

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO  
DO SECTOR ELÉCTRICO  
2009**

Setembro de 2010

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>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA .....</b>	<b>17</b>
2.1	Rede de transporte de Portugal Continental.....	18
2.1.1	Continuidade de serviço.....	18
2.1.1.1	Interrupções de fornecimento em 2009 .....	18
2.1.1.2	Indicadores gerais .....	21
2.1.2	Qualidade da Onda de Tensão .....	24
2.1.3	Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT .....	25
2.2	EDP Distribuição .....	26
2.2.1	Continuidade de serviço.....	26
2.2.1.1	Caracterização geral.....	26
2.2.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações .....	31
2.2.1.3	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço no ano de 2009 .....	32
2.2.2	Qualidade da onda de tensão .....	32
2.3	Distribuidores de Energia Eléctrica Exclusivamente em BT .....	34
2.3.1	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais .....	34
2.3.2	A Celer.....	34
2.3.3	A Lord.....	35
2.4	Região Autónoma dos Açores.....	36
2.4.1	Continuidade de serviço.....	36
2.4.1.1	Caracterização Geral.....	36
2.4.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações .....	43
2.4.2	Qualidade da onda de tensão .....	44
2.5	Região Autónoma da Madeira.....	46
2.5.1	Continuidade de serviço.....	46
2.5.1.1	Caracterização geral.....	46
2.5.1.2	Caracterização individual e pagamento de compensações .....	52
2.5.2	Qualidade da onda de tensão .....	53
<b>3</b>	<b>QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL .....</b>	<b>55</b>
3.1	Ligação à rede .....	55
3.2	Activação do fornecimento de instalações de baixa tensão.....	56
3.3	Atendimento presencial.....	58
3.4	Atendimento telefónico.....	59
3.5	Pedidos de informação.....	60
3.6	Reclamações .....	61
3.7	Reposição de serviço após interrupções acidentais .....	63
3.8	Visita combinada.....	64
3.9	Avarias na alimentação individual do cliente .....	65

3.10	Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente ...	67
3.11	Leitura dos equipamentos de medição .....	68
3.12	Mudança de comercializador.....	69
3.13	Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.....	69
3.14	Síntese dos indicadores de qualidade de serviço comercial.....	71
<b>4</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ERSE .....</b>	<b>75</b>
4.1	Verificação das disposições regulamentares relativas à publicação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas .....	75
4.2	Auditorias às empresas.....	77
4.2.1	Auditorias EEM.....	77
4.2.2	Acompanhamento das auditorias de qualidade de serviço à EDP Distribuição e à EDP Serviço Universal .....	77
4.3	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço da rede de distribuição de Portugal Continental em MT .....	78
4.4	Mecanismo de Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de transporte de Electricidade .....	78
4.5	Actividades do CEER .....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Interrupções na rede de transporte de Portugal Continental por causa, em 2009.....	20
Figura 2-2 – Evolução dos valores de ENF e TIE na RNT entre 1994 e 2009, considerando todas as interrupções .....	21
Figura 2-3 – Evolução dos valores de SAIFI, SAIDI e SARI na RNT entre 1994 e 2009, considerando as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto.....	22
Figura 2-4 – END e TIEPI por distrito de Portugal Continental.....	27
Figura 2-5 – SAIFI MT e SAIDI MT por distrito de Portugal Continental .....	28
Figura 2-6 – SAIFI BT e SAIDI BT por distrito de Portugal Continental.....	29
Figura 2-7 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, em 2009 .....	31
Figura 2-8 – END e TIEPI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição .....	38
Figura 2-9 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição .....	39
Figura 2-10 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição .....	40
Figura 2-11 - Registo das cavas de tensão nas subestações da RAA, em 2009.....	45
Figura 2-12 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de transporte da RAM.....	46
Figura 2-13 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2009.....	47
Figura 2-14 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de MT da RAM.....	48
Figura 2-15 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2009.....	49
Figura 2-16 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de BT da RAM .....	49
Figura 2-17 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2009 .....	50
Figura 2-18 – Diferença entre os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT e BT e os respectivos padrões, em 2009, para a RAM .....	52
Figura 3-1 – Orçamentos de ramais em baixa tensão elaborados até 20 dias úteis.....	56
Figura 3-2 – Ramais de baixa tensão executados até 20 dias úteis .....	56
Figura 3-3 – Activações de fornecimento em baixa tensão realizadas até dois dias úteis.....	57
Figura 3-4 – Atendimentos presenciais com tempo de espera até 20 minutos .....	59
Figura 3-5 – Atendimentos telefónicos com tempo de espera até 60 segundos .....	60
Figura 3-6 – Pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis .....	61
Figura 3-7 – Clientes com um tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais.....	64
Figura 4-1 – Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respectivos valores dos parâmetros para 2009-2011 .....	79

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1-1 – Empresas no sector eléctrico e respectivo número de clientes em 2009 .....	14
Quadro 2-1 – Indicadores gerais de continuidade de serviço.....	17
Quadro 2-2 – Caracterização das interrupções de serviço ocorridas na RNT, em 2009 .....	19
Quadro 2-3 – Caracterização das interrupções de serviço mais significativas da RNT, em 2009 .....	20
Quadro 2-4 – 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 2009 .....	23
Quadro 2-5 – Caracterização das cavas de tensão registadas, em 2009 .....	25
Quadro 2-6 – Incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDP Distribuição em 2009 cuja compensação associada será paga em 2010.....	32
Quadro 2-7 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. de Novais em 2008 e 2009 .....	34
Quadro 2-8 – Caracterização da continuidade de serviço da A Celer, em 2009.....	35
Quadro 2-9 – Caracterização da continuidade de serviço da A Lord, em 2009 .....	35
Quadro 2-10 – Indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de transporte da RAA, em 2008 e 2009 .....	36
Quadro 2-11 – Indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica das redes de distribuição da RAA, considerando todas as interrupções.....	37
Quadro 2-12 – Incidentes mais significativos nas redes da RAA, em 2009 .....	41
Quadro 2-13 – 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 2009.....	42
Quadro 2-14 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da Região Autónoma dos Açores, em 2009 .....	42
Quadro 2-15 – Número de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2009 .....	43
Quadro 2-16 – Montantes das compensações resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2009 .....	44
Quadro 2-17 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2009 .....	46
Quadro 2-18 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2009.....	48
Quadro 2-19 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2009 .....	49
Quadro 2-20 – Ocorrências mais significativas nas redes da RAM, em 2009.....	50
Quadro 2-21 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, nos anos de 2007, 2008 e 2009.....	51
Quadro 2-22 – Compensações por incumprimento da duração das interrupções na RAM, em 2009.....	53
Quadro 2-23 – Registo das cavas de tensão na RAM, em 2009.....	54
Quadro 3-1 – Reclamações e resposta nos prazos regulamentares.....	62
Quadro 3-2 – Visitas combinadas e realização nos períodos acordados .....	65
Quadro 3-3 – Avarias na alimentação individual dos clientes e início da intervenção nos prazos regulamentares.....	66
Quadro 3-4 – Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente e prazos regulamentares .....	67

Quadro 3-5 – Leituras dos equipamentos de medição e prazos regulamentares .....	68
Quadro 3-6 – Clientes com necessidades especiais no final de 2009 .....	70
Quadro 3-7 – Cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.....	72
Quadro 3-8 – Informação relativa a indicadores individuais .....	73
Quadro 4-1 – Relatórios da qualidade de serviço das empresas do sector eléctrico, 2009.....	76



## 0 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 sector eléctrico 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 Direcção Geral de Energia e Geologia e às Direcções Regionais de Indústria, Comércio e Energia das duas Regiões Autónomas a responsabilidade de propor os regulamentos da qualidade de serviço e respectivos 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 eléctrica 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 actual período regulatório (2009-2011) existe um mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objectivo 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 actuação, é assim que surge o relatório da qualidade de serviço relativo a 2009 publicado pela ERSE nos termos estabelecidos nos regulamentos. Este relatório apresenta os principais resultados e tendências observadas em 2009 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 eléctrica de Portugal.

De seguida, apresentam-se as principais conclusões sobre os níveis de qualidade de serviço registados em 2009 nos sistemas eléctricos 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 detectados.

## **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 e da RAM e para os indicadores TIEPI, SAIDI MT e SAIDI BT das redes de distribuição da RAA, 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. Assim, justifica-se a necessidade de uma revisão dos regulamentos da qualidade de serviço actualmente 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**

Em 2009 registaram-se 20 interrupções de fornecimento de energia eléctrica que afectaram 13 pontos de entrega (PdE) da Rede Nacional de Transporte (RNT), 17% dos PdE existentes no final do ano.

Os casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.) foram as principais causas de interrupções, seguidos das descargas atmosféricas. Duas das sete interrupções classificadas como c.f.f.m. foram responsáveis por 67% da Energia Não Fornecida directamente imputável à RNT ( $ENF_1$ ) e 12% do tempo total de interrupção neste ano. Desde 2003 que este tipo de interrupção não tinha um impacto tão preponderante no desempenho da rede de transporte. O nevoeiro ou neblina e poluição foram a segunda causa com

maior impacto em termos de ENF<sub>1</sub> (23% do valor anual), apesar de terem causado apenas uma interrupção.

Neste ano 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 ocorridas em 2009 na RNT, verificou-se uma degradação da qualidade de serviço avaliada em termos dos indicadores gerais de continuidade de serviço face a 2008, cujos valores se apresentam no quadro seguinte.

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

Fonte dos dados: REN

Por sua vez, exceptuando as interrupções classificadas como c.f.f.m., o ano de 2009 apresenta o melhor valor de TIE desde 1994.

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 2009 efectuou-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 2009).

As subestações de Ermesinde (60 e 150 kV), de Vermoim (150 kV) e de Alqueva (60 e 150 kV) registaram valores de severidade de tremulação elevados de forma permanente. A REN tem acompanhado estas situações de forma a evitar perturbações nos consumidores finais.

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT aplicou-se pela primeira vez em 2009. A “taxa combinada de disponibilidade” foi de 97,83%, superior ao valor de referência, 97,50%, dando lugar ao pagamento de um prémio de 332 711 euros à REN.

Relativamente à qualidade de serviço nas redes de distribuição, a EDP Distribuição disponibilizou em 2009, à semelhança do que já havia feito em 2008, informação por distrito, contribuindo desta forma para um melhor conhecimento da qualidade de serviço em Portugal Continental.

Os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da EDP Distribuição registados em 2009 foram muito influenciados pelos dois incidentes provocados por condições atmosféricas adversas caracterizadas por ventos de intensidade excepcional, chuva muito forte e queda de neve: a tempestade Klaus nos dias 23 e 24 de Janeiro e o temporal nas regiões do Oeste e do Barlavento Algarvio no dia 23

de Dezembro. Os distritos de Bragança, Vila Real, Leiria e Santarém foram dos mais afectados. Deste modo, e face a 2008, verificou-se uma degradação da qualidade de serviço avaliada em termos dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes da EDP Distribuição, cujos valores se apresentam no quadro seguinte.

<b>Indicador geral</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>END (MWh)</b>	9200,73	8497,92
<b>TIEPI (minutos)</b>	112,15	119,82
<b>SAIFI MT (interrupções/PdE)</b>	2,89	3,10
<b>SAIDI MT (minutos/PdE)</b>	166,19	185,73
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	2,82	3,43
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	164,74	236,51

Fonte dos dados: EDP Distribuição

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço foram respeitados, quer para a MT, quer para a BT, nas três zonas de qualidade de serviço e no último triénio.

O número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2009, 77 218, foi superior em cerca de 38% ao verificado em 2008 e o montante de compensações, 680 831 euros, foi superior em cerca de 47%. Por sua vez, o montante a transferir para o fundo de investimentos aumentou, entre 2008 e 2009, cerca de 12 250 euros.

Em 2009, o valor da END determinada para efeitos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço foi de 7345,95 MWh, correspondendo-lhe uma penalização nos proveitos permitidos na actividade de distribuição em MT de 523 mil euros a repercutir em 2011.

As acções de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2009, todas com periodicidade trimestral, abrangeram 25% 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 amplitude da tensão, de tremulação, do desequilíbrio das tensões de alimentação, das tensões harmónicas e da taxa de distorção harmónica.

Dos 10 distribuidores de energia eléctrica exclusivamente em BT, e 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 aquando da elaboração deste relatório.

Os três distribuidores de energia eléctrica exclusivamente em BT, C. E. S. Simão de Novais, A Celer e A Lord, 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 2009 são apresentados no quadro que se segue. Segundo a EDA 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	2008	2009	2008	2009	2008	2009
ENF (MWh)	28,06	3,98	1,39		13,82	78,32	43,27	
TIE (h)	0,56	0,08	0,06		2,82	15,60	0,47	
SAIFI (interrupções/PdE)	1,00	0,13	0,67	1,33	3,50	4,00	0,92	1,00
SAIDI (h/PdE)	0,79	0,09	0,31	3,11	7,86	13,48	1,76	3,03
SARI (h/interrupção)	0,79	0,74	0,46	2,33	2,25	3,37	1,91	3,03

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)	
		2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009
Sta. Maria	C	4,78	4,86	7,32	11,55	5,56	6,06	7,63	11,25	5,73	4,92
S. Miguel	A	1,57	3,18	2,44	5,56	1,56	3,50	2,16	5,95	1,04	3,31
	B	3,10	3,36	4,79	8,21	2,63	3,73	4,82	8,64	2,39	3,74
	C	6,76	10,19	9,54	14,09	6,49	12,06	9,38	14,09	4,49	10,14
Terceira	A	2,56	6,20	6,54	13,88	3,88	7,75	4,28	10,25	2,26	4,62
	C	7,84	11,82	16,68	28,50	8,84	13,12	15,82	29,06	7,80	13,85
Graciosa	C	5,77	2,99	11,68	5,64	5,10	3,07	9,89	5,24	4,59	1,94
S. Jorge	C	14,37	41,89	13,87	32,99	15,44	44,41	13,69	31,61	14,56	42,67
Pico	C	10,07	22,33	9,41	14,11	11,33	22,66	8,52	15,31	9,72	23,31
Faial	A	3,59	3,12	5,41	7,48	3,72	3,49	7,52	10,81	4,53	5,25
	C	16,27	26,01	35,86	53,68	17,22	27,23	30,83	53,44	13,95	27,12
Flores	C	19,63	4,61	11,71	9,47	12,68	4,94	11,28	9,21	11,38	4,98
Corvo	C	14,52	1,00	9,00	5,00	14,52	1,00	9,77	6,52	11,76	3,52

Fonte dos dados: EDA

Em 2009, os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, quer para o transporte, quer para a distribuição, apresentaram uma evolução desfavorável face a 2008, com excepção da rede de transporte da ilha de São Miguel e das redes de distribuição das ilhas Graciosa, Flores e Faial. Segundo a EDA, esta evolução desfavorável deve-se às condições climáticas adversas que afectaram a RAA, em 2009, com registo de ventos muito fortes e de elevados índices de pluviosidade.

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, não foram respeitados os padrões estabelecidos para os indicadores SAIFI MT e SAIFI BT, na Zona C da ilha Terceira, e SAIFI MT, na Zona C da ilha de São Jorge. Em 2008 tinha-se verificado o cumprimento de todos os padrões gerais.

Em 2009 verificaram-se 2170 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço dos quais apenas 1605 deram origem a compensações efectivamente pagas a clientes. O montante total de

compensações devido a incumprimento dos padrões foi de 29 681 euros, quase o triplo do valor de 2008, dos quais 503 euros reverteram para o reforço dos investimentos.

As acções de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas durante 2009 englobaram 22 das 26 subestações, abrangendo 41 barramentos, e 40 dos 1576 PT existentes na RAA, registando-se incumprimentos dos limites regulamentares da tremulação de longa duração nas ilhas da Graciosa, de São Jorge, das Flores e do Corvo, e do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões na ilha das Flores.

## REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço das redes de transporte e de distribuição da RAM referentes a 2009 são apresentados no quadro que se segue.

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

Fonte dos dados: EEM

Comparando o ano de 2009 com o de 2008, verificou-se uma evolução negativa da continuidade de serviço das redes de transporte e de distribuição da ilha da Madeira, situação que, de acordo com a empresa, se deveu à ocorrência de incidentes devidos a condições atmosféricas adversas e a causas internas. Na ilha do Porto Santo, com excepção do indicador SARI, todos os indicadores melhoraram muito significativamente.

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 2014 euros. Este valor é bastante superior ao do ano 2008, que atingiu 632 euros. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 1263 euros.

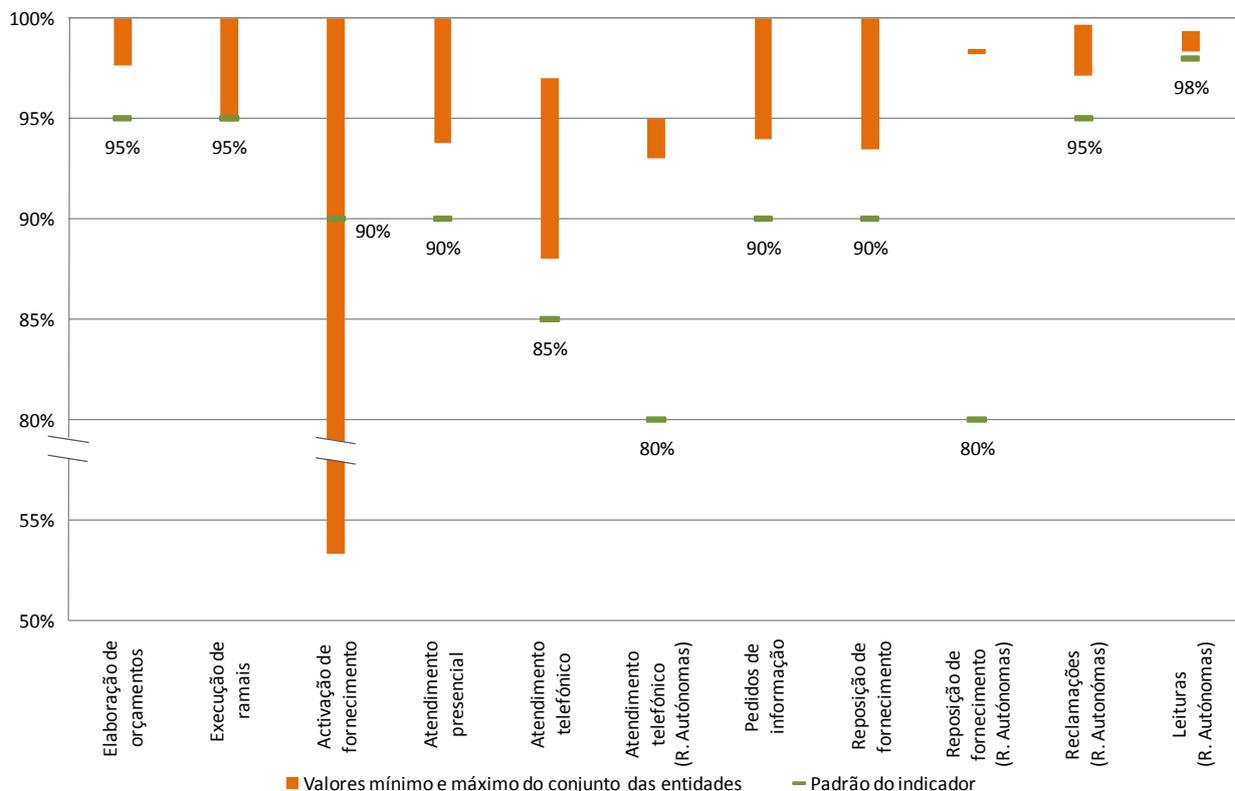
As acções de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2009 na RAM contemplaram medições anuais em 8 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 31 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1749 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 2009 foi semelhante ao de 2008. Verificou-se que as entidades que apresentaram informação à ERSE cumprem todos os padrões dos indicadores gerais, com excepção da CEVE, cujo desempenho está abaixo do padrão no indicador relativo à activação de fornecimento a instalações em baixa tensão.

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

**Padrões e valores limite dos indicadores gerais do conjunto das entidades em 2009**



Fonte dos dados: Empresas

No que respeita aos indicadores individuais, em 2009 a situação que motivou 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. Da parte dos clientes, o incumprimento mais comum está relacionado com a não comparência nas suas instalações no horário acordado para a realização de serviços que exigem a presença do cliente na sua instalação. Quanto às reclamações, os assuntos principais são relativos à facturação e cobrança, às características da tensão e às redes.

Apresentam-se de seguida os aspectos mais relevantes, ao nível dos indicadores, que caracterizam o desempenho das empresas que apresentaram informação à ERSE.

No que respeita às ligações à rede (elaboração de orçamentos e execução de ramais), destacam-se as melhorias no desempenho da C. E. Vilarinho e da C. E. Loureiro face a 2008 e um desempenho ligeiramente inferior da CEVE e da EDA.

Em relação ao indicador relativo às activações de fornecimento, a CEVE foi a única empresa que não cumpriu o padrão, tendo registado um valor de 53%. A EEM registou a melhoria mais significativa face a 2008.

Em geral, os tempos de espera no atendimento presencial registaram uma evolução favorável em 2009. Todavia, mantêm-se as dificuldades de monitorização dos tempos de espera em algumas empresas. A este respeito, a EDA informou que a instalação dos equipamentos de monitorização foi realizada no início de 2010. Quanto ao atendimento telefónico centralizado, as empresas obrigadas a dispor deste meio de atendimento registaram uma melhoria no desempenho, destacando-se o facto da EEM ter passado a cumprir o padrão.

