

Relatório de Qualidade de Serviço 2011



distribuição

Grupo EDP

EDP Distribuição

Maio 2012

EDP Distribuição – Energia, S.A.
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
www.edpdistribuicao.pt

Este relatório foi escrito ao abrigo do novo Acordo Ortográfico

Errata ao Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição de 2011

Página	Nota	Onde se lê	Deve ler-se
69	2ª coluna / 3ª linha 2ª coluna / 7ª linha	21% 48%	6% 33%
79	1ª coluna / 18ª linha 2ª coluna / 1ª e 17ª linha 2ª coluna / 2ª e 18ª linha 2ª coluna / 8ª linha Tabela 5.22	21% 85 119 48% 85 119 14 116 37	6% 25 35 33% 25 35 6 35 21
80	1ª coluna / 2ª linha 1ª coluna / 11ª linha	14 (11,8%) 37(31%)	6 21
81	1ª coluna / 4ª linha	37(31,1%)	21
86	1ª coluna / 11ª linha	21%	6%
8 (Anexo 3)	Quadro Resumo da Análise das Monitorizações da QEE em Modo Permanente em 2011	85 119 14 116 37	25 35 6 35 21

Quadro-Resumo da Análise das Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2011 em Modo Permanente													
Nº de Monit. Efect e N.º Barr com NC				Perturbações em Reg. Transitório		Perturbações em Regime Permanente							
						U < 0,01 Un		Parâm. fora dos limites					
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit	Nº Barr (MT) c/NC	Cavas		Int Serv		Uef	Distorção Harm	Flic/Trem	Udes	F	Observ
				Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT						
2011	25*	35	6	35	3894	21	84		3	11			

* Nº total de SE AT/MT com equipamento fixo de monitorização da QEE em 31 de Dezembro de 2011

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
1. INTRODUÇÃO	7
2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	8
2.1. Ativos de rede	8
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais	10
3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES	11
3.1 Clientes empresariais.....	11
3.1.1 Metodologia utilizada.....	11
3.1.2 Principais conclusões.....	11
3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica.....	12
3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia.....	14
3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes.....	15
3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição.....	17
3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes.....	18
3.2 Clientes residenciais.....	18
3.2.1 Metodologia utilizada.....	18
3.2.2 Principais conclusões.....	19
3.2.3 Indicadores globais de satisfação	19
3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica.....	21
3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes	21
3.2.6 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes	22
3.2.7 Avaliação dos diferentes pontos de contacto	22

4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL	24
4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço	24
4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes.....	24
4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial	24
4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço.....	25
4.3.2. Indicadores Individuais	29
4.4. Clientes com necessidades especiais.....	33
4.5. Clientes prioritários.....	34
4.6. Ações mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial	34
5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO	36
5.2. Rede AT	36
5.2.1. Interrupções na rede AT	36
5.2.2. Interrupções relevantes na Rede AT	39
5.2.3. Rede de AT – Conclusões.....	39
5.3. Rede MT	40
5.3.1. Interrupções na Rede MT	40
5.3.2. Indicadores MT	44
5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT	45
5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C	48
5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC's e distritos	49
5.3.3. Rede de MT – Conclusões.....	57
5.4. Rede BT	58
5.4.1. Interrupções na rede BT	58
5.4.2. Indicadores BT	60
5.4.2.1 Evolução dos indicadores BT	60
5.4.2.2 Evolução dos indicadores BT por zonas A, B e C	61
5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC's e distritos.....	61

5.4.3. Rede de BT – Conclusões	65
5.5. Cumprimento do RQS	65
5.5.1. Qualidade geral MT	65
5.5.2. Qualidade geral BT.....	66
5.6. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço	67
5.7. Qualidade da onda de tensão	69
5.7.1. Definição e Critérios das Ações de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica	69
5.7.2. Medições da QEE em 2011	70
5.7.3 Monitorizações da QEE de periodicidade trimestral	72
5.7.3.1 Breve destaque da QEE observada em 2011.....	72
5.7.3.1.1 Não Conformidades em barramentos de MT.....	72
5.7.3.1.2 Interrupções de serviço em barramentos de MT (situação em que $U < 0,01 U_n$)	73
5.7.3.1.3 Cavas de tensão em barramentos de MT	73
5.7.3.1.4 Não Conformidades em Postos de Transformação (lado BT).....	75
5.7.3.1.5 Cavas de tensão em postos de transformação (PTD).....	76
5.7.3.1.6 Interrupções de serviço em PTD.....	78
5.7.3.1.7. Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2009-2011	78
5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente	79
5.7.4.1 Breve apreciação das ações de monitorização da QEE – Modo permanente	79
5.7.4.2 Cavas de tensão em barramentos MT	80
5.7.4.3. Interrupções de serviço	81
5.7.5. Ações de correção e mitigação das não conformidades detetadas	81
5.7.5.1. Em barramentos MT	82
5.7.5.2. Em PTD.....	82

