUMPRIMENTO DOS PADRÕES DOS INDICADORES INDIVIDUAIS			ENTIDADES													
			EDA	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EEM	C. P. de Valongo do Vouga	A Celer	A Lord	C. E. de Loureiro	C. E. S. Simão de Novais	C. E. de Vilarinho	CEVE	Cooproriz	A E. Moreira de Cónegos	J. F. de Cortes do Meio
Visitas combinadas a instalações dos clientes	Incumprimentos da empresa		0	446	n.a.	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	441	n.a.	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
		Montante	0 €	7.998 €	n.a.	n.d.	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.
	Incumprimentos dos clientes		0	79.590	n.a.	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
Compensações pagas pelos clientes	Número	0	360	n.a.	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	
	Montante	0 €	6.540 €	n.a.	n.d.	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.
Avarias na alimentação individual dos clientes	Incumprimentos da empresa		131	2.781	n.a.	35	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	
	Compensações pagas pela empresa	Número	131	4.364	n.a.	44	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
		Montante	2.025 €	79.968 €	n.a.	330 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.
	Incumprimentos dos clientes		1.227	58.870	n.a.	643	6	53	0	16	24	32	24	n.d.	n.d.	n.d.
Compensações pagas pelos clientes	Número	983	39.903	n.a.	577	0	53	0	0	24	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	
	Montante	7.920 €	413.836 €	n.a.	4.951 €	0 €	1.281 €	0 €	0 €	216 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.	
Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	Incumprimentos da empresa		0	1.775	n.a.	9	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	1.775	n.a.	6	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
Montante		0 €	32.682 €	n.a.	90 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.	
Leitura dos equipamentos de medição	Incumprimentos da empresa		n.a.	1.122	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.	
	Compensações pagas pela empresa	Número	n.a.	1.111	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
Montante		n.a.	20.376 €	n.a.	n.a.	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.	
Reclamações (**)	Incumprimentos da empresa		4	435	500	6	0	0	0	0	0	1	n.d.	n.d.	n.d.	
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	286	409	8	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
Montante		0 €	5.894 €	8.118 €	120 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	n.d.	n.d.	n.d.	

Legenda:

n.a. Não aplicável.

n.d. Informação não disponível

(\*\*) Na RAA e na RAM, o indicador individual das reclamações aplica-se para os temas facturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de contagem.

Fonte dos dados: Empresas



## **5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ERSE**

### **5.1 VERIFICAÇÃO DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES RELATIVAS À PUBLICAÇÃO DOS RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS**

O Quanto às questões de qualidade de serviço comercial, a EEM não apresentou no seu relatório informação sobre o indicador relativo a reposição de serviço após interrupções acidentais.

Os RQS Açores e Madeira obrigam à publicação nos relatórios de qualidade de serviço das empresas da discriminação por natureza das reclamações que correspondem aos indicadores individuais. A EDA publicou no seu relatório essa informação. A ERSE recorda que considera ser uma boa prática que esta discriminação seja também estendida à totalidade das reclamações recebidas, tal como apresentado pela EEM no seu relatório.

Quadro 5-1 apresenta a informação síntese relativa ao cumprimento das disposições regulamentares sobre a publicação dos relatórios anuais da qualidade de serviço por parte das empresas, com incidência no conteúdo mínimo dos mesmos.

Assinalam-se a cor verde as situações em que a empresa cumpre o previsto nos RQS, sendo a cor vermelha utilizada nos casos contrários. A cor amarela é utilizada quando a empresa inclui no respetivo relatório da qualidade de serviço informação ou referência ao aspeto em análise mas essa informação é incompleta, ou quando a informação foi enviada à ERSE fora do prazo regulamentar.

Os distribuidores de energia elétrica exclusivamente em BT não enviaram à ERSE nem publicaram os respetivos relatórios.

De acordo com o estabelecido nos respetivos RQS, o relatório da qualidade de serviço de cada uma das empresas deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas. O prazo estabelecido é até final de maio para as empresas das regiões autónomas e até 15 de maio para as empresas de Portugal Continental. A EEM e a REN não cumpriram o prazo regulamentar referido, sendo que até 21 de julho a REN ainda não tinha o seu relatório disponível.

De forma geral recomenda-se que as empresas melhorem a forma de exposição da informação tendo em consideração a diversidade de públicos a que se destina o relatório, nomeadamente, torná-lo acessível a clientes sem conhecimentos específicos do setor e de engenharia eletrotécnica.

Destaca-se positivamente a descrição das ações de melhoria da qualidade de serviço apresentada no relatório da EDA em que, para cada medida, informa a que nível as ações tomadas terão impacto na qualidade de serviço, nomeadamente quais os indicadores de qualidade de serviço que se espera diminuir e o impacto a nível do cumprimento da norma da qualidade da onda de tensão EN 50 160.

Quanto às questões de qualidade de serviço comercial, a EEM não apresentou no seu relatório informação sobre o indicador relativo a reposição de serviço após interrupções acidentais.

Os RQS Açores e Madeira obrigam à publicação nos relatórios de qualidade de serviço das empresas da discriminação por natureza das reclamações que correspondem aos indicadores individuais. A EDA publicou no seu relatório essa informação. A ERSE recorda que considera ser uma boa prática que esta discriminação seja também estendida à totalidade das reclamações recebidas, tal como apresentado pela EEM no seu relatório.