Em 2009, foram recepcionados 80 207 pedidos de informação. Os principais assuntos relativos a este indicador geral foram as leituras, as questões técnicas e a facturação e cobrança.

Comparativamente ao ano anterior, verificou-se uma melhoria na informação disponível e um maior número de empresas que cumpriram o padrão do indicador relativo à reposição de serviço após interrupções acidentais.

Sobre o indicador relativo à mudança de comercializador, em 2009 houve um aumento de 25 427 (57%) pedidos relativamente a 2008, tendo o tempo médio de mudança de comercializador sido de 2 dias úteis, idêntico ao verificado no ano anterior.

A leitura dos equipamentos de medição é definida como um indicador individual pelo RQS Portugal Continental. De 2008 para 2009 houve um aumento do número de leituras e uma diminuição nos incumprimentos, revelando uma evolução favorável do desempenho dos operadores das redes de distribuição abrangidos. Estes efectuaram 28 238 157 leituras, tendo sido pagas 1 888 compensações, a que correspondeu o pagamento de 31 602 euros aos clientes, por incumprimento do prazo entre leituras.

No que respeita ao tratamento de reclamações em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas (somente para reclamações relativas a facturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento dos equipamentos de medição), encontra-se estabelecido um indicador individual. Em 2009, as empresas responderam a 78 021 reclamações, tendo sido pagas aos clientes 6114 compensações (125 411 euros) por incumprimento do prazo de resposta.

Os dados referentes ao indicador individual sobre as visitas combinadas indicam que a maioria dos incumprimentos do período horário acordado é imputável aos clientes. Em termos gerais, verificaram-se 1053 incumprimentos por parte das empresas (compensações pagas aos clientes no montante de 19 308 euros) e 106 666 incumprimentos por parte dos clientes (compensações pagas pelos clientes aos operadores das redes de distribuição no montante de 25 686 euros).

Nas avarias na alimentação individual dos clientes, registaram-se 4765 incumprimentos por parte das empresas (2,8% das situações) a que correspondeu um montante de compensações pago aos clientes de 96 477 euros. De realçar que em 23% das situações a avaria se situa na instalação do cliente, o que nos termos estabelecidos nos regulamentos da qualidade de serviço originou o pagamento, por parte dos clientes, de 17 213 compensações aos operadores das redes de distribuição (174 984 euros).

A informação recolhida sobre o indicador individual referente ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente demonstra que, apesar da percentagem de incumprimentos ser baixa (1,4%), registou-se uma evolução desfavorável relativamente a 2008, que se reflectiu no número de incumprimentos (4197) e no valor das compensações pagas (77 919 euros).

Importa ainda referir que, em 2009, se registou 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 em 2009. Com efeito, a Cooproriz, a Eléctrica de Moreira de Cónegos e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio não enviaram informação à ERSE. Por sua vez, a EDA, a C. E. de Vilarinho e a CEVE não apresentaram dados sobre o indicador relativo ao atendimento presencial.

### **AUDITORIAS ÀS EMPRESAS**

Em 2009 decorreram as auditorias que estavam previstas aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, bem como às metodologias e critérios utilizados por estas empresas no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço. Estas auditorias foram realizadas pela Deloitte & Associados, SROC, S.A..

A preparação das auditorias teve o seu início em Julho de 2008 com a realização de apresentações à ERSE dos sistemas de recolha, registo e tratamento de informação de qualidade de serviço por parte da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal. A ERSE participou na elaboração do caderno de encargos, na selecção da entidade auditora, nas reuniões de progresso das auditorias e efectuou comentários aos relatórios de auditoria.

Nas auditorias foram identificadas algumas situações de deficiências e lacunas para as quais a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal apresentaram à ERSE os respectivos planos de implementação das acções correctivas que se prevê estarem concluídas até ao final de 2010.

A EEM não realizou as auditorias previstas para 2009, em desconformidade com o estabelecido regulamentarmente. A ERSE irá desenvolver os seus melhores esforços junto da empresa para que este incumprimento possa ser ultrapassado.

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

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

Da análise efectuada pela ERSE ao conteúdo mínimo dos relatórios da qualidade de serviço das empresas, identificaram-se algumas situações que devem ser alvo de melhoria. Quanto às acções mais

relevantes realizadas para a melhoria da qualidade de serviço espera-se que sejam apresentadas, para além da listagem ou referência aos investimentos que estão a ser realizados, como foi efectuado pela EDA e pela REN, a descrição dos objectivos concretos de realização dessas acções em termos de qualidade de serviço. Por outro lado, na descrição que a REN faz dos incidentes mais significativos não é identificada a causa do incidente de 5 de Agosto de 2009. Quanto às questões de qualidade de serviço comercial, a EDA não monitorizou os tempos de espera no atendimento presencial, por ainda não ter instalado os equipamentos necessários, o que veio a ocorrer no início de 2010. A EEM não apresentou informação sobre o indicador relativo à reposição de serviço após interrupções acidentais. A ERSE irá reforçar as diligências que tem vindo a desenvolver junto das empresas para que sejam concretizadas as melhorias necessárias que foram identificadas.



## 1 INTRODUÇÃO

Em Portugal, a qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes e pelos comercializadores de energia eléctrica está regulamentada através dos regulamentos da qualidade de serviço (RQS) de aplicação a cada um dos três sistemas eléctricos existentes:

- Sistema eléctrico de Portugal Continental<sup>1</sup> - RQS Portugal Continental.
- Sistema eléctrico da Região Autónoma dos Açores<sup>2</sup> - RQS Açores.
- Sistema eléctrico da Região Autónoma da Madeira<sup>3</sup> - RQS Madeira.

O presente relatório, referente ao ano de 2009, dá cumprimento aos regulamentos referidos que estabelecem a publicação de um relatório anual da qualidade de serviço por parte da ERSE.

Nesse sentido, este relatório tem os seguintes objectivos principais:

- Caracterizar a qualidade de serviço no sector eléctrico, incidindo sobre o transporte, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica.
- Analisar o cumprimento das disposições regulamentares por parte de cada um dos agentes do sector, no que respeita à qualidade de serviço.

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

- Reuniões regulares com as empresas.
- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas.
- Análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas.
- Realização de acções 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>1</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 Direcção-Geral de Geologia e Energia, actual Direcção-Geral de Energia e Geologia.

<sup>2</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>3</sup> Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Eléctrico 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, sendo efectuada a caracterização e avaliação do sector em termos de continuidade de serviço (número e duração das interrupções de fornecimento) e a qualidade da onda de tensão (condições em que a energia eléctrica é fornecida aos clientes).
- Capítulo 3 – Qualidade de serviço comercial, que inclui, entre outros aspectos, o atendimento presencial e telefónico, a resposta a pedidos de informação e reclamações e a leitura de contadores.
- Capítulo 4 – Actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço, tais como a verificação das disposições regulamentares, o estabelecimento e aplicação de incentivos com vista à melhoria da qualidade de serviço, a recepção 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 reguladas do sector eléctrico cuja lista e indicação da sua dimensão em termos de número de clientes se encontra no Quadro 1-1.

**Quadro 1-1 – Empresas no sector eléctrico e respectivo número de clientes em 2009**

Entidade	Nome abreviado	Funções	Clientes (*)			
			MAT	AT	MT	BT
EDA - Electricidade dos Açores	EDA	ORD, CUR	-	0	660	117 001
EDP Distribuição Energia	EDP Distribuição	ORD	-	288	23 105	6 024 747
EDP Serviço Universal	EDP Serviço Universal	CUR	26	193	17 681	5 774 598
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	ORD, CUR	-	0	272	140 155
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	-	-	-	n.d.
Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR	-	-	-	4321
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	-	-	-	n.d.
CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR	-	-	-	n.d.
Cooprорiz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooprорiz	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

(\*) – No caso da EDP Distribuição e da REN refere-se ao número de clientes ligados às respectivas redes.

ORD – Operador das redes de distribuição

ORT – Operador da rede de transporte

CUR – Comercializador de último recurso

Fonte dos dados: Empresas

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



## 2 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 eléctrica.

A vertente de continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que não há fornecimento de energia eléctrica, 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 de interrupções, bem como à avaliação do seu impacto. De acordo com o estabelecido regulamentarmente, são consideradas as interrupções longas (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 2-1, com indicação dos sistemas aos quais se aplicam.

**Quadro 2-1 – 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 avaliação da continuidade de serviço prestada a cada um dos PdE é denominada de individual. 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>4</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 factura de energia eléctrica, sem que o cliente necessite de a solicitar.

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

## **2.1 REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL**

### **2.1.1 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).

#### **2.1.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO EM 2009**

No ano de 2009 ocorreram 20 interrupções de fornecimento, afectando 13 PdE da RNT, 17% dos PdE existentes no final deste ano. O Quadro 2-2 apresenta informação quanto ao número e duração das interrupções verificadas em 2009 por PdE da RNT, bem como o seu impacto em termos de Energia Não Fornecida directamente imputável à RNT pelas interrupções com origem nesta rede (ENF<sub>1</sub>).

---

<sup>4</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 afectados.

**Quadro 2-2 – Caracterização das interrupções de serviço ocorridas na RNT, em 2009**

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
Siderurgia do Seixal - Longos	220			1	1			99,90	99,90			15,30	15,30
Fogueteiro (REFER)	150		1		1		1,60		1,60		0,10		0,10
LUZOSIDER	150	1			1	0,60			0,60	0,04			0,04
Siderurgia do Seixal - Serviços	150	1			1	0,60			0,60	0,01			0,01
Subestação de Alto de Mira	60			1	1			4,60	4,60		0,64		0,64
Subestação da Bodiosa	60	1			1	0,60			0,60	1,00			1,00
Subestação de Chaves	60	1			1	0,80			0,80	0,20			0,20
Subestação de Rio Maior	60			1	1			3,60	3,60			3,40	3,40
Subestação de Trafaria	60		1		1		1,00		1,00		0,80		0,80
Subestação de Trajouce	60			1	1			13,70	13,70			36,40	36,40
Subestação do Alqueva	60		2		2		4,00		4,00		0,50		0,50
Subestação da Batalha	60			2	2			45,30	45,30			99,58	99,58
Subestação de Vila Pouca de Aguiar	60		1	5	6		2,30	989,18	991,48		0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>		<b>4</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>2,60</b>	<b>8,90</b>	<b>1156,28</b>	<b>1167,78</b>	<b>1,25</b>	<b>2,04</b>	<b>154,68</b>	<b>157,97</b>
<b>Total (%)</b>		<b>20</b>	<b>25</b>	<b>55</b>	<b>100</b>	<b>0,22</b>	<b>0,76</b>	<b>99,02</b>	<b>100,00</b>	<b>0,79</b>	<b>1,29</b>	<b>97,92</b>	<b>100,00</b>

Fonte dos dados: REN

Como já referido, de acordo como estabelecido regulamentarmente, no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço devem ser consideradas as interrupções longas, com duração superior a 3 minutos. As demais interrupções, consideradas interrupções breves, apesar de não serem significativas em termos de duração total (0,98% do tempo de interrupção em 2009) e de ENF<sub>1</sub> (2,08% da ENF<sub>1</sub> de 2009) representaram 45% das interrupções verificadas em 2009.

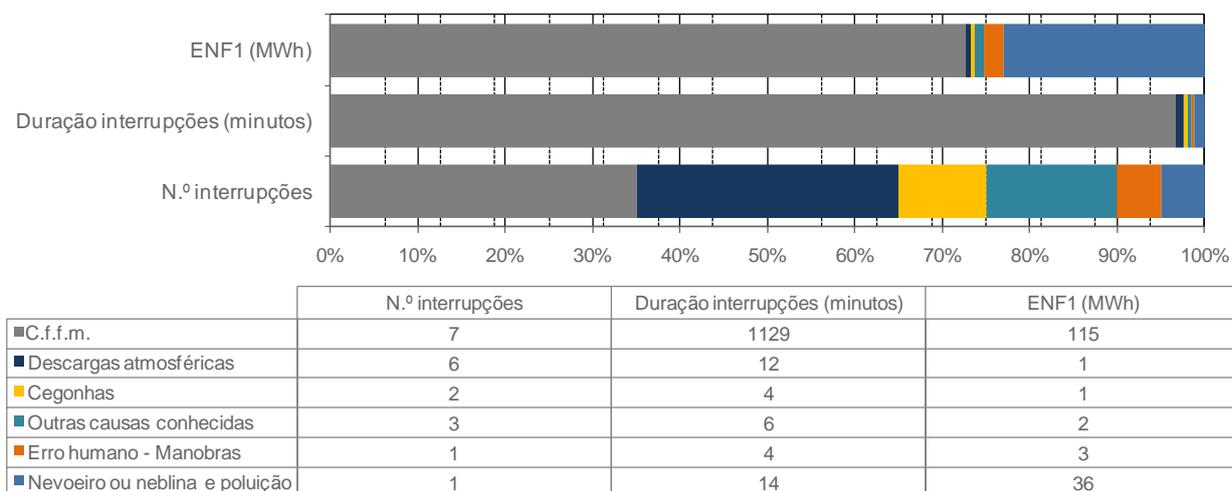
No Quadro 2-2, a ENF<sub>1</sub> corresponde à estimativa da energia não fornecida aos PdE desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a interrupção de um PdE da rede de transporte para a rede de distribuição, é necessário um tempo adicional para o fornecimento da rede de distribuição ser efectivo. Este tempo de reposição é indirectamente imputável à rede de transporte, dado que apenas se verifica devido à ocorrência de interrupções nos PdE da rede de transporte. Em 2009, esse tempo de interrupções foi 3,7 minutos, correspondendo a uma ENF de 6 MWh. Adicionalmente, verificou-se que em 5 interrupções a rede de distribuição ultrapassou o tempo convencionado para reposição de fornecimento após uma interrupção com origem na RNT, resultando num acréscimo de 14,3 minutos de interrupção.

Três PdE a clientes foram afectados por interrupções com duração inferior a 3 minutos. A interrupção com duração superior a 3 minutos verificada na Siderurgia do Seixal - Longos foi atribuída a c.f.f.m.. Assim, neste ano foram respeitados os padrões individuais de continuidade de serviço estabelecidos para os PdE a clientes da rede de transporte (número de interrupções – 3 e duração total das interrupções por ano – 45 minutos). Desde 2004 que não se registam incumprimentos destes padrões.

Na Subestação de Vila Pouca de Aguiar ocorreu o maior número de interrupções (6 interrupções). Quatro das interrupções ocorridas neste PdE, com duração total de cerca de 16 horas e 25 minutos, deveram-se a c.f.f.m.. Estas interrupções não tiveram consequências a nível de ENF dado que na altura da sua ocorrência esta subestação alimentava apenas um parque eólico que não estava em

funcionamento. Por outro lado, a interrupção devida a c.f.f.m. registada na Subestação da Batalha, com duração de 41,3 minutos, representou 90,2 MWh de ENF. A Figura 2-1 apresenta as causas de todas as interrupções de fornecimento verificadas em 2009 e o respectivo impacto em termos de número e de duração das interrupções e ENF<sub>1</sub>.

**Figura 2-1 – Interrupções na rede de transporte de Portugal Continental por causa, em 2009**



Fonte dos dados: REN

Na globalidade, os c.f.f.m. foram a causa com maior impacto quer em número e duração das interrupções, quer em termos de ENF<sub>1</sub>, situação que não se verificava desde 2003, em que se verificaram incêndios sobre as linhas da RNT. O nevoeiro ou neblina e poluição foi a segunda causa com maior impacto em termos de ENF (23% do valor anual). Estas causas foram responsáveis pelas interrupções ocorridas em 2009 na RNT com ENF<sub>1</sub> superior a 10 MWh, cuja caracterização se apresenta no Quadro 2-3.

**Quadro 2-3 – Caracterização das interrupções de serviço mais significativas da RNT, em 2009**

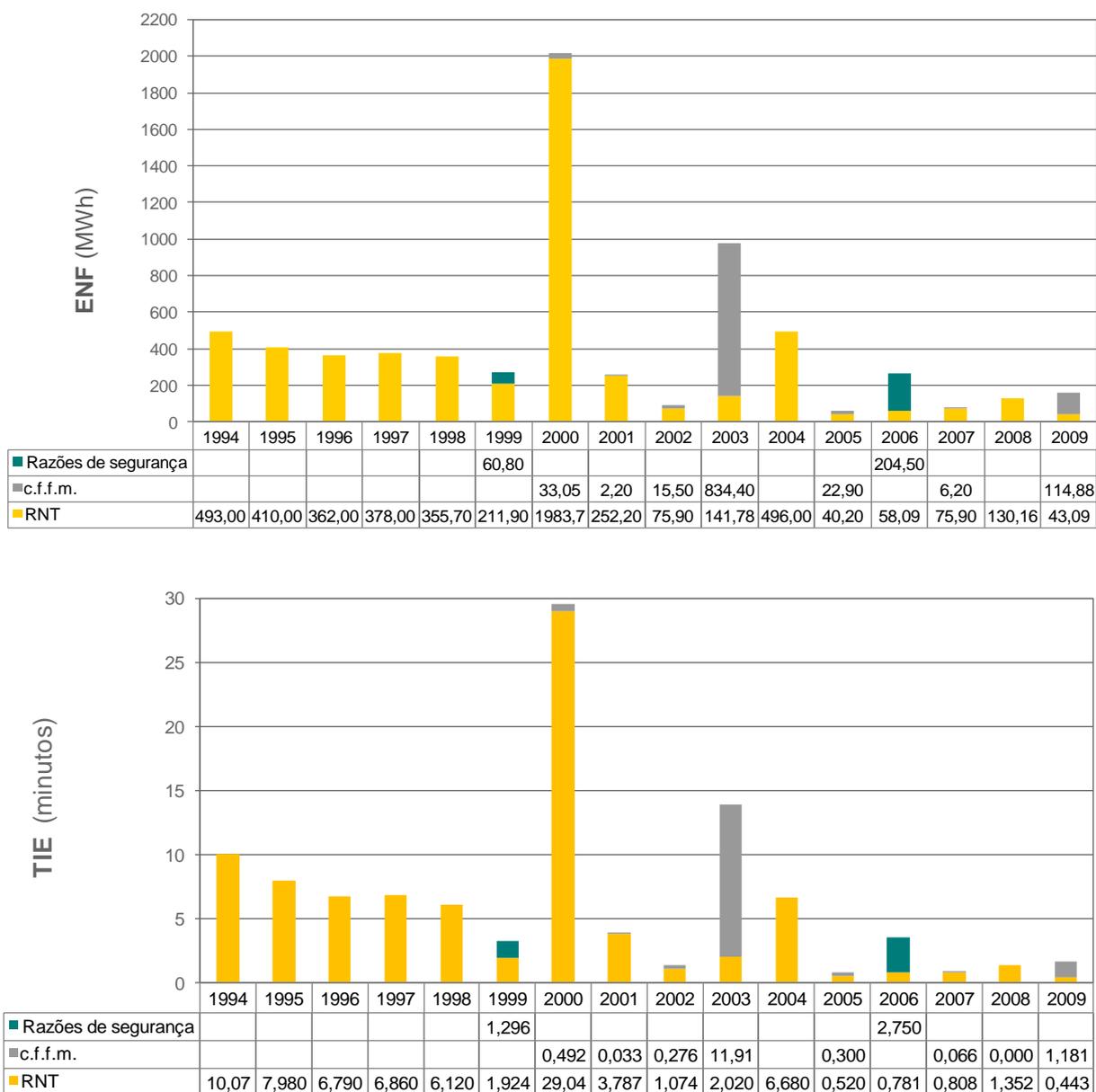
Ocorrência (Dia - hora)	Causa	ENF <sub>1</sub> (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
23/05/09 14:46	Descargas atmosféricas na linha Batalha-Fátima (60 kV). Classificado como c.f.f.m..	90,18	41,3
28/05/09 16:10	Incêndio no concelho da Moita que afectou a linha Carregado-Seixal. Classificado como c.f.f.m..	15,3	99,9
05/08/09 03:00	Conjugação de poluição depositada na cadeia de isoladores e nevoeiro salino verificado nessa madrugada provocaram o contornamento da haste de descarga da cadeia de amarração da linha Trajouce 3 (60 kV), que apresentava uma distância entre hastes inferior à tecnicamente indicada.	36,4	13,7