5.7.6. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE.....	83
5.7.7. Conclusões	85
5.8. Ações relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	86
Anexos	89
Anexo 1 – Indicadores gerais de continuidade do serviço	
Anexo 2 – Direções de rede e clientes	
Anexo 3 – Qualidade da energia elétrica	
Anexo 4 – Definições e Siglas	

1. INTRODUÇÃO

Neste relatório caracteriza-se a qualidade de serviço da EDP Distribuição nas vertentes comercial e técnica, no ano de 2011, nos termos do estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) do Setor Elétrico Nacional (SEN).

São de referir os níveis de qualidade alcançados nos serviços prestados aos clientes, o que se traduz, nomeadamente, nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que continuaram a exceder os padrões fixados regulamentarmente.

Em 2011, registou-se uma melhoria significativa dos indicadores de continuidade de serviço, face a anos anteriores, o que para além da ausência de condições meteorológicas extraordinárias de registo evidencia uma melhoria do desempenho e do comportamento das redes de AT, MT e de BT.

A qualidade de serviço técnica, medida pelo indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada da rede de Média Tensão (TIEPI

MT), registou um valor de 75 minutos. Se forem consideradas apenas as interrupções de serviço resultantes de causas próprias o valor observado foi de 56 minutos, significativamente inferior ao correspondente valor registado em 2010 (91 minutos).

Durante o ano de 2011, a Empresa prosseguiu com a recolha de dados no âmbito da monitorização da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) em conformidade com o disposto no RQS. Os resultados obtidos permitem concluir que a EDP Distribuição continua a garantir elevados padrões no fornecimento de energia aos seus clientes.

Em 2011, é de referir o esforço que a Empresa teve que canalizar no sentido de repor ativos e ultrapassar as situações de interrupção do fornecimento de energia elétrica a clientes, sequente ao aumento dos furtos de cobre na rede de distribuição, fundamentalmente na rede de baixa tensão.

2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2011, as instalações e os equipamentos em serviço,

na rede da EDP Distribuição, eram os indicados na Tabela 2.1.

	2010	2011	Variação Δ 11/10
Subestações ⁽¹⁾			
Nº de subestações	404	411	1,7%
Nº de transformadores	712	721	1,3%
Potência instalada (MVA)	16 538	16 809	1,6%
Linhas (incluindo ramais, em km)	82 455	83 256	1,0%
Aéreas	66 431	66 725	0,4%
AT (60/130/150 kV)	8 485	8 592	1,3%
MT (6/10/15/30 kV)	57 945	58 133	0,3%
Cabos subterrâneos	16 024	16 531	3,2%
AT (60/130/150 kV)	496	522	5,2%
MT (6/10/15/30 kV)	15 527	16 009	3,1%
Postos de Transformação			
Unidades	63 223	64 458	2,0%
Potência instalada (MVA)	19 040	19 417	2,0%
Redes BT (km) ⁽²⁾	137 864	139 371	1,1%
Aéreas	105 751	106 744	0,9%
Subterrâneas	32 113	32 627	1,6%
Contadores (unidades) ⁽³⁾	6 380 843	6 369 849	-0,2%
AT e MT	26 761	26 914	0,6%
BTN e BTE	6 354 082	6 342 935	-0,2%

Tabela 2.1 – Ativos de rede da EDP Distribuição

(1) Inclui subestações MAT e MT/MT

(2) Inclui Rede IP Subterrânea (da ARGL) e Rede IP Aérea (da ARGL)

(3) AT inclui MAT e BTN inclui IP

No final do ano de 2011 existiam 16 809 MVA instalados em 411 subestações, o que corresponde a um crescimento de potência instalada de 1,6% em relação ao ano de 2010. Os postos de

transformação de distribuição eram no final do ano 64 458 com uma potência instalada de 19 417 MVA, correspondendo a um crescimento de 2%.