Quadro 5-1 – Relatórios da qualidade de serviço das empresas do setor elétrico, 2010

Cumprimento das disposições dos RQS relativos aos relatórios da qualidade de serviço	REN	EDA	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EEM	C. P. de Valongo do Vouga	A Celer	A Lord	C. E. de Loureiro	C. E. S. Simão de Novais	C. E. de Viarinho	CEVE	Cooproriz	A. E. Moreira de Cónegos	J. F. de Cortes do Meio	
Entrega à ERSE																
<b>Conteúdo</b>																
Indicadores gerais de continuidade de serviço				n.a.												
Indicadores gerais de qualidade comercial	n.a.															
Resultados das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão				n.a.												
Compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de natureza técnica	Número	n.a.			n.a.											
	Montante	n.a.			n.a.											
Situações de incumprimento dos padrões individuais de natureza técnica que revertem para o fundo de reforço	Número	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
	Montante	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
Compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial	Número	n.a.														
	Montante	n.a.														
Compensações pagas ao operador de rede por incumprimento dos clientes	Número	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
	Montante	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
	Por indicador	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
	Por nível de tensão	n.a.	n.a.		n.a.	n.a.										
	Por tipo de cliente	n.a.	n.a.	(*)	n.a.	n.a.										
Reclamações apresentadas	Número															
	Natureza															
	Por tipo de entidade		(*)	(*)	(*)	(*)										
Número de clientes com necessidades especiais	n.a.															
Iniciativas para melhorar o relacionamento comercial com clientes com necessidades especiais	n.a.															
Descrição das ações mais relevantes realizadas para melhoria da qualidade de serviço																
Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes				n.a.												
Relato do progresso dos planos de melhoria em curso	(**)	(**)	(**)	n.a.	(**)											
Inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos clientes	n.a.		n.a.													

Legenda:

n.a. Não aplicável

(\*) A clarificar na futura revisão dos regulamentos.

(\*\*) Durante 2010 não estavam em aplicação planos de melhoria

Cumpriu

Não cumpriu

Não avaliado

Informação incompleta ou entrega fora de prazo

## **5.2 AUDITORIAS ÀS EMPRESAS**

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem a realização de auditorias aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço. As auditorias devem ser realizadas com um intervalo máximo de 2 anos devendo os respetivos resultados ser enviados à ERSE no mês seguinte ao da sua conclusão. A realização destas auditorias é uma atividade indispensável para assegurar um elevado nível de confiança e credibilidade da informação disponibilizada pelas empresas reguladas neste domínio.

### **5.2.1 AUDITORIAS EEM**

A EEM, em 2010, realizou a auditoria estabelecida regulamentarmente, sendo de referir que se encontrava em situação de incumprimento desde 2008.

Da análise efetuada ao relatório da auditoria enviado à ERSE, verificou-se que foram identificadas algumas deficiências e diversas situações de melhoria nos procedimentos de recolha e registo de informação sobre a qualidade de serviço e nas metodologias e critérios utilizados no cálculo dos respetivos indicadores, que urge ultrapassar. Nesse sentido, a ERSE solicitou que a EEM apresentasse um plano de implementação das melhorias e das ações de correção das deficiências identificadas no referido relatório de auditoria.

### **5.2.2 AUDITORIA DA EDA E REN**

De igual modo ao realizado em 2009 relativamente às auditorias realizadas pela EDP Distribuição e EDP Serviço Universal, em 2010 a ERSE considerou necessário introduzir melhorias no processo de auditoria e, com esse objetivo, propôs-se acompanhar todas as fases das auditorias realizadas pela EDA e REN. Em 2010 decorreram os trabalhos preparatórios de realização das respetivas auditorias.

## **5.3 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL EM MT**

Em 2010 foi analisado o desempenho da rede de distribuição em MT de Portugal Continental relativo a 2009, em termos de Energia Não Distribuída (END). Em 2009, o valor de END traduziu-se numa penalização dos proveitos permitidos na atividade de distribuição em MT a repercutir em 2011 de 523 mil euros.

#### **5.4 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE**

Em 2010 aplicou-se pela primeira vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, correspondente ao desempenho de 2009. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 97,83%, ligeiramente superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 332 711 euros pelo desempenho registado.

#### **5.5 ATIVIDADES DO CEER**

Durante o ano de 2010, a ERSE esteve ativamente envolvida nas atividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço do setor elétrico do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER - Council of European Energy Regulators), CEER EQS TF.

As atividades desenvolvidas em 2010 centralizaram-se na publicação dos documentos “CEER Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances” e “Position Paper on Smart Grids - an ERGEG Conclusions Paper”, que se encontram gratuitamente disponíveis na página da internet do CEER.

O “CEER Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances” apresenta recomendações que as entidades reguladoras podem aplicar em estudos de estimativa dos custos para os consumidores e para a sociedade decorrentes de interrupções de energia elétrica e de perturbações da qualidade da onda de tensão. Este trabalho foi sustentado pelo estudo de consultadoria desenvolvido pela SINTEF Energi AS, intitulado “Study on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances”.

O “Position Paper on Smart Grids - an ERGEG Conclusions Paper” apresenta conclusões e recomendações que devem ser tomadas em consideração no desenvolvimento das “smart grids”. O documento foca-se em três áreas chave: definição de “smart grid”, oportunidades e desafios para a regulação e prioridades de regulação.

Além da publicação referida, em 2010 iniciaram-se os trabalhos preparatórios para a elaboração do “5<sup>th</sup> Benckmarking Report on quality of Electricity Supply”.