Fonte dos dados: REN

2.1.1.2 INDICADORES GERAIS

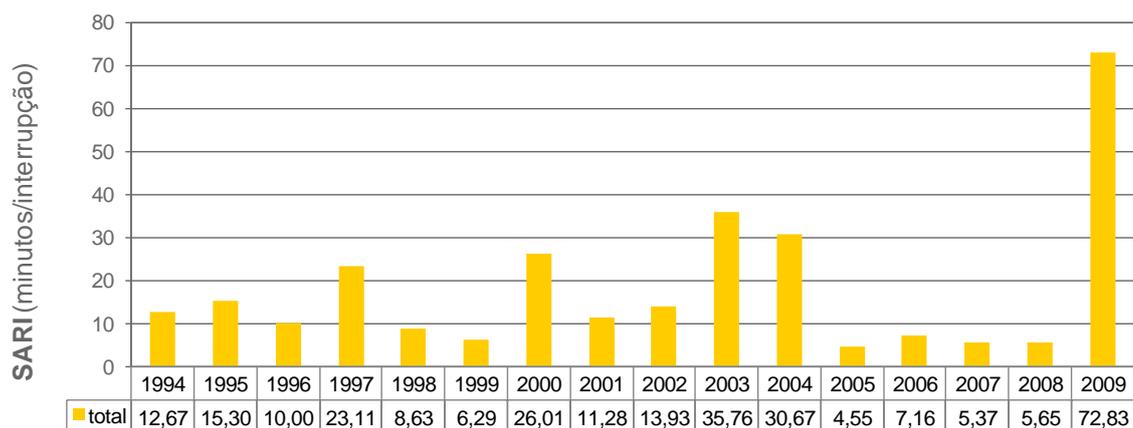
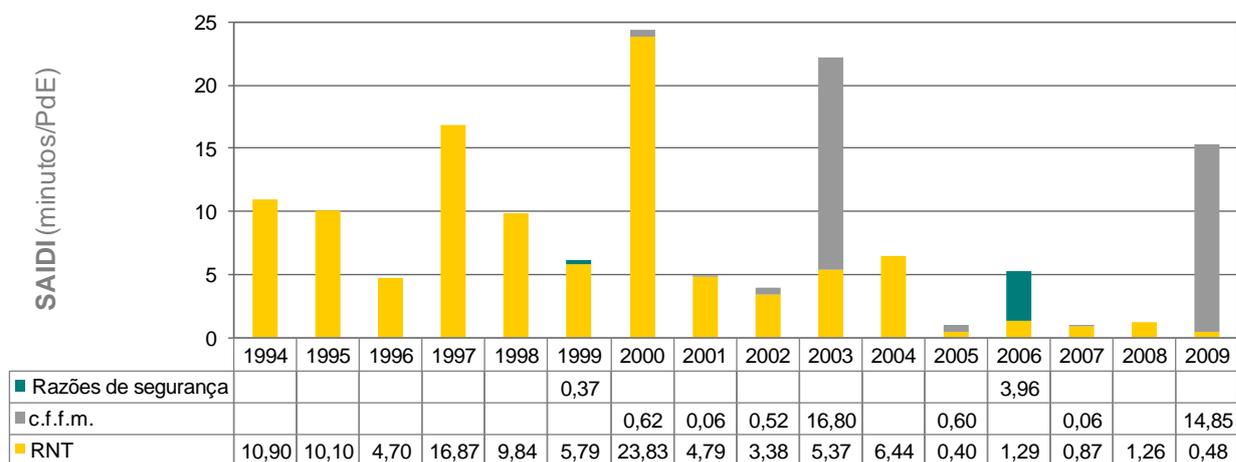
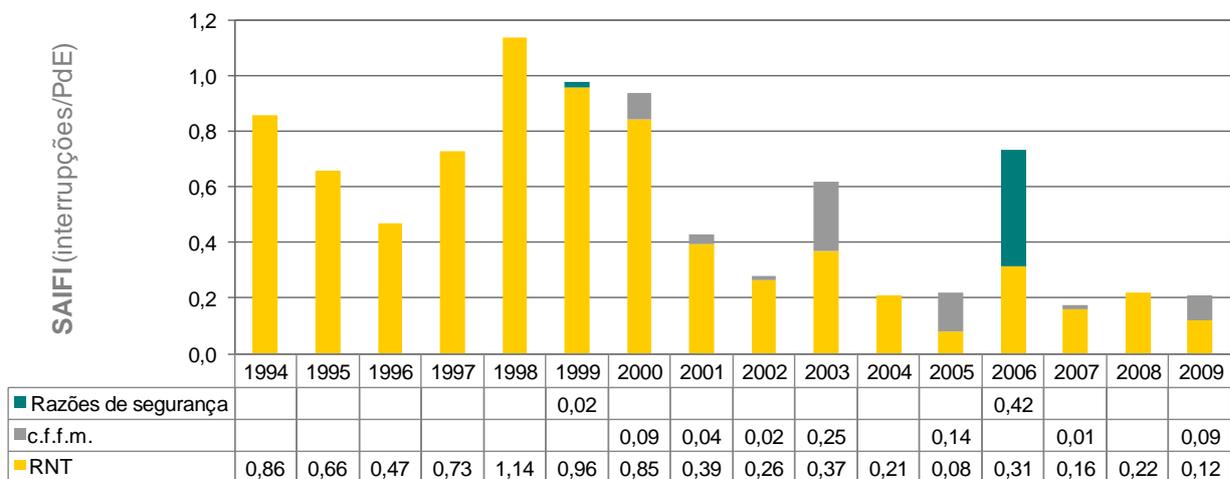
Em resultado das interrupções de fornecimento de energia eléctrica, o desempenho global da RNT é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço que se apresentam na Figura 2-2 e na Figura 2-3.

Figura 2-2 – Evolução dos valores de ENF e TIE na RNT entre 1994 e 2009, considerando todas as interrupções



Fonte dos dados: REN

**Figura 2-3 – Evolução dos valores de SAIFI, SAIDI e SARI<sup>5</sup> na RNT entre 1994 e 2009, considerando as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto**



Fonte dos dados: REN

<sup>5</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>6</sup>.

As interrupções classificadas como c.f.f.m. foram determinantes para o desempenho da RNT em 2009 especialmente se avaliado em termos dos indicadores de continuidade de serviço associados à duração das interrupções (SAIDI e SARI). Contudo, como as interrupções de elevada duração devidas a c.f.f.m. ocorridas no PdE Subestação de Vila Pouca de Aguiar ocorreram em períodos de não consumo, o impacto das interrupções devidas a c.f.f.m. foi menos preponderante nos indicadores TIE, ENF e SAIFI.

Da análise dos indicadores de continuidade de serviço, exceptuando as interrupções devidas a c.f.f.m., o ano de 2009 apresenta o melhor valor de TIE e SARI no período em análise. O ano de 2005 continua a apresentar os melhores valores de ENF, SAIFI e SAIDI.

O Quadro 2-4 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT, em 2009, desagregados de acordo com a duração das interrupções (interrupções inferiores ou iguais a 3 minutos – breves; interrupções superiores a 3 minutos – longas).

**Quadro 2-4 – 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 2009**

Indicador geral	Duração das interrupções			Duração das interrupções (%)	
	Unidade	t≤3 min	t>3min	t≤3 min	t>3min
ENF <sub>1</sub>	MWh	2,65	155,32	1,68	98,32
TIE	minutos	0,03	1,60	1,68	98,32
SAIFI	interrupções/PdE	0,12	0,14	45,00	55,00
SAIDI	minutos/PdE	0,15	15,21	0,98	99,02
SARI	minutos/interrupção	1,28	105,12	n.a.	n.a.

n.a.: não aplicável

Fonte dos dados: REN

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, afecta todo o processo produtivo. Por esse motivo, torna-se necessário que haja um controlo e vigilância das interrupções breves.

<sup>6</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 afectem vários PdE ou de duração elevada, têm um impacto médio reduzido.

## 2.1.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

No seguimento do que tem sido efectuado em anos anteriores, em 2009 efectuou-se a monitorização da totalidade dos PdE em que, de acordo com a REN, essa monitorização é viável, i.e., a configuração das respectivas subestações permitem instalar os equipamentos de monitorização, 53 PdE (70% dos PdE de 2009). A REN efectua também a monitorização em pontos internos da rede de transporte. De seguida é efectuado um resumo das acções de monitorização realizadas nos PdE e dos resultados obtidos:

- Número de PdE monitorizados: 53 (70% dos PdE).
- Duração dos períodos de monitorização:
  - 2 a 9 semanas, monitorizações de duração prevista de 4 semanas: 48 PdE (63% dos PdE).
  - 30 a 52 semanas, monitorizações anuais: 5 PdE (6,6% dos PdE).
- Incumprimentos dos valores regulamentares:
  - Severidade de tremulação (“flicker”), de longa e curta duração, nas três fases, no PdE Subestação de Alqueva em 3 das 4 semanas monitorizadas.
  - Distorção harmónica (5.<sup>a</sup> harmónica) no PdE Subestação de Alto de Mira em 8 das 52 semanas monitorizadas.

A maior parte das monitorizações realizadas na RNT têm duração inferior a 10 semanas. Os períodos de monitorização inferiores aos previstos deveram-se a anomalias nos equipamentos de monitorização.

A Subestação de Ermesinde (a 60 kV e a 150 kV) e a Subestação de Vermoim (a 150 kV) continuam a registaram valores de severidade de tremulação elevados de forma permanente durante o ano. Em 2009, a Subestação de Alqueva (60 e 150 kV) registou igualmente valores elevados desta característica da tensão de forma permanente. A REN tem acompanhado estas situações de forma a evitar perturbações nos consumidores finais.

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 2-5 apresenta a caracterização do número de cavas de tensão registadas na totalidade desses PdE por intervalos de duração e profundidade.

**Quadro 2-5 – Caracterização das cavas de tensão registadas, em 2009**

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]
[10, 20[	86	46	9	2	10	4	0
[20, 30[	39	14	4	10	2	0	0
[30, 40[	24	17	2	13	2	3	0
[40, 50[	16	4	4	2	1	2	0
[50, 60[	17	0	0	0	1	1	0
[60, 70[	15	3	1	1	1	0	0
[70, 80[	10	2	4	0	0	0	0
[80, 90[	9	0	0	0	0	0	0
[90, 99[	2	0	0	0	1	0	0

Fonte dos dados: REN

Em 2009 verificou-se que, das 384 cavas ocorridas, 57% tiveram uma duração inferior a 0,1 s e 41% tiveram uma amplitude inferior a 20% da tensão declarada. Verificou-se ainda que 48% das cavas de tensão tiveram uma amplitude inferior a 30% da tensão declarada e duração inferior a 0,25 s.

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

Em 2009 aplicou-se pela primeira vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade”<sup>7</sup> 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.

<sup>7</sup> Ver breve descrição do incentivo no ponto 4.2 do presente relatório.

## 2.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

### 2.2.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### 2.2.1.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

##### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

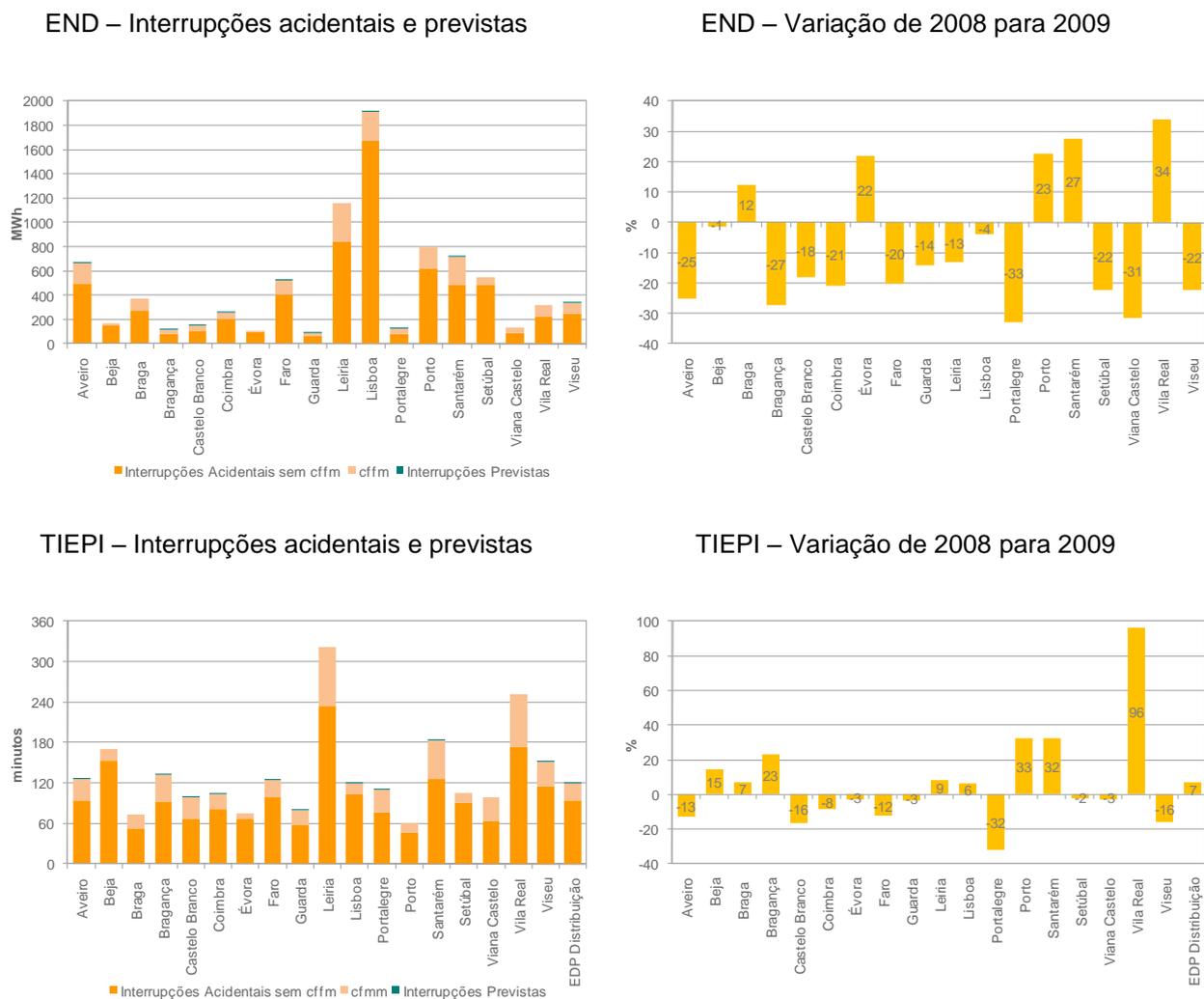
O RQS Portugal Continental estabelece a obrigatoriedade de determinação dos indicadores gerais END, TIEPI, SAIDI MT e SAIFI MT para as redes de média tensão (MT) e SAIDI BT e SAIFI BT para as redes de baixa tensão (BT), discriminando as interrupções previstas e as acidentais. De seguida, e para cada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

- Uma figura com o valor do indicador registado no ano de 2009 nos diversos distritos de Portugal Continental e para a totalidade da rede, 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. Para o efeito, consideram-se apenas as interrupções longas (de duração superior a 3 minutos). Os distritos encontram-se ordenados por ordem alfabética.
- Uma figura com a variação percentual do valor do indicador de 2008 para 2009, por distrito, considerando o valor total resultante das interrupções previstas e acidentais.

Em 2009, o valor total de END foi de cerca de 8,6 GWh e o valor total de TIEPI foi de cerca de 120 minutos, o que representa, um decréscimo de 4,3% para a END e um aumento de 7% para o TIEPI em relação aos valores de 2008. Para este valor de END, as interrupções acidentais contribuíram 99,9% e, em particular, as devidas a c.f.f.m. cerca de 22%. As ocorrências acidentais com origem na rede de MT foram responsáveis por 91% da END, concluindo-se ser determinante a influência da própria rede MT no seu desempenho em matéria de continuidade de serviço. Realça-se o esforço de diminuição das interrupções para realização de trabalhos programados, através da realização de trabalhos em tensão, bem como do recurso a geradores, minimizando os tempos de interrupção, traduzindo-se numa reduzida influência das interrupções previstas nos valores de ambos os indicadores.

A Figura 2-4 apresenta a END e o TIEPI, por distrito, em 2009, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados em 2008.

Figura 2-4 – END e TIEPI por distrito de Portugal Continental



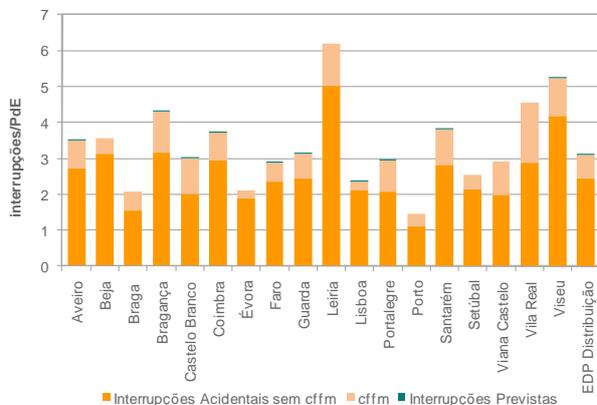
Fonte dos dados: EDP Distribuição

A EDP Distribuição atribuiu a evolução menos favorável registada nos distritos de Bragança, Leiria, Santarém e Vila Real ao efeito directo e às fragilidades resultantes dos temporais ocorridos no mês de Janeiro, no Norte e Centro do País, e durante o mês de Dezembro na região Oeste. Os distritos de Braga, Évora e Porto também registaram um aumento da END em 2009, tal como os distritos de Beja, Braga, Lisboa e Porto no caso do TIEPI.

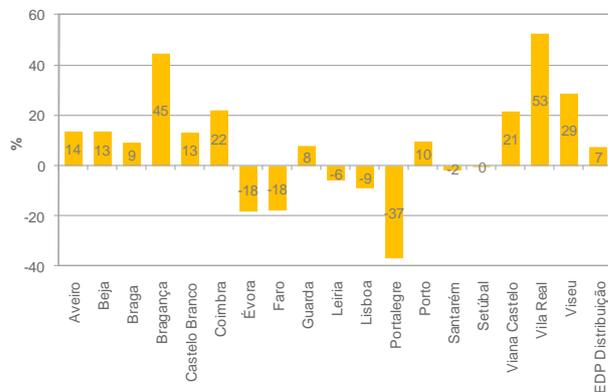
A Figura 2-5 apresenta os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT registados em 2009, por distrito, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados no ano de 2008.

Figura 2-5 – SAIFI MT e SAIDI MT por distrito de Portugal Continental

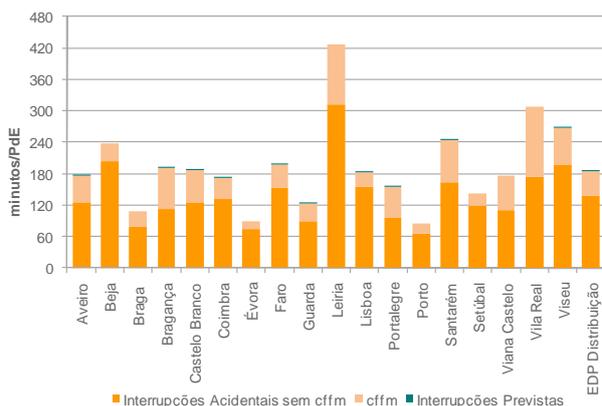
SAIFI MT – Interrupções acidentais e previstas



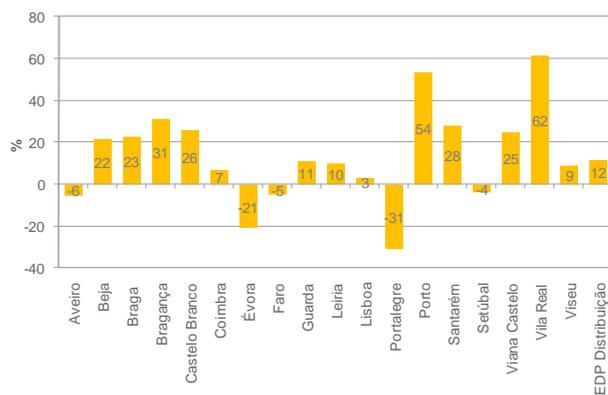
SAIFI MT – Variação de 2008 para 2009



SAIDI MT – Interrupções acidentais e previstas



SAIDI MT – Variação de 2008 para 2009



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Em 2009, o valor total de SAIFI MT foi de 3,1 interrupções/PdE e o de SAIDI MT foi de cerca de 186 minutos/PdE, tendo representado um aumento de, respectivamente, 7% e 12% face aos valores de 2008. As causas mais determinantes para as ocorrências registadas na rede MT da EDP Distribuição em 2009 foram material/equipamento (26%), entidades exteriores ao SEN (13%), c.f.f.m. (13%), acordo com o cliente (11%) e atmosféricas (10%), representando quase 80% do total de ocorrências.

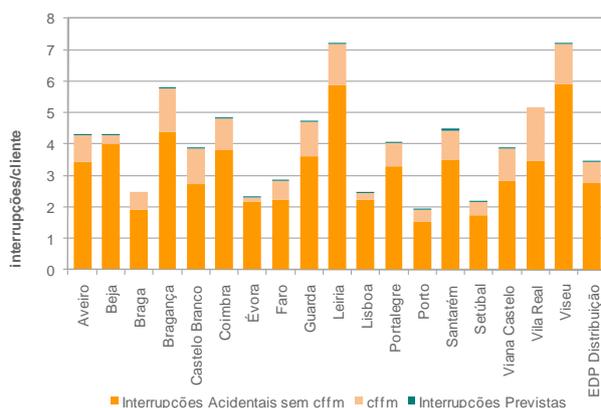
O distrito de Leiria registou os valores mais elevados de SAIFI MT (superior a 6 interrupções/PdE) e de SAIDI MT (superior a 7 horas/PdE), o que resultou, em boa parte, das condições climáticas extraordinárias ocorridas na região do Oeste em Dezembro de 2009.

Na comparação com 2008, os distritos de Bragança, Porto e Vila Real registaram os piores desempenhos nestes indicadores.

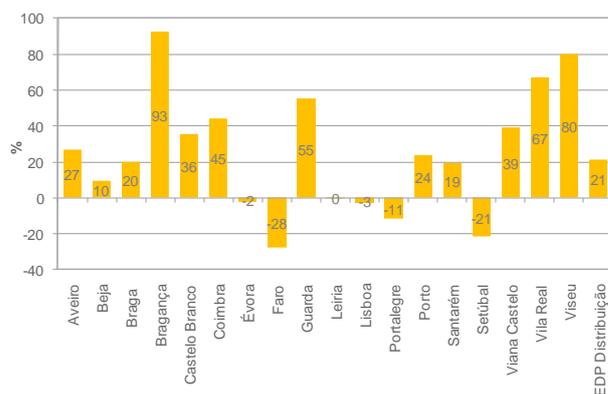
A Figura 2-6 apresenta os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT, por distrito, em 2009, assim como a variação percentual dos seus valores, também por distrito, face aos valores registados em 2008.