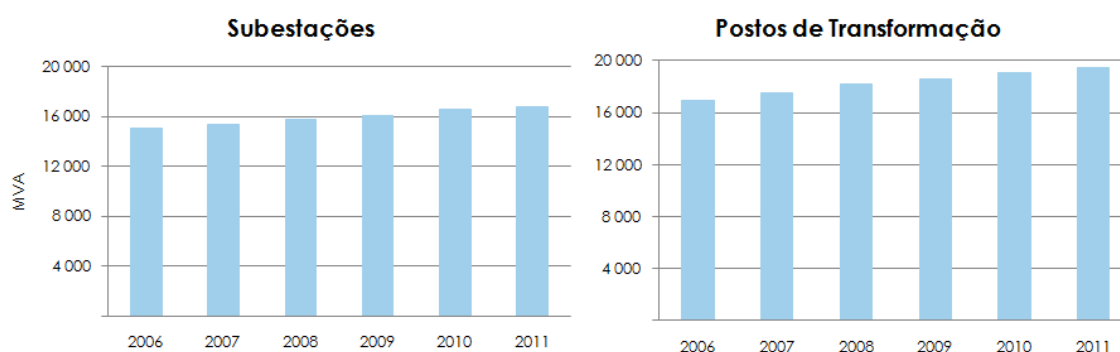


Gráfico 2.1 – Potência Instalada por Subestação e PT

A rede de alta tensão tinha, no final de 2011, uma extensão de 9 114 km, sendo 8 592 km de rede aérea (94%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração, respetivamente,

74 142 km e 139 371 km de rede, sendo que o peso da rede aérea no total da rede de MT era de 78%, enquanto no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.

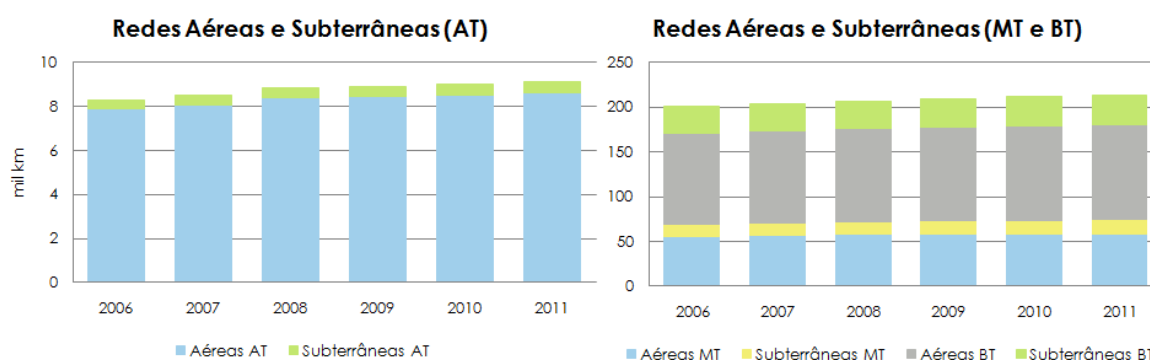


Gráfico 2.2 – Redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em termos gerais verifica-se um crescimento global da rede na ordem de 1% relativamente a 2010. Importa ainda salientar o crescimento da rede subterrânea AT e MT comparativamente à

rede aérea, que reflete a estratégia que tem vindo a ser seguida pela EDP Distribuição de reduzir o impacto ambiental das instalações elétricas.

De referir que 2011 foi um marco importante no Projeto InovGrid uma vez que foi concluída a instalação da EDP Box em mais de 32 mil clientes, dos quais 30 mil na Inovcity Évora.

2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,1 milhões de utilizadores das suas redes. Em termos de estrutura, os consumidores de baixa tensão representavam 99,6% do número total de consumidores de eletricidade e 51,5% do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

No início do ano, a Empresa estava organizada, em termos territoriais, em seis Direções de Rede e Clientes (Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa, Sul) e 25 Áreas de Operacionais. Em anexo (Anexo 2) apresenta-se a distribuição do número de clientes (mercado livre e mercado regulado) e respetivos consumos anuais por cliente final (“BT” e “Outros Níveis de Tensão”) em cada Direção de Rede e Clientes (DRC).

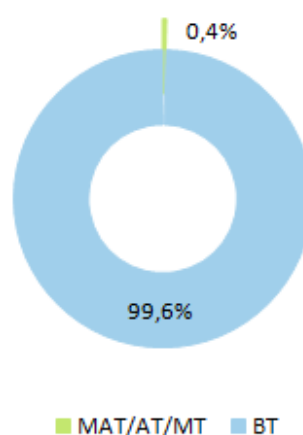


Gráfico 2.3 – Número de Utilizadores

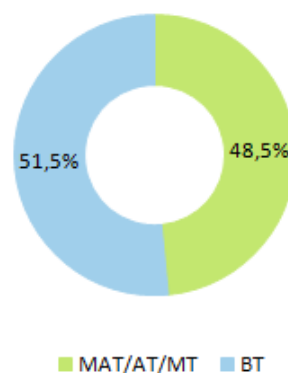


Gráfico 2.4 – Energia Entregue

O RQS estabelece para Portugal continental três tipos de zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associadas padrões de Qualidade de Serviço. O Artigo 8.º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades ⁽¹⁾. Cerca de 53% dos utilizadores da rede estão em Zonas A (22%) e B (31%).

⁽¹⁾

Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 mil clientes;

Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2,5 e 25 mil;

Zona C: restantes localidades.

3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2011 a EDP Distribuição continuou a monitorizar o grau de satisfação dos seus clientes com o objetivo de analisar a evolução da satisfação com a qualidade da energia elétrica e com o serviço prestado.

3.1 Clientes empresariais

3.1.1 Metodologia utilizada

O estudo de satisfação de clientes empresariais (MAT/AT, MT E BTE) foi realizado pela empresa de estudos de mercado Marktest, em parceria com a Empresa, com recurso a um questionário estruturado, enviado por correio eletrónico, a uma amostra aleatória, representativa do universo de clientes empresariais da EDP Distribuição (foram excluídos da análise os clientes com contratos referentes a instalações do Grupo EDP). A recolha da informação foi realizada via Internet através de um *software* da exclusiva responsabilidade da Marktest. Foram feitas 956 entrevistas correspondendo a uma amostra aleatória definida por quotas, proporcional ao universo em termos da variável nível de tensão (MAT, AT, MT e BTE). Com um

intervalo de confiança de 95%, os resultados foram projetados para o universo com um erro amostral em torno da média de $\pm 3\%$. Foi realizado um controlo de qualidade, tendo sido validada a consistência das respostas durante o processo de recolha de informação, uma vez que o *software* utilizado permite de imediato uma validação lógica.

Na análise foi feita uma estratificação dos clientes por nível de tensão e região (por zona de atuação das Direções de Rede e Clientes da EDP Distribuição: Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa e Sul).

3.1.2 Principais conclusões

A avaliação dos três macro indicadores de satisfação dos clientes da EDP Distribuição tem vindo a melhorar desde 2009². (“Fornecimento de energia elétrica” de 5,1 para 5,9 pontos; “Atendimento” de 5,2 para 5,8 pontos e

² Foi introduzida uma alteração nas escalas de avaliação por forma a ser possível estabelecer comparações com inquéritos de anos anteriores. Assim, a anterior escala de 1 a 10 foi alterada para uma escala de 0 a 10.

“Satisfação Global com a EDP Distribuição” de 5,0 para 5,8 pontos.

Os clientes do segmento MAT/AT foram os que apresentaram maiores níveis de satisfação, enquanto os clientes de MT evidenciaram menores níveis de satisfação. Numa análise regional dos dados foi verificado que globalmente os clientes mais satisfeitos são os das Direções de Rede e Clientes de Lisboa, Norte e Porto, sendo os da Direção de Rede e Clientes Tejo os menos satisfeitos.

Para este estudo foram utilizados vários indicadores de forma a classificar a qualidade do serviço prestado. Assim, os indicadores que apresentaram maiores níveis de satisfação foram: “Facilidade em contactar a Empresa”, “Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia” e “Resolução de problemas técnicos”. Quanto aos indicadores que apresentaram

menores níveis de satisfação, destaca-se o relativo a “Informação prestada durante as interrupções”.

Cerca de 25% dos clientes inquiridos referiu ter tido problemas no último ano, relacionados sobretudo com a “Quantidade e duração de interrupções acidentais” ou “Oscilações de tensão”.

Foi referido pelos clientes empresariais que a “Linha Telefónica” é o meio preferencial para a apresentação dos seus problemas à Empresa.