**Figura 2-6 – SAIFI BT e SAIDI BT por distrito de Portugal Continental**

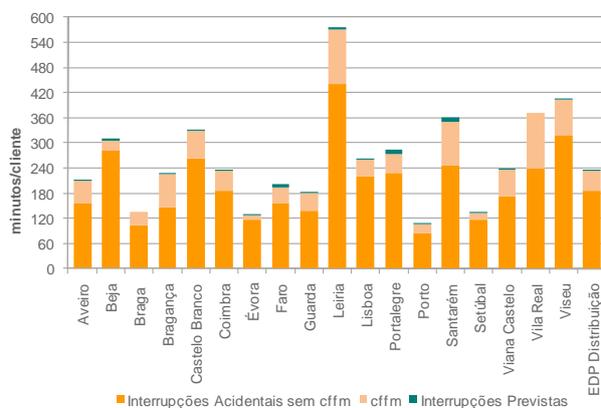
**SAIFI BT – Interrupções acidentais e previstas**



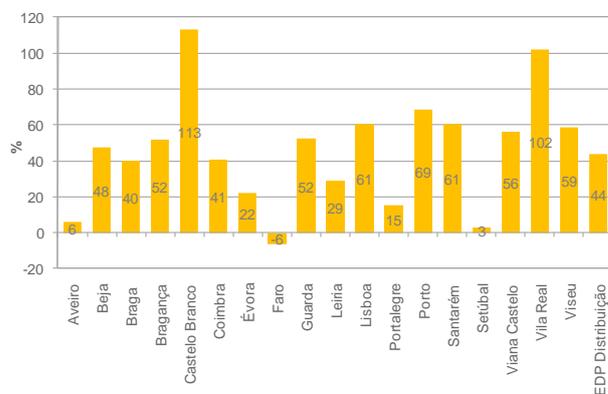
**SAIFI BT – Variação de 2008 para 2009**



**SAIDI BT – Interrupções acidentais e previstas**



**SAIDI BT – Variação de 2008 para 2009**



Fonte dos dados: EDP Distribuição

Do total de ocorrências registadas em 2009 nas redes BT da EDP Distribuição, cerca de 83% verificaram-se nas instalações dos clientes e as restantes nas redes da EDP Distribuição. Em relação ao ano de 2008, verificou-se um aumento de cerca de 8% no número total de ocorrências na rede BT e de 11% nas instalações dos clientes.

O valor total de SAIFI BT foi de cerca de 3,5 interrupções/cliente e o valor total de SAIDI BT foi de cerca de 237 minutos/cliente, tendo representado um aumento de, respectivamente, 18% e 44% face aos valores de 2008. Segundo a empresa, para estes aumentos, contribuíram essencialmente as condições climáticas desfavoráveis que se registaram.

As interrupções acidentais foram responsáveis por 99,7% do valor de SAIFI BT e, em particular, as interrupções com origem em c.f.f.m., por cerca de 20%. No caso do distrito de Vila Real, as interrupções originadas por c.f.f.m. contribuíram em 33% para o valor final de SAIFI BT. À excepção de Évora, Faro, Leiria, Lisboa, Portalegre e Setúbal, todos os restantes distritos registaram evoluções desfavoráveis do indicador SAIFI BT, de 2008 para 2009, destacando-se neste particular os distritos de Bragança, Vila Real e Viseu.

Cerca de 82% das ocorrências na rede BT da EDP Distribuição em 2009 tiveram origem nas seguintes causas: manutenção (22%), material/equipamento (20%), técnicas (20%), desconhecidas (11%) e atmosféricas (9%).

O distrito de Leiria registou o valor mais elevado, com uma duração média das interrupções de quase 10 horas/cliente, valor que resultou em boa parte das condições climatéricas extraordinárias ocorridas na região do Oeste em Dezembro de 2009. Com excepção do distrito de Faro, todos os distritos registaram evoluções desfavoráveis do indicador SAIDI BT, destacando-se neste particular os distritos de Castelo Branco e Vila Real, cujo valor em 2009 foi superior ao dobro do valor registado em 2008.

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

Entre as principais ocorrências registadas em 2009, adoptando como critério de selecção a END, destacam-se dois incidentes provocados por condições atmosféricas adversas caracterizadas por ventos de intensidade excepcional, chuva muito forte e queda de neve: a tempestade Klaus nos dias 23 e 24 de Janeiro e o temporal nas regiões do Oeste e Barlavento Algarvio no dia 23 de Dezembro. Tratando-se de ocorrências originadas por c.f.f.m., com valores de END superiores a 50 MWh, a sua comunicação à ERSE deveria realizar-se por meio de um relatório devidamente fundamentado, o que se verificou apenas para o incidente do dia 23 de Dezembro.

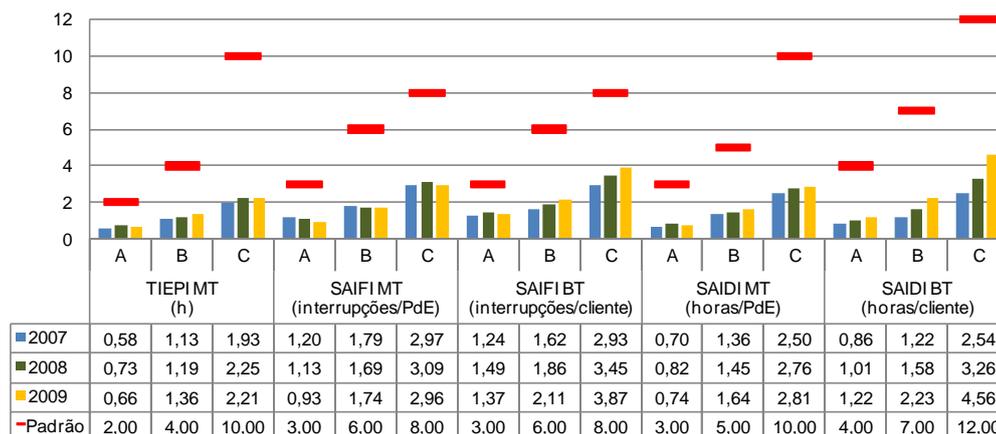
De acordo com a informação publicada no relatório de qualidade de serviço da empresa, nos dias 23 e 24 de Janeiro de 2009, as regiões Norte e Centro de Portugal Continental estiveram sujeitas a um forte temporal que afectou a rede de distribuição de MT e BT, originando um total de 304 ocorrências e tendo associados valores de 713 MWh de END e de 8,73 minutos de TIEPI.

De acordo com a informação publicada no relatório de qualidade de serviço da empresa e no respectivo relatório do incidente, no dia 23 de Dezembro de 2009, condições atmosféricas extraordinárias, com maior incidência nas regiões do Oeste e Barlavento Algarvio, afectaram as redes de distribuição de MT e BT, originando um total de 276 ocorrências que afectaram cerca de 424 mil clientes e tendo associados valores de 2223 MWh de END e de 28,05 minutos de TIEPI. A reposição de fornecimento à totalidade dos clientes foi concluída no dia 28 de Dezembro, sendo no entanto de referir que, 43 horas após o temporal, 98% dos clientes já tinham o seu fornecimento reposto.

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

A Figura 2-7 apresenta os valores registados nos últimos três anos para os indicadores gerais de continuidade de serviço estabelecidos para a MT e para a BT, bem como os respectivos padrões, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C)<sup>8</sup>.

**Figura 2-7 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, em 2009**



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 no último triénio.

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, apesar da melhoria registada nos últimos anos, demonstra que os valores de todos os padrões se encontram desajustados, traduzindo um reduzido nível de exigência.

**2.2.1.2 CARACTERIZAÇÃO INDIVIDUAL E PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES**

O incumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço, número e duração total das interrupções, origina uma compensação cujo pagamento deve ser efectuado na facturação do 1.º trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta. À data da publicação do seu relatório da qualidade de serviço, Maio de 2010, e à semelhança de anos anteriores, a

<sup>8</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.

empresa não apresentou informação relativa às compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço por se encontrar a proceder a validações finais dessa mesma informação. Esta situação constitui um incumprimento do disposto regulamentarmente. Apenas em Julho de 2010 esta informação foi disponibilizada à ERSE.

O Quadro 2-6 apresenta o número de incumprimentos e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona geográfica, a serem pagas em 2010.

**Quadro 2-6 – Incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDP Distribuição em 2009 cuja compensação associada será paga 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	AT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	-	-	-
		Total	-	-	-
	MT	A	98	31 589,14	408,80
		B	164	43 048,00	5308,21
		C	188	40 906,00	502,09
		Total	450	115 543,14	6219,10
	BTE	A	151	12 902,51	834,00
		B	227	14 375,53	1057,97
		C	65	6 420,56	485,01
		Total	443	33 699,64	2376,98
	BTN	A	19926	112 382,81	9559,58
		B	34984	175 047,30	11 325,76
		C	21415	244 158,23	9442,26
		Total	76325	531 588,34	30 327,60
<b>Total</b>			<b>77218</b>	<b>680 831,12</b>	<b>38 923,68</b>

Fonte dos dados: EDP Distribuição

O número de incumprimentos em 2009 foi superior em cerca de 38% ao verificado em 2008 e o montante de compensações foi superior em cerca de 47%. Por sua vez, o montante a transferir para o fundo de investimentos aumentou, entre 2008 e 2009, cerca de 12 250 euros.

### 2.2.1.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO NO ANO DE 2009

Em 2009, o valor da END determinada para efeitos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço foi de 7345,95 MWh, correspondendo-lhe uma penalização nos proveitos permitidos na actividade de distribuição em MT a repercutir em 2011 de 523 mil euros.

### 2.2.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

As acções de monitorização da qualidade da onda de tensão de periodicidade trimestral realizadas em 2009, abrangeram os barramentos MT de 101 das 399 subestações de AT/MT existentes e os Quadros Gerais de Baixa Tensão de 166 dos 62036 postos de transformação de distribuição (PTD) 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 acções de monitorização da qualidade da onda de tensão complementares, em MT e BT, nomeadamente, em instalações de clientes e, em particular, como resposta a reclamações apresentadas.

Em relação às acções de monitorização relativas aos barramentos MT das subestações de AT/MT, registaram-se 4 situações de não conformidade dos valores de tremulação afectando 3 barramentos, 1 situação de não conformidade dos valores do desequilíbrio das tensões de alimentação afectando 1 barramento, 68 situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afectando 16 barramentos (87% destas situações relativas às 5.<sup>a</sup> e 15.<sup>a</sup> harmónicas) e 3 situações de não conformidade dos valores da taxa de distorção harmónica afectando 1 barramento. Em matéria de interrupções de serviço, registaram-se 435 em 71 barramentos de MT.

No que respeita às acções de monitorização realizadas nos PTD, registaram-se 14 situações de não conformidade dos valores de amplitude da tensão afectando 6 PTD, 93 situações de não conformidade dos valores de tremulação afectando 49 PTD, 34 situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afectando 12 PTD (82% destas situações relativas às 5.<sup>a</sup> e 15.<sup>a</sup> harmónicas) e 3 situações de não conformidade dos valores da Taxa de Distorção Harmónica afectando 1 PTD. Em matéria de interrupções de serviço, registaram-se 819 em 82 PTD.

No presente relatório, não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nas redes da EDP Distribuição, porque o período das acções de monitorização (três meses) foi inferior ao considerado necessário para poder avaliar correctamente esta característica (um ano).

O RQS Portugal Continental estabelece que, num período máximo de 4 anos, os operadores das redes devem efectuar a medição 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.

Em 2009 completou-se um período de 4 anos de monitorização da qualidade da onda de tensão tendo sido realizadas monitorizações nos barramentos de MT de 345 subestações. O número de subestações de AT/MT nos últimos 4 anos foi a seguinte: 328 (em 2006), 332 (em 2007), 345 (em 2008) e 349 (em 2009). No mesmo período, realizaram-se monitorizações em, pelo menos, 2 postos de transformação de cada um dos 278 concelhos de Portugal Continental, com excepção dos concelhos de Montemor-o-Novo e Vila Viçosa em que apenas 1 posto de transformação foi monitorizado.

## 2.3 DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA EXCLUSIVAMENTE EM BT

Dos 10 distribuidores de energia eléctrica 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 aquando da elaboração deste relatório.

### 2.3.1 COOPERATIVA ELÉCTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS

O Quadro 2-7 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. Simão de Novais em 2008 e 2009. Como referido no ano anterior por este operador da rede exclusivamente em BT, actualmente 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 2-7 – Caracterização da continuidade de serviço da C. E. S. de Novais em 2008 e 2009**

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

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

Relativamente às interrupções acidentais, de 2008 para 2009 verificou-se uma evolução desfavorável em todos os indicadores gerais de continuidade de serviço.

A C. E. S. Simão de Novais informou que, tal como no ano de 2008, em 2009 os padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração das interrupções por cliente) foram cumpridos.

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

### 2.3.2 A CELER

O Quadro 2-8 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da A Celer em 2009. Recorde-se que em 2008 as seis interrupções que ocorreram na rede deste distribuidor deveram-se a avarias na instalação de utilização do cliente.

**Quadro 2-8 – Caracterização da continuidade de serviço da A Celer, em 2009**

A Celer	2009
<b>Número de interrupções acidentais</b>	25
<b>Número de interrupções programadas</b>	100
<b>Número de clientes afectados</b>	125
<b>Duração total das interrupções acidentais (minutos)</b>	950
<b>Duração total das interrupções programadas (minutos)</b>	20979
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	0,030
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	5,25

Fonte dos dados: A Celer

A A Celer informou que em 2009, à semelhança do ocorrido em 2008, 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 efectua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

### 2.3.3 A LORD

O Quadro 2-8 apresenta a caracterização da continuidade de serviço da A Lord em 2009.

**Quadro 2-9 – Caracterização da continuidade de serviço da A Lord, em 2009**

A Lord	2009
<b>Número de interrupções acidentais</b>	130
<b>Número de interrupções programadas</b>	0
<b>Número de clientes afectados</b>	130
<b>Duração total das interrupções acidentais (minutos)</b>	7425
<b>Duração total das interrupções programadas (minutos)</b>	0
<b>SAIFI BT (interrupções/cliente)</b>	0,030
<b>SAIDI BT (minutos/cliente)</b>	1,718

Fonte dos dados: A Lord

A A Lord informou que em 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 efectua a monitorização da qualidade da onda de tensão, tendo informado que não existem reclamações sobre esta vertente da qualidade de serviço.

## 2.4 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

### 2.4.1 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 2009, considerando as interrupções longas (duração superior a 3 minutos).

#### 2.4.1.1 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 2-10, para cada ilha e para o sistema global, para os anos de 2008 e 2009. 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 2-10 – Indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de transporte da RAA, em 2008 e 2009**

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

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, 13 (ver nota de rodapé n.º 6 da secção 0).

A ilha de São Miguel foi a única a apresentar uma evolução positiva face a 2008. Nesta ilha apenas ocorreu uma interrupção, motivada por uma descarga atmosférica directa, enquanto que em 2008 ocorreu um incidente que causou uma interrupção geral no sistema da rede de transporte da ilha. A evolução negativa registada na ilha Terceira deve-se essencialmente a um incidente ocorrido na Central Térmica Belo Jardim, cuja saída de serviço intempestiva de paralelo de um grupo causou três interrupções. No caso da ilha do Pico, verifica-se um acréscimo dos valores de todos os indicadores, face a 2008, este resultado foi determinado por um incidente que originou a saída de paralelo de grupos da central térmica do Pico.

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

O Quadro 2-11 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica da RAA<sup>9</sup>, considerando todas as interrupções com origem nas redes e na produção, para os anos de 2008 e 2009.

**Quadro 2-11 – Indicadores gerais de continuidade de serviço, para cada zona geográfica das redes de distribuição da RAA, considerando todas as interrupções**

Zona	TIEPI (h)		SAIFI MT (interrupções/PdE)		SAIDI MT (h/PdE)		SAIFI BT (interrupções/cliente)		SAIDI BT (h/cliente)	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009
A	2,02	3,95	4,25	8,75	2,64	5,01	3,61	7,94	1,94	3,98
B	3,10	3,36	4,79	8,21	2,63	3,73	4,82	8,64	2,39	3,74
C	8,19	13,25	13,01	20,18	8,90	15,62	12,12	20,04	7,21	14,60

Fonte dos dados: EDA

Em 2009, verificou-se uma evolução negativa de todos indicadores gerais de continuidade de serviço face a 2008 para a RAA. Segundo a EDA, este facto deve-se às condições climáticas adversas que afectaram a RAA, em 2009, com registo de ventos muito fortes e de elevados índices de pluviosidade.

Relativamente à END, em 2009, o valor para RAA foi de 920,63 GWh, o que representa um acréscimo de 45% em relação ao ano anterior. Para este valor de END, as interrupções com origem na produção contribuíram 42%, por outro lado, as interrupções acidentais contribuíram 75%. Face à Energia Distribuída (ED), o valor de END registado representa cerca de 0,1%.

A Figura 2-8 apresenta a END e o TIEPI, por ilha em 2009, assim como a variação percentual do seu valor, para as interrupções com origem nas redes, também por ilha, face ao valor registado em 2008.

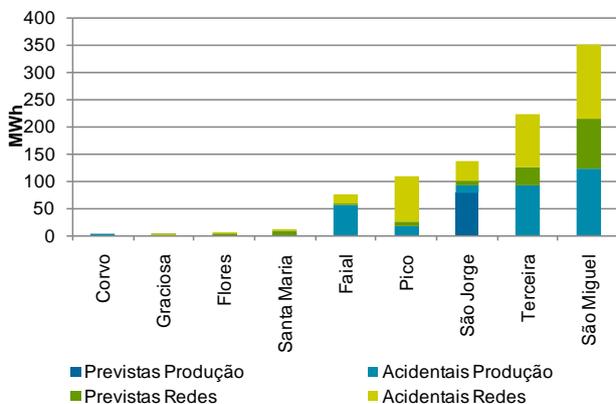
A ilha do Corvo não registou interrupções com origem nas redes de distribuição em MT, por este motivo as evoluções dos indicadores apresentadas para os anos 2008 e 2009 são nulas.

<sup>9</sup> De acordo com o RQS Açores as zonas geográficas têm a seguinte classificação:

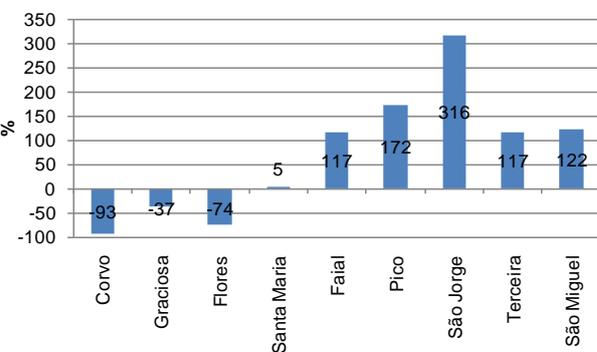
- Zona A – Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta e localidades com mais de 25 000 clientes.
- Zona B – Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000.
- Zona C – Os restantes locais.

**Figura 2-8 – END e TIEPI na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição**

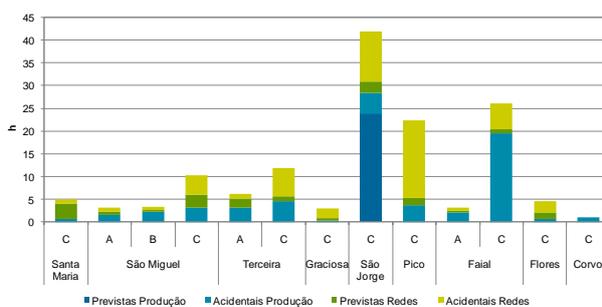
END - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2009



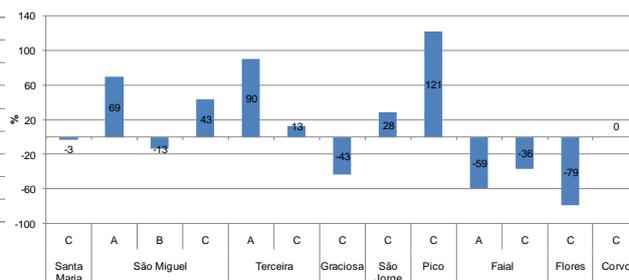
END - Variação de 2008 para 2009, para as interrupções com origem nas redes



TIEPI - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2009



TIEPI - Variação de 2008 para 2009, para as interrupções com origem nas redes



Fonte dos dados: EDA

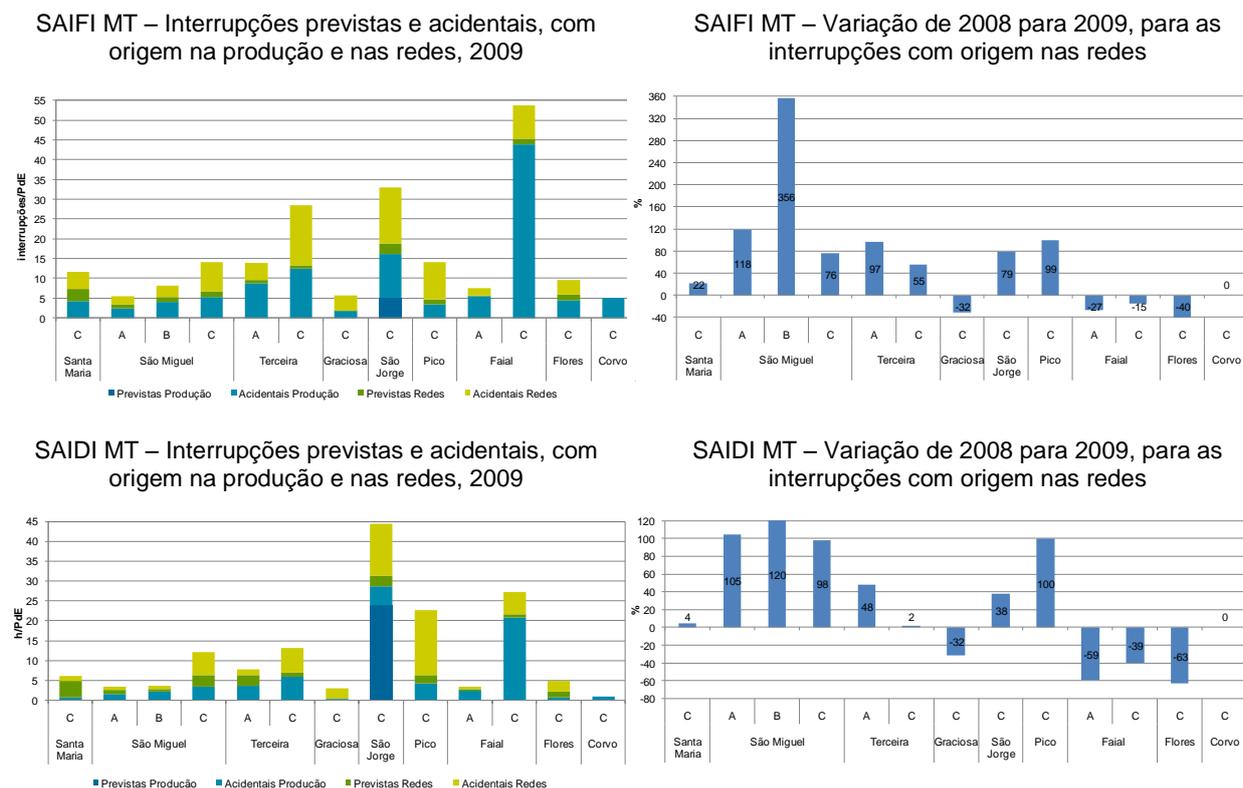
Em 2009, com excepção das ilhas do Corvo, do Faial e de São Jorge, as interrupções com origem nas redes foram as que mais contribuíram para o valor da END e TIEPI, sendo de referir que a ilha do Corvo apenas registou interrupções origem na produção. Na maioria das ilhas, as interrupções acidentais, foram as que mais contribuíram para o valor destes indicadores, com excepção nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge.

De acordo com a EDA, em 2009, na ilha de São Jorge foram instalados e ligados à rede dois novos grupos geradores, tendo sido necessário interromper a energia para se efectuar os trabalhos necessários à sua instalação. Justifica-se, desta forma, o valor de TIEPI devido a interrupções previstas com origem na produção (28,30 h, representado 68% do valor total da ilha).

Relativamente à ilha do Pico, que regista a evolução do valor TIEPI mais desfavorável face a 2008, a EDA referiu que as suas redes de distribuição estão a ser alteradas, passando a tensão de 15 kV para 30 kV, sendo que o traçado das novas linhas acompanha o traçado antigo havendo troços em que é o mesmo. Este facto, juntamente com indisponibilidades nas linhas devidas a vento forte, justifica o valor de TIEPI devido a interrupções acidentais nas redes, 18,62 h, que representa 83% do valor total da ilha.

A Figura 2-9 apresenta o SAIFI e o SAIDI nas redes MT, por ilha em 2009, assim como a variação percentual do seu valor, para as interrupções com origem nas redes, também por ilha, face ao valor registado em 2008.

**Figura 2-9 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição**



Fonte dos dados: EDA

A EDA associa o valor do indicador SAIFI MT para as interrupções previstas motivadas pelo sistema produtor da ilha do Faial, à entrada em funcionamento de um novo grupo gerador, e às situações de avarias mecânicas e eléctricas consideradas normais no início de vida de um grupo gerador.

A ilha do Pico registou o valor mais elevado do indicador SAIDI MT considerando as interrupções acidentais com origem nas redes. De acordo com a EDA, os incidentes ocorreram à noite, em períodos de vento forte e em zonas da ilha de difícil acesso, impossibilitando a deslocação das equipas durante a noite. Estes factos contribuíram para a permanência de alguns defeitos que provocaram várias indisponibilidades e consequentemente interrupções.

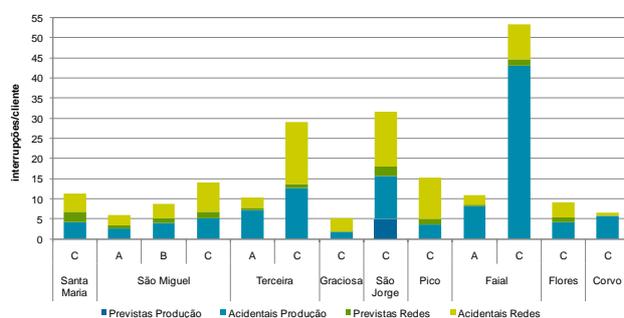
Relativamente à ilha de São Miguel, que regista a evolução mais desfavorável para os dois indicadores, na Zona B, face a 2008, a EDA referiu que as condições meteorológicas adversas foram a principal

razão para o aumento de incidentes nas redes classificadas como c.f.f.m. e por causas atribuídas ao operador da rede (causas próprias).

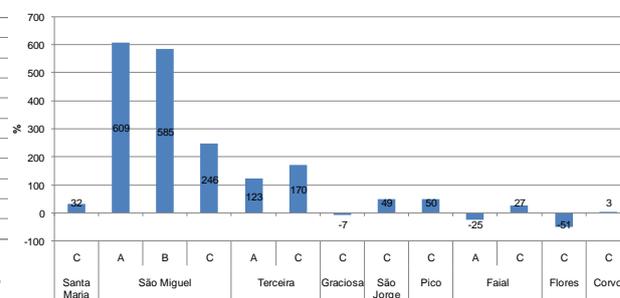
A Figura 2-10 apresenta o SAIFI e SAIDI nas redes em BT, por ilha em 2009, assim como a variação percentual do seu valor, para as interrupções com origem nas redes, também por ilha, face ao valor registado em 2008.

**Figura 2-10 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA, por ilha, considerando as interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes de transporte e distribuição**

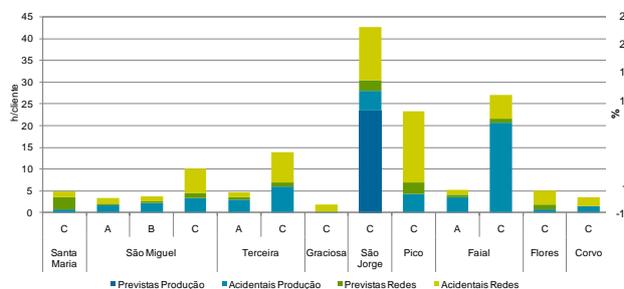
SAIFI BT - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2009



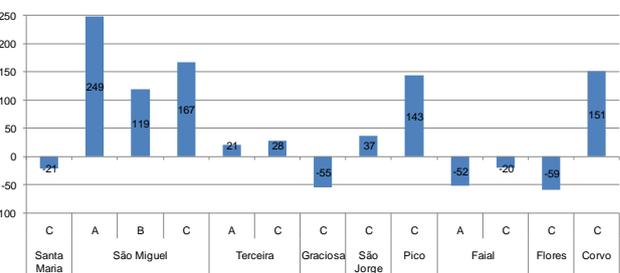
SAIFI BT - Variação de 2008 para 2009, para as interrupções com origem nas redes



SAIDI BT - Interrupções previstas e acidentais, com origem na produção e nas redes, 2009



SAIDI BT - Variação de 2008 para 2009, para as interrupções com origem nas redes



Fonte dos dados: EDA

Para todas as ilhas, nas redes em BT, a tendência destes indicadores é idêntica à registada para as redes em MT, ou seja, uma evolução negativa, de 2008 para 2009, para todas as ilhas com excepção das ilhas Graciosa, Faial e Flores. De acordo com a EDA, esta tendência deve-se ao facto das principais causas que dão origem a interrupções nos PdE em BT estarem a montante desta rede. Desta forma, na generalidade, para o indicador SAIFI BT, destaca-se a contribuição das interrupções com origem nas redes de distribuição em MT.

**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. Em 2009, verificou-se o incumprimento desta disposição por parte da EDA, dado que ocorreram 8 interrupções nas condições referidas e não foi enviado o respectivo relatório à ERSE. A EDA esclareceu que no sistema de tratamento de informação de qualidade de serviço estas situações só são identificadas no final do ano, estando actualmente a empresa a implementar um software para ultrapassar esta situação. Estas interrupções encontram-se descritas no relatório da qualidade de serviço da empresa.

O Quadro 2-12 apresenta os incidentes mais significativos nas redes da RAA classificados como c.f.f.m..

**Quadro 2-12 – Incidentes mais significativos nas redes da RAA, em 2009**

Ilha	Ocorrência (Dia - hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afectados
Pico	22/01/09 11:53	Disparo da protecção de máxima intensidade da fase 1 da linha Lajes – Piedade, devido a condições atmosféricas (ventos fortes).	1,1	13,2	Todos os clientes das freguesias das Lajes, Ribeiras, Calheta de Nesquim, Piedade, Ribeirinha, Santo Amaro e Prainha
Pico	31/01/09 14:47		4,4	53,6	
Pico	28/09/09 22:55	Disparo das protecções de máxima intensidade nas SE da Madalena e das Lajes provocado pela trovoadas	35,4	431,0	Todos os clientes dos concelhos da Madalena e das Lajes
Pico	01/10/09 16:51	Disparo das protecções das linhas de 15 kV da SE de São Roque associado a ventos fortes, que levou à queda de 2 linhas MT.	6,3	77,1	Todos os clientes dos concelhos da Madalena e das Lajes
São Miguel	12/06/09 9:05	Disparo de arma de caça sobre os isoladores MT das linhas Foros – Calhetas e ERPI.	6,03	7,3	Todos os clientes das freguesias de Rabo de Peixe, Pico da Pedra, Calhetas, Ribeirinha e zona do parque industrial da Ribeira Grande
São Jorge	26/12/09 18:18	Avaria num isolador MT da linha Central – Calheta – Topo, motivada por ventos de intensidade elevada	5,6	102,2	Todos os clientes das freguesias da Ribeira Seca, da Calheta, Santo Antão e do Topo
Faial	16/05/09 15:02	Cabo danificado por terceiros.	1,4	14,2	Parte da cidade da Horta e as freguesias da Praia do Almojarife, Pedro Miguel, Ribeirinha, Salão, Cedros, Feteira e Flamengos
Flores	22/01/10 11:04	Queda de uma linha MT na zona de Ponta Delgada, motivada por ventos de intensidade excepcional.	1,9	85,1	Todos os clientes da ilha das Flores

Fonte dos dados: EDA

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

O Quadro 2-13 e o Quadro 2-14 apresentam a comparação entre os indicadores gerais de continuidade de serviço e os respectivos 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 2-13 – 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 2009**

		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	0,84	2,08	0,90	2,29	1,15
	Terceira	0,96	3,36	1,25	2,14	1,04
	Faial	0,71	1,71	0,71	2,22	1,08
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	0,69	2,62	0,78	2,99	0,96
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	0,80	4,15	1,18	4,49	1,24
	São Miguel	3,81	6,87	5,35	6,97	5,37
	Terceira	5,31	<b>13,31</b>	5,49	<b>13,46</b>	6,25
	Graciosa	1,46	3,82	2,36	3,49	1,67
	São Jorge	9,06	<b>13,26</b>	10,34	12,50	9,95
	Pico	6,85	6,12	6,92	7,06	7,05
	Faial	5,09	8,08	5,35	8,51	5,50
	Flores	0,43	0,84	0,57	0,98	0,81
	Corvo	0,00	0,00	0,00	0,85	2,07

Fonte dos dados: EDA

**Quadro 2-14 – Padrões e indicadores gerais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da Região Autónoma dos Açores, em 2009**

		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	0,86	2,49	1,00	2,23	1,11
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	0,69	2,62	0,78	2,99	0,96
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	4,43	8,12	5,37	8,45	5,61

Fonte dos dados: EDA

Em 2009 não foram respeitados os padrões dos indicadores SAIFI MT e SAIFI BT, Zona C, na ilha Terceira, e SAIFI MT, Zona C, na ilha de São Jorge. De referir que, em 2008 tinha-se verificado o cumprimento integral de todos os padrões gerais de continuidade de serviço.

No caso da ilha Terceira, a EDA associa estes incumprimentos ao elevado número de interrupções devido a reengates, motivados por defeitos em determinados equipamentos que entretanto a EDA iniciou

a sua substituição. Por outro lado, na ilha de São Jorge a EDA associa este incumprimento ao aumento de interrupções com origem nas redes em MT, relacionadas com um problema identificado numa linha associado a nevoeiro e a ventos fortes.

#### 2.4.1.2 CARACTERIZAÇÃO INDIVIDUAL E PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

##### REDE DE TRANSPORTE

Dos 13 PdE da rede de transporte da EDA, apenas 6 foram afectados por interrupções (Aeroporto da ilha de São Miguel; Lajes, Vinha Brava e Angra, da ilha Terceira; Lajes e Madalena, da ilha do Pico) perfazendo um total de 13 de interrupções. Os dois PdE da ilha do Pico registaram o maior número de interrupções, 4 interrupções cada um deles, tendo o PdE Madalena registado a maior duração de interrupção, cerca de 32 horas.

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 2009 da EDA, o Quadro 2-15 apresenta o número de compensações resultantes dos incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados em 2009, a serem pagas em 2010.

**Quadro 2-15 – Número de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2009**

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. Miguel	A			46	4		8	58
	B			4	1			5
	C			5			4	9
Terceira	A	395	17	147	5	19	6	572
	C			37	2		2	58
S. Jorge	C			548	12		3	563
Pico	C			4	1			5
Faial	A	252	27	87	4	2	1	346
	C			517	9		1	554
<b>Total</b>		647	44	1395	38	21	25	2170

Fonte dos dados: EDA

De acordo com o estipulado no RQS Açores, as compensações a atribuir aos clientes alimentados em BT, com valor inferior a 2,5 euros e inferior a 5 euros para os restantes clientes, revertem para o fundo de reforço dos investimentos, para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afectadas. Assim, do

total de incumprimentos da EDA apresentados no Quadro 2-15, apenas 1 605 incumprimentos deram origem a compensações efectivamente pagas a clientes, tendo as restantes compensações revertido para o fundo de reforço do investimento.

O Quadro 2-16 apresenta os montantes das compensações, resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados em 2009.

**Quadro 2-16 – Montantes das compensações resultantes de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da EDA, em 2009**

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. Miguel	A			267	46		683	996
	B			27	50			77
	C			22			261	283
Terceira	A	4133	804	1162	145	4100	426	10770
	C			158	3		63	224
S. Jorge	C			2642	368		1018	4028
Pico	C			36	20			56
Faial	A	4349	1379	2054	1031	580	338	9731
	C			2878	270		367	3515
<b>Total</b>		<b>8482</b>	<b>2183</b>	<b>9246</b>	<b>1933</b>	<b>4680</b>	<b>3156</b>	<b>29681</b>

Fonte dos dados: EDA

O montante total de compensações devido a incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2009 é de 29 681 euros, dos quais 503 euros revertem para o reforço dos investimentos. O montante total de compensações em 2009 quase que triplicou face ao valor de 2008.

#### 2.4.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

De acordo com o estabelecido, para efeitos de monitorização da qualidade da onda de tensão, a EDA elaborou um plano de monitorização para 2009, 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 alguns dos pontos de monitorização, devido a problemas de comunicação (cobertura de GPRS), tendo substituído algumas instalações previstas, por outras situadas na mesma linha.

Durante 2009, foram monitorizadas 22 das 26 subestações da RAA, abrangendo 41 barramentos e 40 dos 1576 PT existentes na RAA e foram registados incumprimentos dos limites regulamentares da tremulação de longa duração e do desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

A tremulação de longa duração registou valores fora dos limites nas ilhas da Graciosa, de São Jorge, das Flores e do Corvo. Segundo a EDA, o PT da ilha de São Jorge, no qual se verificou o incumprimento dos valores regulamentares, está situado entre a central térmica e o parque eólico, desta forma, as

variações da velocidade dos ventos neste parque afectam os valores registados. Na ilha das Flores os valores não regulamentares, de acordo com a EDA, têm origem nas grandes cargas, com regime de funcionamento instável. Os valores registados no barramento da central da ilha do Corvo são justificados pelo sistema eléctrico existente na ilha, em que as cargas existentes no único PT da ilha provocam flutuações de tensão que segundo a EDA originaram os valores de tremulação não regulamentares.

A característica de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões registou valores fora dos limites na ilha das Flores. Segundo a EDA, estes incumprimentos provêm de uma avaria/deficiência nas ligações de um transformador de tensão (TT), estando a ser alvo de análise pela empresa.

A Figura 2-11 permite visualizar a distribuição da ocorrência das cavas de tensão registadas nas subestações da RAA em 2009, 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 acções de monitorização (três meses) foi inferior ao considerado necessário para poder avaliar correctamente esta característica (um ano).

**Figura 2-11 - Registo das cavas de tensão nas subestações da RAA, em 2009**

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]
[10, 20[	87	70	33	19	9	4	1
[20, 30[	14	21	14	14	5	5	0
[30, 40[	7	17	8	2	2	4	14
[40, 50[	1	1	19	11	4	0	2
[50, 60[	0	1	5	1	0	2	0
[60, 70[	0	3	1	0	0	0	1
[70, 80[	0	5	2	1	0	0	0
[80, 90[	0	0	3	1	1	0	0
[90, 99[	0	0	1	3	1	2	0

Fonte dos dados: EDA

Nas subestações registaram-se 422 cavas de tensão, cerca de 70% com amplitude entre 10 e 30% da tensão nominal, e 54% com duração inferior a 250 ms. As cavas de tensão com estes valores de amplitude e duração têm impacto reduzido nas instalações dos clientes.

## 2.5 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

### 2.5.1 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 2009, considerando as interrupções longas (duração superior a 3 minutos).

#### 2.5.1.1 CARACTERIZAÇÃO GERAL

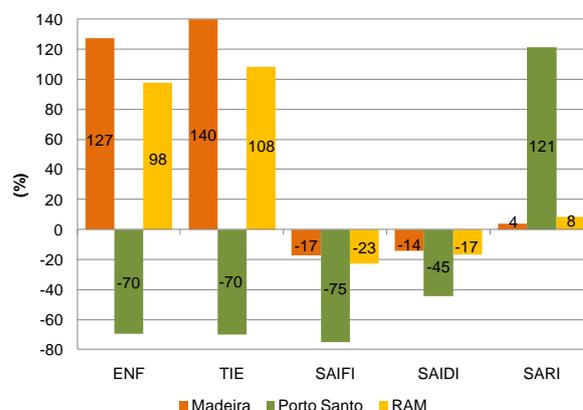
#### INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO DAS REDES DE TRANSPORTE

O Quadro 2-17 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 2009 e a Figura 2-12 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2008.

**Quadro 2-17 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2009**

	Madeira	Porto Santo	RAM
ENF (MWh)	121,22	2,85	124,07
TIE (minutos)	72,92	38,65	71,46
SAIFI (interrupções/PdE)	3,66	1,25	3,44
SAIDI (minutos/PdE)	109,63	58,25	105,07
SARI (minutos/interrupção)	29,97	46,60	30,50

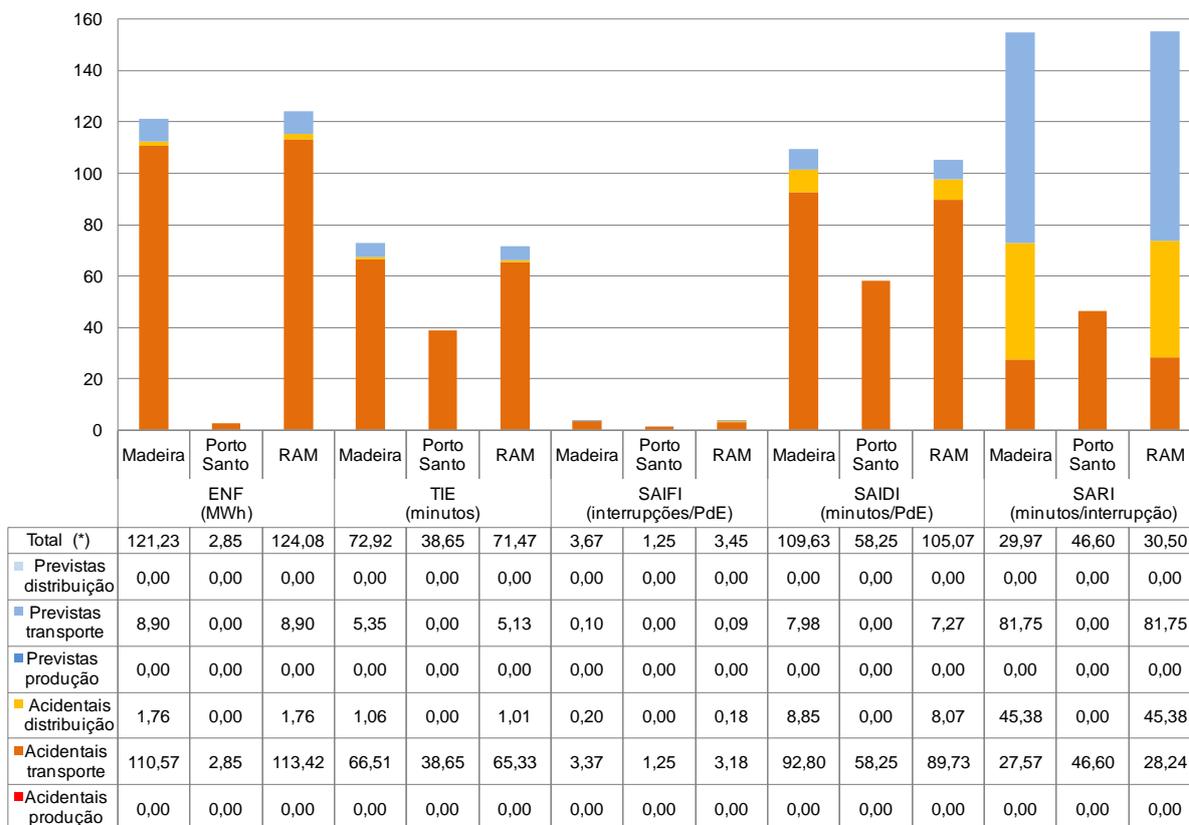
**Figura 2-12 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de transporte da RAM**



Fonte dos dados: EEM

Na ilha da Madeira e na RAM, os indicadores ENF e TIE evoluíram desfavoravelmente situação que, segundo a empresa, se deveu à ocorrência de alguns incidentes, num ano caracterizado por condições atmosféricas adversas. Na ilha do Porto Santo a maioria dos indicadores melhorou. A Figura 2-13 apresenta os indicadores gerais da rede de transporte para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM, em 2009, desagregando o contributo das interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição, para as interrupções com influência na rede de transporte.

Figura 2-13 – Indicadores gerais da rede de transporte da RAM, em 2009



(\*) 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

Observa-se a grande influência das interrupções acidentais com origem na rede de transporte e a inexistência de interrupções previstas com origem na rede de distribuição ou na produção e de interrupções acidentais com origem na produção.

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

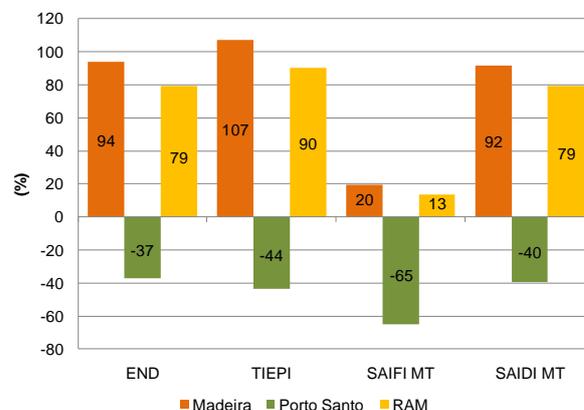
O Quadro 2-18 apresenta os valores dos indicadores gerais da rede de distribuição em MT para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM e a Figura 2-14 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2008. Com excepção da ilha do Porto Santo, observa-se uma degradação dos indicadores gerais da rede de distribuição em MT de 2008 para 2009, em particular para a END, o TIEPI e o SAIDI MT situação que, segundo a empresa, ficou a dever-se, em parte, a incidentes com origem em condições atmosféricas adversas para a rede de distribuição em MT e rede de transporte e a causas internas. No caso concreto da END, as causas que mais contribuíram para o valor registado

foram origem interna (26%), vento de intensidade excepcional (16%) e acção ambiental<sup>10</sup> (14%). A ilha do Porto Santo registou uma evolução muito positiva dos indicadores de continuidade da sua rede em MT.

**Quadro 2-18 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2009**

	Madeira	Porto Santo	RAM
END (MWh)	343,17	10,68	355,19
TIEPI (minutos)	197,44	162,94	195,81
SAIFI MT (interrupções/PdE)	5,22	2,88	5,10
SAIDI MT (minutos/PdE)	256,36	180,87	252,34

**Figura 2-14 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de MT da RAM**

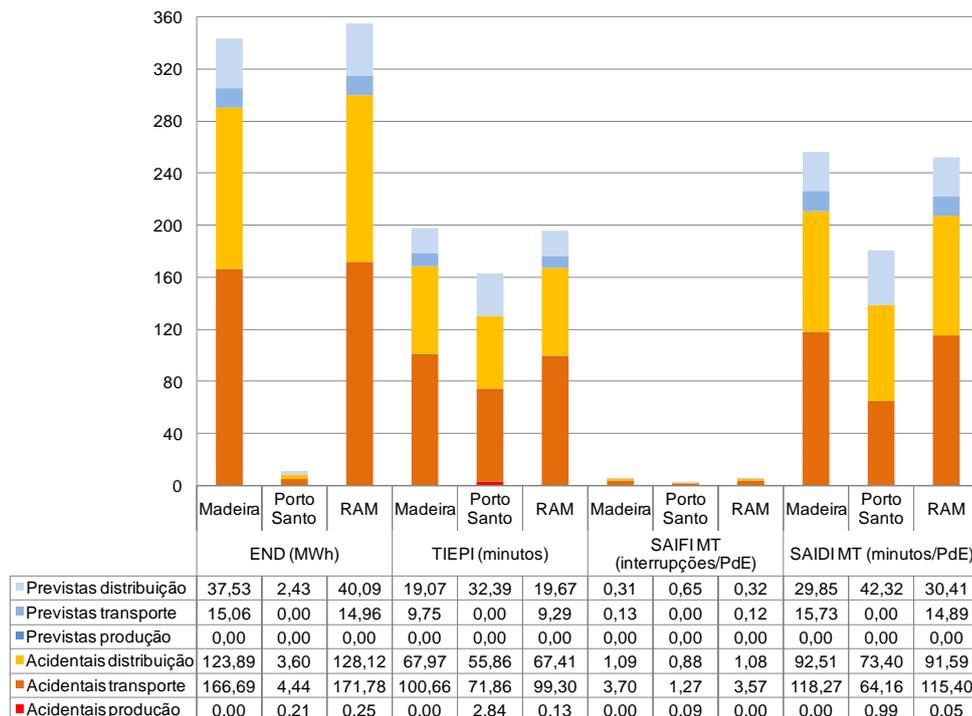


Fonte dos dados: EEM

A Figura 2-15 apresenta os indicadores gerais das redes de distribuição em MT, em 2009, separando as interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição. Regista-se a grande influência das interrupções acidentais com origem quer na rede de transporte, quer na rede de distribuição. Não se registaram interrupções previstas com origem no sistema electroprodutor.

<sup>10</sup> Interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, nomeadamente, descargas atmosféricas indirectas, chuva, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento, poluição, desde que não sejam passíveis de serem classificadas como c.f.f.m.

Figura 2-15 – Indicadores gerais da rede de distribuição em MT da RAM, em 2009



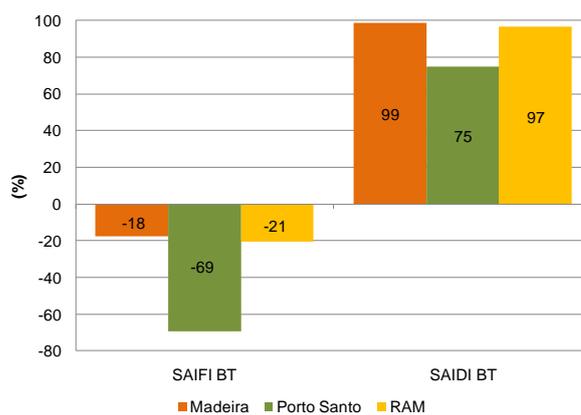
Fonte dos dados: EEM

O Quadro 2-19 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 2009 e a Figura 2-16 apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores de 2008.

Quadro 2-19 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2009

	Madeira	Porto Santo	RAM
SAIFI BT (interrupções/cliente)	4,40	2,94	4,35
SAIDI BT (minutos/cliente)	266,17	586,17	276,87

Figura 2-16 – Variação de 2008 para 2009 dos indicadores gerais, rede de BT da RAM

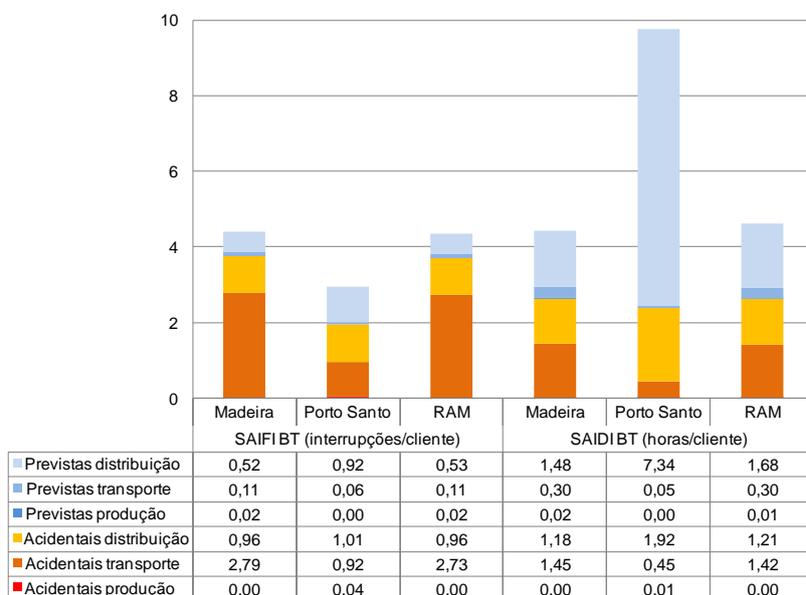


Fonte dos dados: EEM

Constata-se a melhoria do SAIFI BT e a evolução desfavorável do SAIDI BT que a empresa atribui, essencialmente, aos incidentes verificados a montante da rede de distribuição em BT.

A Figura 2-17 apresenta os indicadores gerais da rede de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo e da RAM, em 2009, desagregando o contributo das interrupções previstas das acidentais para os sistemas de produção, transporte e distribuição.

**Figura 2-17 – Indicadores gerais da rede de distribuição em BT da RAM, em 2009**



Fonte dos dados: EEM

Observa-se a grande influência das interrupções previstas com origem na rede de distribuição.

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

O Quadro 2-20 apresenta informação acerca das principais ocorrências registadas em 2009 nas redes de energia eléctrica da RAM, adoptando como critério de selecção a END em cada ilha.

**Quadro 2-20 – Ocorrências mais significativas nas redes da RAM, em 2009**

Ilha	Ocorrência (Dia - hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afectados
Madeira	25/09/09 03:07	Disparos motivados por curto-circuitos afectaram a subestação de São Vicente, as centrais da Ribeira da Janela, Serra d'Água e Vitória, o parque eólico do Paúl da Serra originando o colapso do sistema da Madeira	80,3	60	130 000
Madeira	15/12/09 10:40	Ventos fortes afectaram as subestações da Calheta, dos Prazeres, do Palheiro Ferreiro, do Livramento, da Ponte Vermelha e do Lombo do Meio.	12,7	6	26 000
Porto Santo	15/12/09 11:41	Avaria na subestação de Vila Baleira, ao nível dos 30 kV, afectou as subestações da Calheta e da Central Nova.	1,6	26	4500
Porto Santo	16/12/09 00:45	Realização de trabalhos de reparação de um disjuntor de 30 kV na subestação de Vila Baleira afectou a subestação da Calheta.	2,8	46	250

Fonte dos dados: EEM

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

O Quadro 2-21 apresenta os valores do último triénio dos indicadores gerais estabelecidos para a MT e a BT, e os respectivos padrões, por zona de qualidade de serviço<sup>11</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..

**Quadro 2-21 – Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, nos anos de 2007, 2008 e 2009**

Indicador	Zonas	Madeira			Porto Santo			Padrão Ilhas	RAM			Padrão RAM	
		2007	2008	2009	2007	2008	2009		2007	2008	2009		
TIEPIMT (horas)	Zona A	0,12	0,04	0,33	-	-	-	<b>3,00</b>	0,12	0,04	0,31	<b>2,00</b>	
	Zona B	0,15	0,10	0,31	0,38	1,25	0,85	<b>6,00</b>	0,16	0,15	0,34	<b>4,00</b>	
	Zona C	0,75	0,95	1,48	0,35	2,37	1,28	<b>18,00</b>	0,73	0,95	1,60	<b>12,00</b>	
SAIFI (interrupções/PdE ou cliente)	MT	Zona A	0,14	0,10	0,38	-	-	-	<b>4,00</b>	0,13	0,09	0,36	<b>3,00</b>
		Zona B	0,35	0,32	0,39	0,99	2,31	1,16	<b>7,00</b>	0,38	0,41	0,43	<b>6,00</b>
		Zona C	2,46	2,97	2,65	1,10	2,34	0,99	<b>10,00</b>	2,39	2,97	2,56	<b>9,00</b>
	BT	Zona A	0,46	0,12	1,49	-	-	-	<b>4,00</b>	0,46	0,12	1,49	<b>3,00</b>
		Zona B	1,58	0,19	1,94	1,56	2,32	1,57	<b>7,00</b>	1,58	0,26	1,64	<b>6,00</b>
		Zona C	3,22	2,22	3,15	2,22	2,47	1,64	<b>10,00</b>	3,20	2,22	2,54	<b>9,00</b>
SAIDI (horas/PdE ou cliente)	MT	Zona A	0,08	0,03	0,23	-	-	-	<b>3,00</b>	0,08	0,03	0,22	<b>3,00</b>
		Zona B	0,13	0,10	0,27	0,35	1,18	0,78	<b>6,00</b>	0,14	0,14	0,29	<b>5,00</b>
		Zona C	1,17	1,39	2,16	0,41	2,70	1,52	<b>18,00</b>	1,13	1,39	2,33	<b>12,00</b>
	BT	Zona A	0,27	0,03	1,08	-	-	-	<b>6,00</b>	0,27	0,03	1,08	<b>4,00</b>
		Zona B	0,64	0,06	1,47	0,65	1,04	0,78	<b>10,00</b>	0,64	0,09	1,39	<b>8,00</b>
		Zona C	1,31	1,05	2,52	0,85	2,15	0,93	<b>22,00</b>	1,30	1,05	2,48	<b>14,00</b>

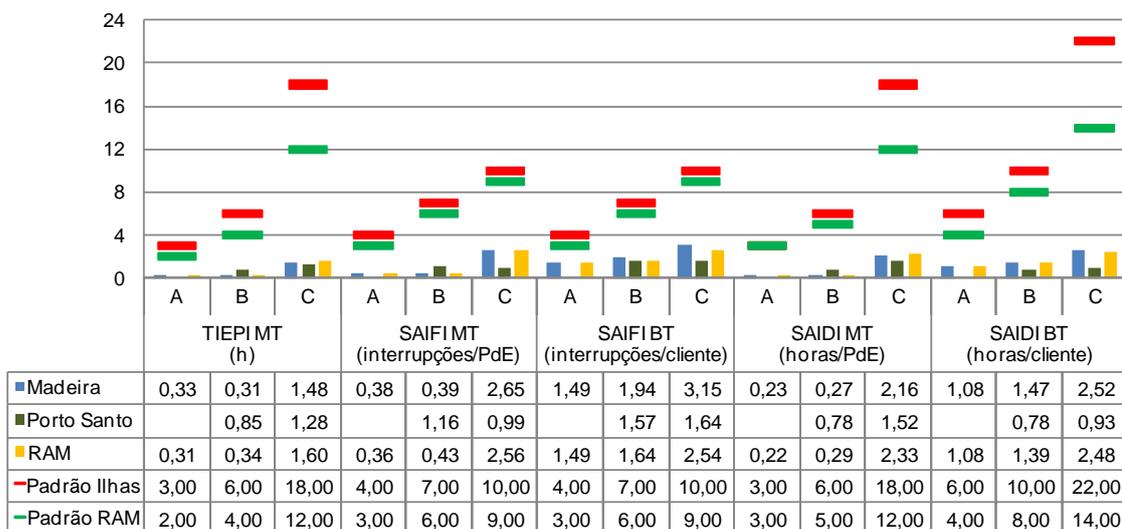
Fonte dos dados: EEM

Todos os padrões gerais foram respeitados. A Figura 2-1 apresenta os valores registados para os indicadores gerais de continuidade de serviço estabelecidos para a MT e para a BT, bem como os respectivos padrões, por zona de qualidade de serviço.

<sup>11</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.

**Figura 2-18 – Diferença entre os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT e BT e os respectivos padrões, em 2009, para a RAM**



Fonte dos dados: EEM

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.

### 2.5.1.2 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

Em cada um dos dois pontos de entrega a clientes da rede de transporte da RAM, Aeroporto e Meia Serra 2, registou-se 1 interrupção (padrão de 6) com, respectivamente, 22 e 27 minutos de duração (padrão de 120 minutos), 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 para o indicador duração total das interrupções, em ambas as ilhas. Dos 1670 PdE da rede de distribuição em MT da ilha da Madeira, 16

registaram incumprimento, todos classificados como Zona C. No caso da ilha do Porto Santo, dos 93 PdE da rede de distribuição em MT, registaram-se incumprimentos em 3, também da Zona C.

A rede de distribuição em BT também só registou incumprimentos para a duração total das interrupções. Dos 135 462 PdE desta rede na ilha da Madeira, 1249 registaram incumprimento, sendo 1189 da Zona A. No caso da ilha do Porto Santo, apenas um dos 4693 PdE registou incumprimento deste padrão.

O Quadro 2-22 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 2009.

**Quadro 2-22 – Compensações por incumprimento da duração das interrupções na RAM, em 2009**

Nível de tensão	Zona	Número de clientes		Montantes (€)		
		Abrangidos	A compensar	Compensação a clientes	Fundo de investimento	Total
MT	A	-	-	-	-	-
	B	-	-	-	-	-
	C	2	2	784	-	784
BT	A	1179	318	950	1217	2167
	B	23	23	204	16	220
	C	38	36	76	30	106
Total		1242	379	2014	1263	3277

Fonte dos dados: EEM

O valor das compensações pagas a clientes ascendeu a 2014 euros, atribuíveis ao padrão da duração total das interrupções. Este valor é bastante superior ao do ano 2008, que atingiu um montante de 632 euros. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 1263 euros.

## 2.5.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

As acções de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2009 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 1749 PT), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização. A relação entre as semanas efectivamente monitorizadas e as semanas previstas atingiu 86% na ilha da Madeira e 99% na ilha do Porto Santo, sendo os casos de incumprimento do plano de monitorização devidos à ocorrência de avarias e problemas de comunicação em alguns equipamentos. À margem do plano de monitorização, a empresa realizou 15 campanhas semanais em resposta a reclamações sobre características da tensão.

Em relação às acções de monitorização relativas à ilha da Madeira, registaram-se, respectivamente, 2 e 22 situações de incumprimento dos valores de tremulação nas redes de transporte e de distribuição em

MT que, de acordo com a empresa, se deveram a trabalhos de manutenção, a condições atmosféricas adversas e a curto-circuitos na rede resultantes de danos em cabos. Ao nível da rede de distribuição em BT da ilha da Madeira, registaram-se 22 situações de incumprimento dos valores de tremulação, devidas a más condições atmosféricas e 2 situações de incumprimento da 5.<sup>a</sup> harmónica.

Em relação aos incumprimentos resultantes das acções de monitorização relativas à ilha do Porto Santo, registaram-se 27 situações para a tremulação na rede de distribuição em BT que, segundo a empresa, decorreram do PdE em causa estar localizado junto de duas instalações industriais.

O Quadro 2-23 apresenta a distribuição da ocorrência das cavas de tensão registadas nas redes de transporte (TR) da ilha da Madeira e de distribuição em MT (MT) das ilhas da Madeira e do Porto Santo.

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

**Quadro 2-23 – Registo das cavas de tensão na RAM, em 2009**

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]	
	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT	TR	MT
[10, 20[	15	56	15	23		4		3		1		2		1
[20, 30[	2	13	3	24	1	2	2	3				1		
[30, 40[	1	10	1	18	2	8	1	2		2		2		
[40, 50[	1	9		18	1	5	1	1	1	1		1		
[50, 60[		1		13	3	2		2		3		1		
[60, 70[				1		3						2		
[70, 80[				4	1	1				3		1		
[80, 90[				2				1				2		
[90, 99[										1			1	

Fonte dos dados: EEM

Na rede de transporte da ilha da Madeira registaram-se 52 cavas, 60% com uma amplitude entre 10 e 20% da tensão nominal e uma duração inferior a 250 milissegundos. Do total de cavas, apenas 1 apresentou duração superior a 3 segundos. No que respeita às redes de distribuição em MT, foram registadas 253 cavas de tensão, 76% das quais com uma duração inferior a 250 ms. No que respeita à amplitude, 53% das cavas apresentaram valores no intervalo entre 10 e 30% da tensão nominal.

No que se refere às principais acções com vista à melhoria da monitorização da qualidade da onda de tensão, o relatório da qualidade de serviço da empresa destaca, por um lado, o upgrade do software de gestão com o objectivo de facilitar a aquisição e o tratamento de dados, assim como de permitir a integração de novos equipamentos de monitorização no sistema e, por outro lado, o processo de aquisição de novos equipamentos de monitorização com classe de precisão superior.

### 3 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 aspectos, tais como a elaboração de orçamentos, a execução de ramais de baixa tensão, a activação 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<sup>12</sup>.

Seguidamente apresenta-se o desempenho em 2009 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 2008. As entidades que não disponibilizaram informação à ERSE são representadas sem barra nos gráficos.

#### 3.1 LIGAÇÃO À REDE

A ligação à rede está a cargo do operador da rede de distribuição e envolve a elaboração do orçamento, através do qual o cliente é informado sobre o ponto de ligação e os encargos associados à ligação, e a construção dos elementos de ligação necessários.

O RQS Portugal Continental e o RQS Açores estabelecem dois indicadores gerais e respectivos padrões associados às ligações às redes: i) percentagem de orçamentos de ramais em baixa tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis; ii) percentagem de ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis. Para ambos os indicadores o padrão é de 95%.

De realçar que para o cálculo destes indicadores não são consideradas as situações em que se verifica insuficiência de rede no local<sup>13</sup>, conforme determinam o RQS Portugal Continental e o RQS Açores.

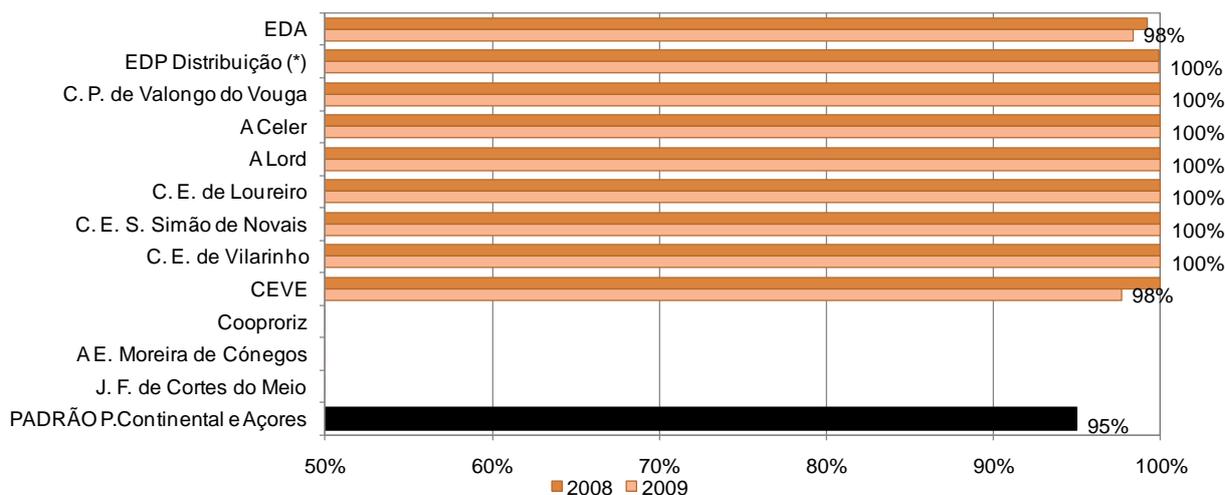
As entidades que disponibilizaram informação à ERSE cumpriram os padrões definidos, com os valores indicados na Figura 3-1 e na Figura 3-2. A grande maioria dos orçamentos elaborados e dos ramais executados são relativos à EDP Distribuição com, respectivamente, 60 096 e 34 637, seguida da EDA com 6005 e 5955. As restantes entidades registaram um número de orçamentos que variou entre os 90 (A Celer) e os 15 (C. E. de Loureiro) e de ramais executados entre os 98 (CEVE) e os 15 (C. E. de Loureiro). No total foram elaborados 66 484 orçamentos e executados 40 921 ramais.

---

<sup>12</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 actividades enquanto operador da rede.

<sup>13</sup> Nos termos do RQS, 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.

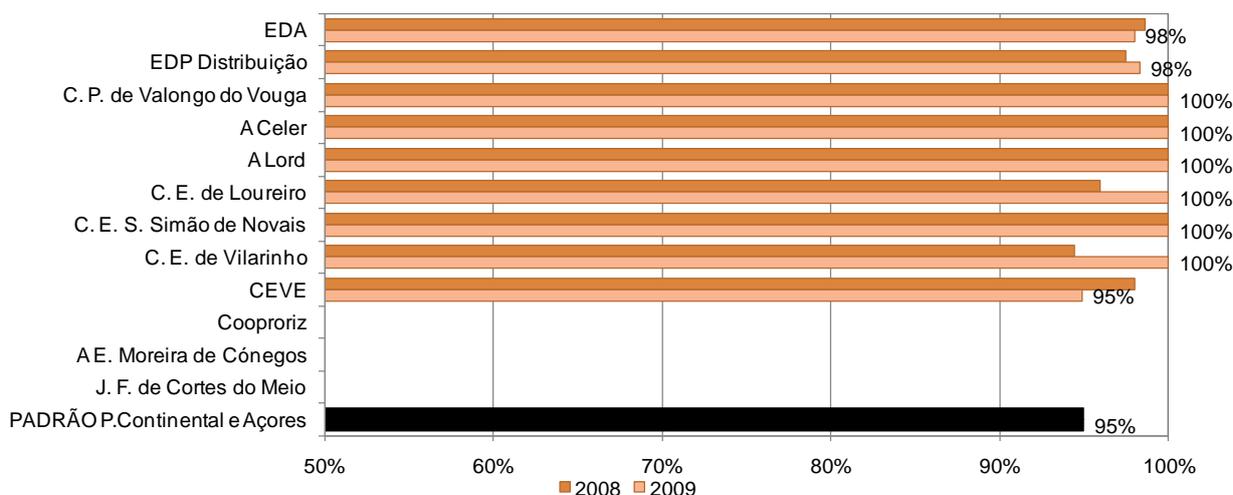
**Figura 3-1 – Orçamentos de ramais em baixa tensão elaborados até 20 dias úteis**



(\*) Informação incompleta no ano 2008

Fonte dos dados: Empresas

**Figura 3-2 – Ramais de baixa tensão executados até 20 dias úteis**



Fonte dos dados: Empresas

No que respeita ao indicador relativo à execução de ramais de BT, destaca-se a melhoria verificada no desempenho da C.E. Vilarinho e da C.E. Loureiro, face a 2008. Em sentido inverso evoluiu o desempenho da CEVE e da EDA.

### 3.2 ACTIVAÇÃO DO FORNECIMENTO DE INSTALAÇÕES DE BAIXA TENSÃO

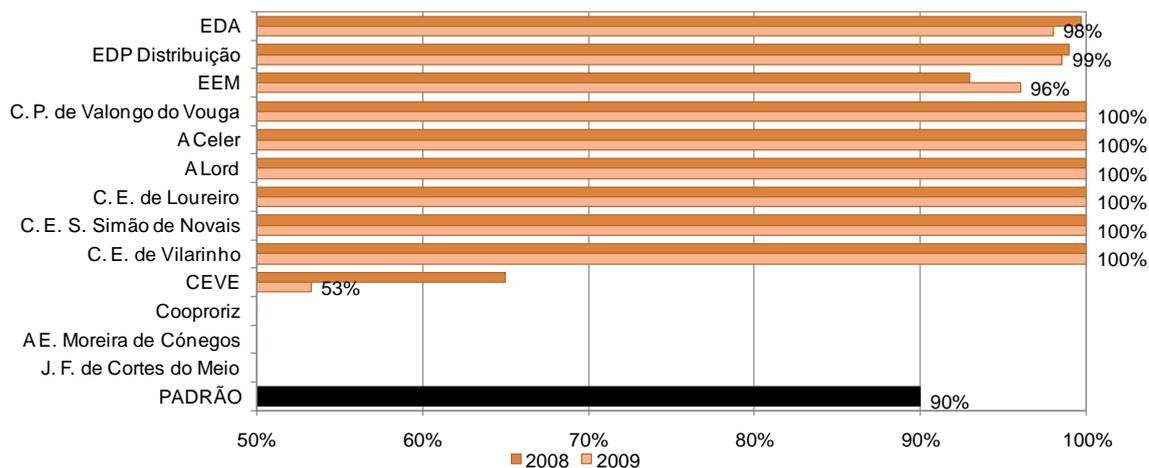
A activação do fornecimento a instalações de utilização é realizada exclusivamente pelo operador da rede de distribuição. Esta acção decorre da celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica,

considerando no seu cálculo as situações que envolvam apenas a colocação ou operação de equipamentos de corte ao nível da portinhola ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador e do disjuntor de controlo de potência.

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

Na Figura 3-3 apresenta-se o valor do indicador para todos os operadores da rede que disponibilizaram informação à ERSE. As entidades com maior número de activações de fornecimento, EDP Distribuição, EDA e EEM, efectuaram 204 408, 6005 e 4062 activações, respectivamente.

**Figura 3-3 – Activações de fornecimento em baixa tensão realizadas até dois dias úteis**



Fonte dos dados: Empresas

Com excepção da CEVE, todas as entidades que forneceram informação à ERSE cumpriram o padrão estabelecido. A CEVE apresentou um valor de 53% para este indicador, inferior ao verificado em 2008, e inferior ao padrão (90%). Para as restantes entidades, as variações de 2008 para 2009 são pouco significativas, destacando-se, todavia, a melhoria verificada na EEM.

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 ligação não é executada na data acordada por facto imputável ao cliente.

### 3.3 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 efectuados 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>14</sup>.

Em 2009, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal efectuaram, respectivamente, 32 369 e 220 642 atendimentos nos centros monitorizados<sup>15</sup>, sendo que todos os centros tiveram desempenhos acima do valor do padrão. Os operadores das redes/comercializadores exclusivamente em baixa tensão registaram no seu conjunto 26 715 atendimentos<sup>16</sup>.

A EDA não determinou os valores relativos aos centros de atendimento presencial com maior número de utentes<sup>17</sup> e respectivo indicador para o ano de 2009, por ainda não dispor de equipamentos de monitorização apropriados, os quais foram instalados no início de 2010.

A EEM efectuou 222 759 atendimentos<sup>18</sup> nos centros monitorizados<sup>19</sup>, sendo que o desempenho de todas as lojas respeitou o valor do padrão.

Os valores verificados para este indicador pelas entidades que enviaram informação à ERSE são apresentados na Figura 3-4, sendo também feita a comparação com o respectivo padrão.

---

<sup>14</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. Os RQS Açores e Madeira consideram os três centros com maior número de utentes de cada região autónoma.

<sup>15</sup> Os centros de atendimento da EDP Distribuição objecto de monitorização em 2009 foram os seguintes (apresentados por ordem decrescente do número de utentes): Amadora, Porto, Leiria, Sta. Maria da Feira, Lisboa e Gaia. Os centros monitorizados da EDP Serviço Universal foram os seguintes: Lisboa, Gaia, Porto, Amadora, Sta. Maria da Feira e Leiria.

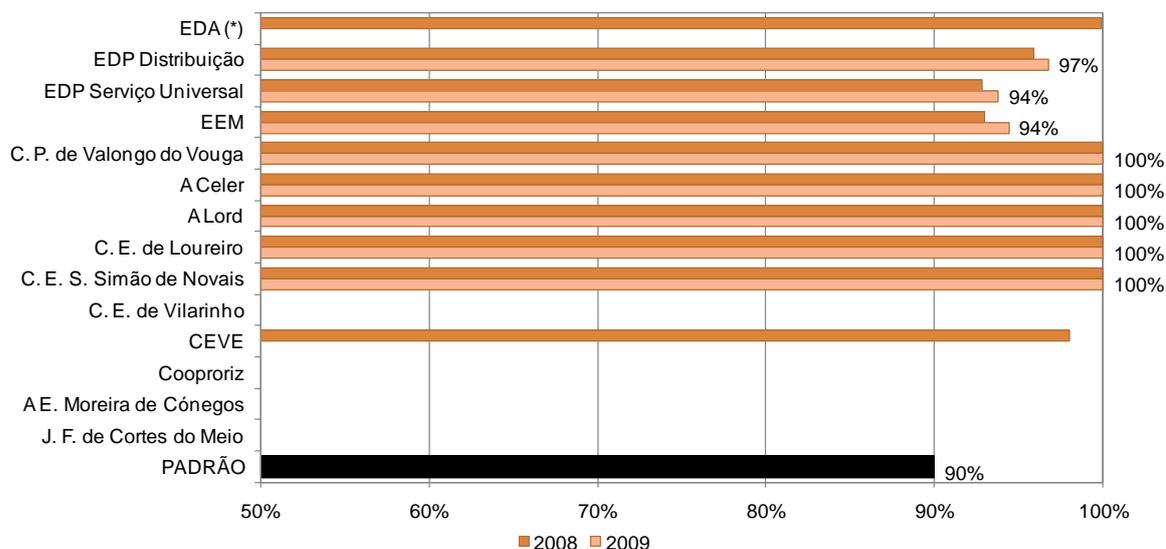
<sup>16</sup> Cada uma destas entidades dispõe de um único centro de atendimento. Não apresentaram informação as cooperativas eléctricas de Vilarinho, Moreira de Cónegos, Vale d'Este, Cooproriz e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio.

<sup>17</sup> Os centros de atendimento identificados pela EDA como tendo o maior número de utentes são a loja da Matriz de Ponta Delgada, a loja de Angra do Heroísmo e a loja da Ribeira Grande.

<sup>18</sup> O número é elevado quando comparado com outras entidades. A EEM informou que cerca de 86% dos atendimentos respeitam a actividades de cobrança de facturas e gestão de dívida.

<sup>19</sup> Os centros da EEM monitorizados em 2009 foram os seguintes: sede (Funchal), loja do cidadão, loja de Machico.

**Figura 3-4 – Atendimentos presenciais com tempo de espera até 20 minutos**



(\*) Valor obtido por amostragem não conforme com o RQS Açores

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que todas as entidades que apresentaram informação cumprem o padrão deste indicador geral. Continuam a verificar-se dificuldades de monitorização dos tempos de espera no atendimento presencial por parte de algumas entidades, o que conduziu à ausência de informação prestada à ERSE<sup>20</sup>.

Comparativamente com o ano anterior, verifica-se uma melhoria no desempenho deste indicador, por oposição a um menor número de entidades com informação disponível.

### 3.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

O atendimento telefónico é o canal de comunicação mais utilizado pelos clientes para comunicar com os seus prestadores de serviço de electricidade (operador da rede de distribuição e comercializador de último recurso).

Os operadores das redes/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.

<sup>20</sup> Para além das 3 entidades que não forneceram informações à ERSE sobre os restantes indicadores, relativamente a este indicador verificam-se ainda dificuldades de registo por parte da EDA, C.E.Vilarinho e CEVE. A EDA instalou no início de 2009 os sistemas necessários à resolução deste problema.

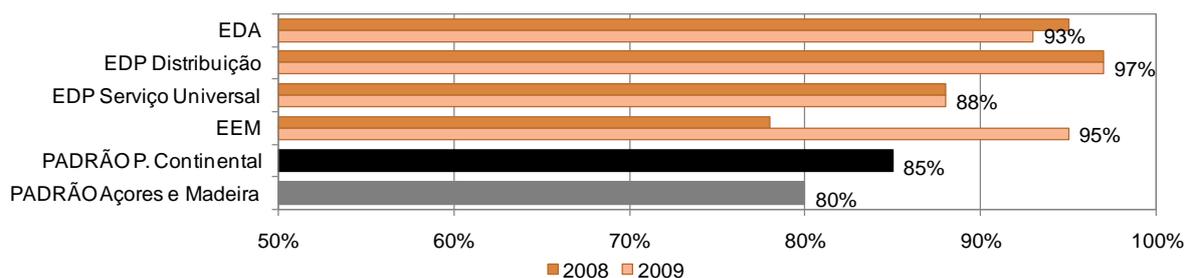
O RQS Portugal Continental estabelece um indicador geral com um padrão associado que determina que 85% das chamadas atendidas devem ter um tempo de espera inferior a 60 segundos. Os RQS Açores e Madeira consagram um indicador geral de igual natureza com um padrão de 80%.

Em 2009, a EDP Distribuição efectuou 7 059 266 atendimentos telefónicos, que incluem as comunicações de leituras. De registar que o número de chamadas aumentou cerca de 13% entre 2008 e 2009, tendência também verificada em 2008 relativamente a 2007.

A EDP Serviço Universal efectuou 2 943 834 atendimentos. No primeiro trimestre, a empresa registou um desempenho de 77,2%, valor inferior ao verificado no resto do ano. De acordo com informação prestada pela empresa, esta variação deveu-se a um número anormal de chamadas sobre a facturação da contribuição audiovisual.

Todas as entidades cumpriram o padrão deste indicador, conforme se pode observar na Figura 3-5, destacando-se uma melhoria significativa da EEM face a 2008.

**Figura 3-5 – Atendimentos telefónicos com tempo de espera até 60 segundos**



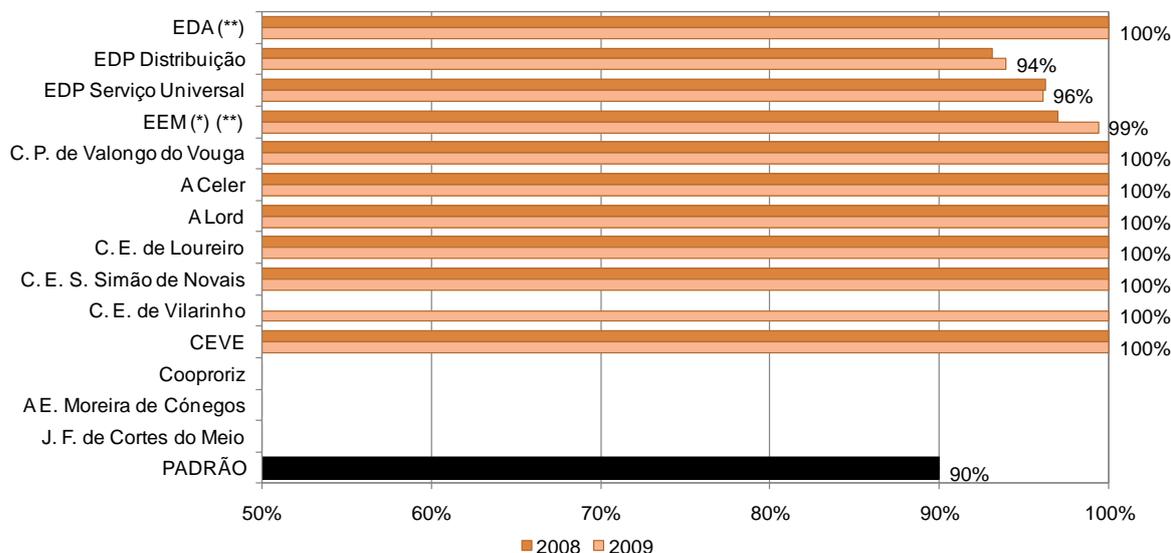
Fonte dos dados: Empresas

### 3.5 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

A regulamentação da qualidade de serviço define um indicador geral que avalia a prontidão dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso na resposta aos pedidos de informação, estabelecendo que pelo menos 90% devem ser respondidos até 15 dias úteis. De notar que os RQS Açores e Madeira consideram apenas os pedidos de informação por escrito.

A Figura 3-6 ilustra o desempenho das entidades no que respeita a este indicador em 2008 e 2009. Como se pode verificar, todas as entidades que apresentaram informação cumpriram o padrão.

**Figura 3-6 – Pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis**



(\*) Informação incompleta no ano 2008

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

Fonte dos dados: Empresas

Em 2009, o total de pedidos de informação recebidos foi de 80 207, assim distribuídos: EDP Serviço Universal - 52 122; EEM - 12 824; EDA – 9032; EDP Distribuição – 4445; as restantes entidades - 1784. Os assuntos que suscitam maior número de pedidos de informação são as leituras, as questões técnicas e a facturação e cobrança.

### 3.6 RECLAMAÇÕES

O RQS Portugal Continental 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 recepção. Nas Regiões Autónomas, o prazo de resposta é também de 15 dias úteis, aplicando-se apenas às reclamações sobre facturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de medição. Tratando-se de um indicador individual, o incumprimento do padrão confere o direito ao cliente 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 num prazo de 15 dias úteis, independentemente do assunto.

No Quadro 3-1 apresenta-se o total de reclamações respondidas, as respondidas após 15 dias úteis e o número e montante das compensações<sup>21</sup> pagas aos clientes. De notar que no caso da EDA e da EEM só são apresentadas as reclamações abrangidas pelo padrão individual.

**Quadro 3-1 – 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 (**)	190	3	0	0	(***)
EDP Distribuição	46 050	492	865	16 454	7,61
EDP Serviço Universal	31 120	315	5 234	108 722	5,36
EEM (**)	426	15	15	235	(***)
C. P. de Valongo do Vouga	33	0	0	0	n.d.
A Celer	8	0	0	0	n.d.
A Lord	27	0	0	0	6,25
C. E. de Loureiro	33	0	0	0	17,09
C. E. S. Simão de Novais	51	0	0	0	15,73
C. E. de Vilarinho	43	0	0	0	n.d.
CEVE	32	2	0	0	n.d.
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 (^)	78 013	827	6 114	125 411	n.d.

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2009

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

(\*\*\*) Na sequência da nota anterior, para que seja comparável com as restantes empresas, é necessário considerar todas as reclamações. Assim, considerando todas as reclamações, o índice reclamações respondidas por 1000 clientes atinge os seguintes valores: EDA - 13,06 e EEM - 46,12.

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal têm um numero de reclamações por mil clientes significativamente inferior às restantes entidades.

Os principais assuntos reclamados são relativos à facturação e cobrança, às características da tensão e às redes.

<sup>21</sup> Nos termos dos regulamentos, o pagamento das compensações por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço comercial deve ser efectuado na primeira factura 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.

De realçar que a EDP Serviço Universal aumentou o número de reclamações de 2008 para 2009 em 30%, aproximadamente. Este facto ficou a dever-se, segundo a empresa, a reclamações relativas à contribuição audiovisual. A EDP Distribuição também registou um aumento na ordem dos 20% que pode ser atribuído a condições climatéricas excepcionais que ocorreram, pontualmente, durante o ano de 2009.

No que respeita ao cumprimento do indicador geral, previsto nos RQS Açores e RQS Madeira, verifica-se que quer a EDA, com 100%, quer a EEM, com 97%, cumpriram o padrão estabelecido (95%). Ambas evidenciam uma melhoria no desempenho face ao ano anterior.

### **3.7 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO APÓS INTERRUPÇÕES ACIDENTAIS**

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem um indicador geral e respectivo padrão relativo à reposição de serviço 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 até um máximo de 4 horas, para 90% dos clientes, em Portugal Continental, e para 80% dos clientes, nas Regiões Autónomas.

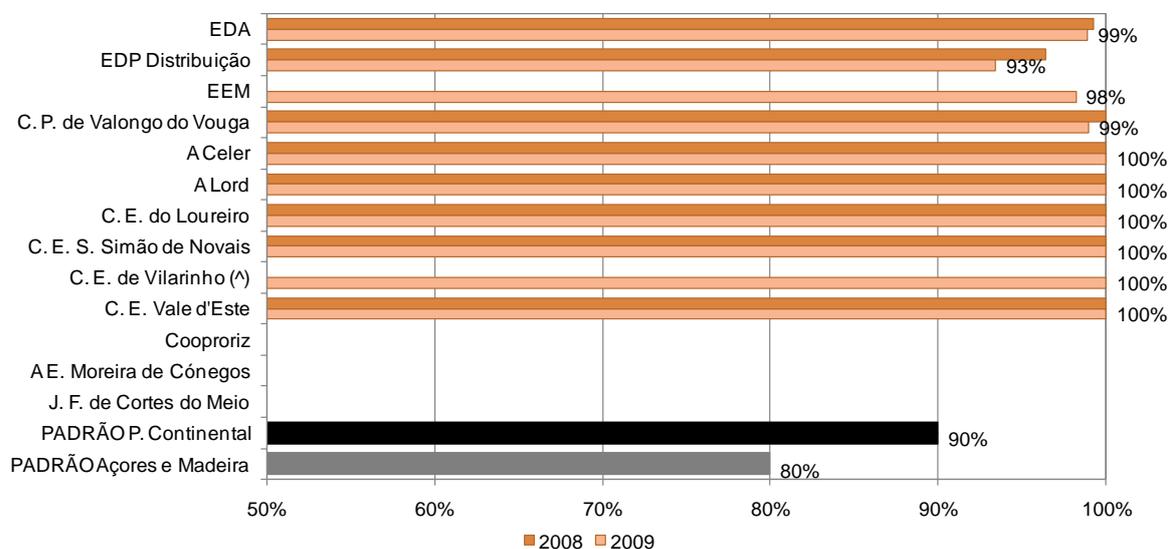
Em 2009, o número de interrupções de fornecimento acidentais foi de 22 691 437 na rede da EDP Distribuição e 5 745 nas redes dos operadores das redes exclusivamente em baixa tensão<sup>22</sup>. No mesmo ano, esse número foi de 1 761 501 e de 327 270, nas redes da RAA e da RAM, respectivamente.

Os valores verificados para este indicador pelas entidades que enviaram informação à ERSE são apresentados na figura seguinte, sendo também feita a comparação com o respectivo padrão.

---

<sup>22</sup> Não apresentaram esta informação as cooperativas eléctricas de Moreira de Cónegos e Cooproriz e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio.

**Figura 3-7 – Clientes com um tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais**



(^) Informação incompleta no ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

Verifica-se que todas as entidades que apresentaram informação cumprem o padrão do indicador geral. Comparativamente com o ano anterior, verifica-se uma melhoria na informação disponível e um maior número de entidades que cumpriram o padrão estabelecido nos regulamentos.

### 3.8 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 efectuar 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 com o cliente para a visita, o cliente tem direito a uma compensação. Da mesma forma, se o cliente 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 3-2 agrega o número de visitas efectuadas, bem como o número e 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 13% do total das visitas combinadas com a EDP Distribuição. Em contrapartida, a EDP Distribuição incumpriu o horário na visita em 0,14% das situações. As compensações pagas pelos

clientes aos operadores da rede não reflectem o número de incumprimentos dos clientes, uma vez que estas entidades optam muitas vezes por não cobrar as compensações devidas, prática que não encontra enquadramento regulamentar.

As restantes entidades informaram a ERSE que combinam com o cliente a realização da visita em hora certa, tendo apontado o facto de não estar definido um intervalo de tempo para a visita como inibidor da verificação dos incumprimentos do operador da rede e do cliente.

**Quadro 3-2 – 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	139	0	0	0	0	0	0
EDP Distribuição	778 211	1 053	1 052	19.308	100 666	1 417	25.686
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	29	0	0	0	0	0	0
A Lord	13	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
C. E. de Loureiro	8	0	0	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	17	0	0	0	n.d.	n.d.	n.d.
C. E. de Vilarinho	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0	0	0
CEVE	99	0	0	0	0	0	0
Coopriz	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 (*)	778 516	1 053	1 052	19 308	100 666	1 417	25 686

n.d. Informação não disponível

(\*) Informação incompleta no ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

### 3.9 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 eléctrica dos clientes, devem iniciar a sua reparação nos prazos máximos seguintes: i) 5 horas para os clientes de baixa tensão nas zonas tipo C; ii) 3 horas para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico eléctrico 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 afectado. No caso da causa da avaria se situar na instalação individual do cliente este deve pagar uma compensação ao operador da rede<sup>23</sup>.

O Quadro 3-3 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 Lord e a C. E. de S. Simão de Novais realizaram cobranças de compensações devidas pelos clientes.

**Quadro 3-3 – 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	Valor das compensações pagas (€)	N.º de avarias	N.º de compensações pagas pelos clientes	Valor das compensações pagas pelos clientes (€)
EDA	3 900	125	125	1.905	886	698	5.644
EDP Distribuição	162 073	4 630	5 159	94.422	37 155	16 042	164.370
EEM	1 508	10	10	150	343	343	2.573
C. P. de Valongo do Vouga	6	0	0	0	1	0	0
A Celer	76	0	0	0	76	50	1.173
A Lord	110	0	0	0	53	56	987
C. E. de Loureiro	110	0	0	0	87	0	0
C. E. S. Simão de Novais	76	0	0	0	44	24	237
C. E. de Vilarinho	36	0	0	0	33	0	0
CEVE	205	0	0	0	23	0	0
Coopriz	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 (^)	168 100	4 765	5 294	96 477	38 701	17 213	174 984

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

Conforme anteriormente explicado<sup>24</sup>, a diferença entre o número de incumprimentos do operador das redes de distribuição e o número de compensações pagas aos clientes 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. Neste caso terá havido pagamentos de compensações em 2009 cuja justificação ocorreu no final de 2008.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> Ver explicação na nota 21.

### 3.10 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 tiver sido resolvida a situação que originou a interrupção e efectuados os pagamentos devidos, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia eléctrica 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 3-4 apresenta-se o número de restabelecimentos efectuados após interrupção por facto imputável ao cliente, bem como o número de situações em que o restabelecimento foi efectuado fora dos prazos regulamentares previstos e o número e montante de compensações pagas aos clientes.

**Quadro 3-4 – 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	7 644	0	0	0
EDP Distribuição	290 268	4 194	4 194	77 874
EEM	3 427	3	3	45
C. P. de Valongo do Vouga	26	0	0	0
A Celer	27	0	0	0
A Lord	53	0	0	0
C. E. de Loureiro	3	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	48	0	0	0
C. E. de Vilarinho	49	0	0	0
CEVE	93	0	0	0
Coopriz	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>301 638</b>	<b>4 197</b>	<b>4 197</b>	<b>77 919</b>

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

Apesar da percentagem de incumprimentos ser baixa (1,4%), verifica-se um aumento relativamente a 2008, com reflexo no número e valor de compensações pagas.

### 3.11 LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Em Portugal Continental, a leitura dos equipamentos de medição aos clientes em BTN 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 seja superior a 6 meses. Para o cálculo do indicador consideram-se exclusivamente as situações em que o acesso ao equipamento possa ser efectuado a partir de locais públicos.

No caso das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, encontra-se estabelecido um indicador geral que mede 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 3-5 apresenta-se o número total de leituras efectuadas pelo operador de rede e pelos clientes e o número de situações em que um contador esteve mais de 6 meses sem leitura, bem como o número de compensações e respectivo valor pago aos clientes por incumprimento deste padrão individual.

**Quadro 3-5 – 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	28 019 243	1 888	1 731	31.602
C. P. de Valongo do Vouga	24 392	0	0	0
A Celer	49 817	0	0	0
A Lord	17 226	0	0	0
C. E. de Loureiro	25 092	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	39 354	0	0	0
C. E. de Vilarinho	14 165	0	0	0
CEVE	93 868	0	0	0
Coopriz	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 (^)	28 283 157	1 888	1 731	31 602

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2009

Fonte dos dados: Empresas

Relativamente a 2008, verifica-se um aumento do número de leituras e um número de incumprimentos inferior, o que corresponde a uma evolução favorável desta dimensão da qualidade de serviço.

No que respeita ao indicador geral relativo à leitura dos equipamentos de medição, aplicável nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, verifica-se que ambas as empresas, EDA e EEM, além de cumprirem o padrão (98%), melhoraram o seu desempenho face ao ano anterior.

### **3.12 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 2009, foram registados 111 958 pedidos de mudança de comercializador, com uma evolução trimestral sempre positiva. Face a 2008 foi registado um aumento de 25 427 pedidos de mudança de comercializador. O tempo médio de mudança de comercializador foi de 2 dias úteis. Este valor não tem sofrido alterações significativas desde 2007 e pode ser considerado excelente quando comparado com os tempos médios registados noutros países europeus.

### **3.13 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS**

A regulamentação da qualidade de serviço prevê que os operadores das redes de distribuição mantenham um registo actualizado 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 efectuar o registo através do seu comercializador. O Quadro 3-6 apresenta os valores registados no final do ano de 2009.

Quadro 3-6 – Clientes com necessidades especiais no final de 2009

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	109	3	n.a.	29	2
EDP Distribuição	184	12	0	56	324
EDP Serviço Universal	180	12	0	56	309
EEM	2	0	n.a.	2	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 (^) (**)	295	15	0	87	326

n.a. Não aplicável

n.d. Informação não disponível

(^) Informação incompleta no ano 2009

(\*\*) O registo do operador da rede de distribuição inclui o número de clientes com necessidades especiais registados através dos comercializadores e comercializadores de último recurso

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, protecção 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 eléctrica.

Tal como para os clientes com necessidades especiais, o registo dos clientes prioritários deve ser efectuado junto do operador da rede de distribuição, sendo a iniciativa de registo do cliente. Em 2009 estavam registados 14 clientes prioritários, sendo que 10 correspondem a instalações hospitalares ou equiparadas, 3 a bombeiros e 1 a forças de segurança.

### 3.14 SÍNTESE DOS INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

O Quadro 3-7 apresenta uma síntese relativa aos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial. São apresentados os padrões dos indicadores de acordo com o RQS aplicável e os valores dos indicadores registados em 2009 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 excepção da CEVE, cujo desempenho está abaixo do padrão no indicador relativo à activação de fornecimento a instalações em baixa tensão. A EDA, 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 Eléctrica de Moreira de Cónegos e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio não forneceram informação à ERSE.

O Quadro 3-8 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 respectivo 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.

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. Da parte dos clientes, o incumprimento mais comum está relacionado com o não cumprimento, por parte do cliente, do horário acordado para uma visita combinada à instalação do cliente.

Quadro 3-7 – 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%	98%	100%	n.a.	n.a.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98%	n.d.	n.d.	n.d.
Ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95%	n.a.	95%	98%	98%	n.a.	n.a.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	95%	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%	98%	99%	n.a.	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	53%	n.d.	n.d.	n.d.
Atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	90%	90%	90%	n.d.	97%	94%	94%	100%	100%	100%	100%	100%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	85%	80%	80%	93%	97%	88%	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%	94%	96%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	92%	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%	99%	93%	n.a.	98%	99%	100%	100%	100%	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	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	95%	95%	95%	100%	n.a.	n.a.	97%	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.	98%	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.

 Cumpriu

 Não cumpriu

 Informação não disponível ou incompleta

Fonte dos dados: Empresas

Quadro 3-8 – 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 Viarinho	CEVE	Cooprtriz	A E. Moreira de Cónegos	J. F. de Cortes do Meio
Visitas combinadas a instalações dos clientes	Incumprimentos da empresa		0	1 053	n.a.		0	0	0	0	0		0			
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	1 052	n.a.		0	0	0	0	0		0			
		Montante	0 €	19 308 €	n.a.		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €		0 €			
	Incumprimentos dos clientes		0	100 666	n.a.		0	0	0	0	0		0			
Compensações pagas pelos clientes	Número	0	1 417	n.a.		0	0	0	0	0		0				
	Montante	0 €	25 686 €	n.a.		0 €	0 €	0 €	0 €	0 €		0 €				
Avarias na alimentação individual dos clientes	Incumprimentos da empresa		125	4 630	n.a.	10	0	0	0	0	0	0				
	Compensações pagas pela empresa	Número	125	5 159	n.a.	10	0	0	0	0	0	0	0			
		Montante	1 905 €	94 422 €	n.a.	150 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €			
	Incumprimentos dos clientes		886	37 155	n.a.	343	1	76	53	87	44	33	23			
Compensações pagas pelos clientes	Número	698	16 042	n.a.	343	0	50	56	0	24	0	0				
	Montante	5 644 €	164 370 €	n.a.	2 573 €	0 €	1 173 €	987 €	0 €	237 €	0 €	0 €				
Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	Incumprimentos da empresa		0	4 194	n.a.	3	0	0	0	0	0	0				
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	4 194	n.a.	3	0	0	0	0	0	0	0			
Montante		0 €	77 874 €	n.a.	45 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €				
Leitura dos equipamentos de medição	Incumprimentos da empresa		n.a.	1 888	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0	0				
	Compensações pagas pela empresa	Número	n.a.	1 731	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0	0	0			
Montante		n.a.	31 602 €	n.a.	n.a.	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €				
Reclamações (**)	Incumprimentos da empresa		2	492	315	15	0	0	0	0	0	2				
	Compensações pagas pela empresa	Número	0	865	5 234	15	0	0	0	0	0	0	0			
Montante		0 €	16 454 €	108 722 €	235 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €				

Legenda:

n.a. Não aplicável.

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



## **4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ERSE**

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

O Quadro 4-1 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 respectivo relatório da qualidade de serviço informação ou referência ao aspecto em análise mas essa informação se encontra incompleta.

Os distribuidores de energia eléctrica exclusivamente em BT não enviaram à ERSE os respectivos relatórios.

Os relatórios encontram-se disponíveis nas respectivas páginas da internet das empresas.

Quanto às situações sinalizadas a amarelo, espera-se que as acções mais relevantes realizadas para melhoria da qualidade de serviço sejam apresentadas com descrição dos objectivos concretos relativos à melhoria da qualidade de serviço, para além da listagem ou referência aos investimentos que estão a ser realizados, com foi efectuado pela EDA e REN. Por outro lado, a descrição dos incidentes mais significativos da REN revelou-se insuficiente no que se refere à sua descrição qualitativa. No mínimo, espera-se que seja claramente identificada a sua causa, o que não acontece no incidente de 5 de Agosto de 2009.

Quanto às questões de qualidade de serviço comercial, a EDA durante o ano de 2009 não monitorizou os tempos de espera no atendimento presencial, por ainda não ter instalado os equipamentos necessários, instalação que veio a ocorrer no início de 2010. 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 considera boa prática que esta discriminação seja também estendida à totalidade das reclamações recebidas, tal como apresentado pela EEM no seu relatório.

Quadro 4-1 – Relatórios da qualidade de serviço das empresas do sector eléctrico, 2009

Cumprimento das disposições dos RQS relativos aos relatórios da qualidade de serviço	REN	Empresas do Sector Eléctrico															
		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		
Entrega à ERSE																	
<b>Conteúdo</b>																	
Indicadores gerais de continuidade de serviço				n.a.													
Indicadores gerais de qualidade comercial	n.a.																
Resultados das acções 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 reverteram 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 acções 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 2009 não estavam em aplicação planos de melhoria

Cumpriu

Não cumpriu

Não avaliado

Informação incompleta

## 4.2 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 respectivos resultados ser enviados à ERSE no mês seguinte ao da sua conclusão. A realização destas auditorias é uma actividade indispensável para assegurar um elevado nível de confiança e credibilidade da informação disponibilizada pelas empresas reguladas neste domínio.

Durante o ano de 2009, deveriam ter sido realizadas auditorias por parte da EEM, da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal.

### 4.2.1 AUDITORIAS EEM

A EEM não tem realizado as auditorias estabelecidas regulamentarmente, encontrando-se em situação de incumprimento desde 2008.

### 4.2.2 ACOMPANHAMENTO DAS AUDITORIAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO À EDP DISTRIBUIÇÃO E À EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Em 2009 decorreram as auditorias que estavam previstas aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, bem como às metodologias e critérios utilizados por estas empresas no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço. As auditorias foram realizadas pela empresa auditora Deloitte & Associados, SROC, S.A..

Tendo em consideração a avaliação realizada aos relatórios das anteriores auditorias promovidas pela EDP Distribuição e EDP Serviço Universal, a ERSE considerou necessário introduzir melhorias no processo e, com esse objectivo, propôs-se acompanhar todas as fases das auditorias realizadas pela EDP Distribuição e pela EDP Serviço Universal em 2009, o que foi aceite pelas empresas.

A preparação das auditorias teve o seu início em Julho de 2008 com a realização de apresentações à ERSE dos sistemas de recolha, registo e tratamento de informação de qualidade de serviço por parte da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal. A ERSE participou na elaboração do caderno de encargos, na selecção da entidade auditora, nas reuniões de progresso das auditorias e efectuou comentários aos relatórios de auditoria.

Nas auditorias foram identificadas algumas situações de deficiências e lacunas para as quais a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal apresentaram um plano de implementação das acções correctivas que se prevê estar concluído até ao final de 2010.

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

Em 2009 foi analisado o desempenho da rede de distribuição em MT de Portugal Continental relativo a 2008, em termos de Energia Não Distribuída (END). Em 2008, o valor de END traduziu-se num valor nulo no incentivo, não tendo impacto nos proveitos permitidos da actividade de distribuição de energia eléctrica em MT em 2010.

### **4.4 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE**

O artigo 113.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objectivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

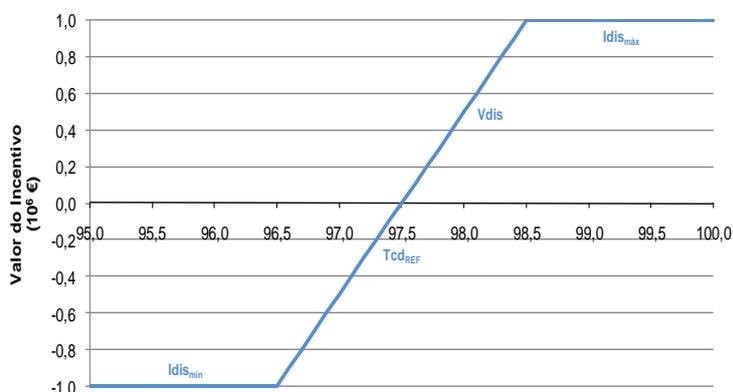
Em 2009 a ERSE publicou o referido mecanismo e os respectivos parâmetros para o período regulatório 2009-2011.

Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ( $Td_{cl}$ ) e dos transformadores de potência ( $Td_{tp}$ ), através do parâmetro  $\alpha$ , de acordo com a seguinte expressão:

Para cada ano, o valor do incentivo corresponde à valorização da diferença entre a taxa combinada de disponibilidade de referência ( $Tcd_{REF}$ ) e a disponibilidade efectiva da RNT. Caso a disponibilidade efectiva da RNT seja superior a  $Tcd_{REF}$ , o incentivo traduz-se num prémio, caso contrário, o incentivo traduz-se numa penalidade. O valor do incentivo é limitado, quer no prémio ( $Idis_{máx}$ ) quer na penalidade ( $Idis_{mín}$ ) e simétrico relativamente ao valor de  $Tcd_{REF}$ .

Na Figura 4-1 encontra-se representado o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT com identificação dos parâmetros que o definem bem como os valores dos parâmetros fixados para o período regulatório 2009-2011.

**Figura 4-1 – Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respectivos valores dos parâmetros para 2009-2011**



$$|Idismín| = |Idismáx| = 1\ 000\ 000\ \text{euros}$$

$$TcdREF = 97,5\%$$

$$Vdis = 1\ 000\ 000\ \text{euros}$$

$$\alpha = 0,75$$

#### 4.5 ACTIVIDADES DO CEER

Durante o ano de 2009, a ERSE esteve activamente envolvida nas actividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço do sector eléctrico do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER - Council of European Energy Regulators), CEER EQS TF, com a participação de alguns dos seus colaboradores e com responsabilidade pela coordenação deste grupo de trabalho.

As actividades desenvolvidas em 2009 centralizaram-se na divulgação do “4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008”, publicado em 2008, bem como na cooperação com o CENELEC e a EURELECTRIC. Neste âmbito, destaca-se a participação activa do CEER EQS TF na revisão da Norma Europeia EN 50160, da CENELEC, sobre qualidade da onda de tensão e o workshop “Voltage Quality Monitoring”, organizado em conjunto com a EURELECTRIC, em Novembro de 2009, em Bruxelas, no qual participaram operadores das redes, reguladores e outros especialistas nesta matéria.