3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Os índices de satisfação dos clientes empresariais com o fornecimento de energia elétrica subiram relativamente a 2009 e a 2010, situando-se o nível médio de satisfação em 5,9.

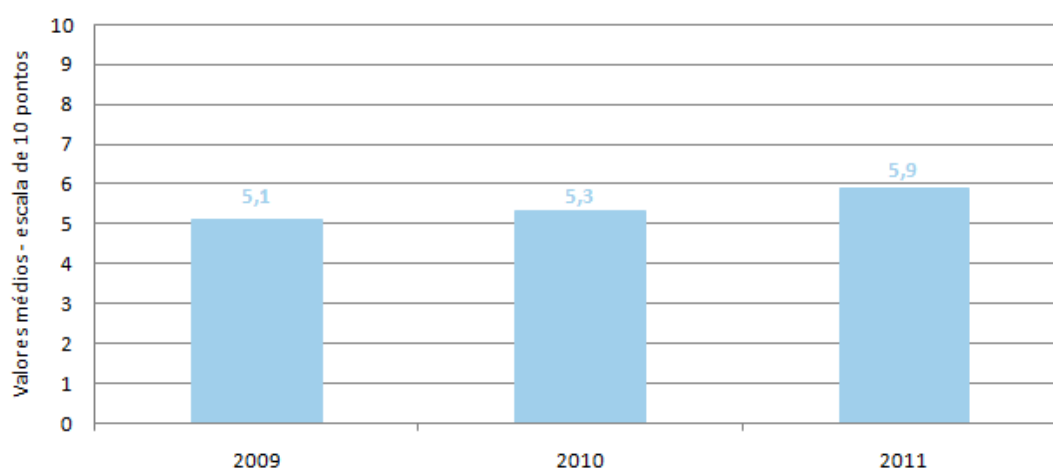


Gráfico 3.1 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Numa análise segmentada por nível de tensão verificou-se que a satisfação média melhorou em 2011 face aos níveis registados em 2009 e em 2010 em todos os níveis de tensão. Os clientes de MAT/AT foram os mais satisfeitos com o

fornecimento de energia elétrica, sendo que o nível de satisfação subiu de 6,4 para 6,7 pontos. Os clientes MT registaram menor nível de satisfação, mas com um índice superior aos 5 pontos.

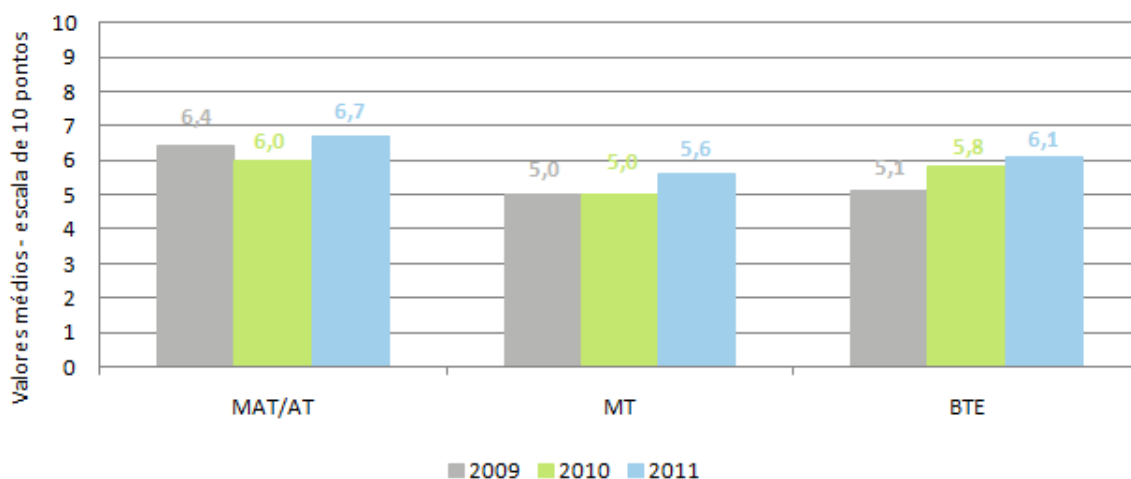


Gráfico 3.2 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por nível de tensão

Em termos de segmentação regional e à semelhança dos resultados obtidos em 2010, os clientes das regiões de Lisboa e Porto apresentaram níveis de satisfação mais elevados sendo a região

Tejo a que apresentou um nível de satisfação mais baixo, mas superior aos 5 pontos.

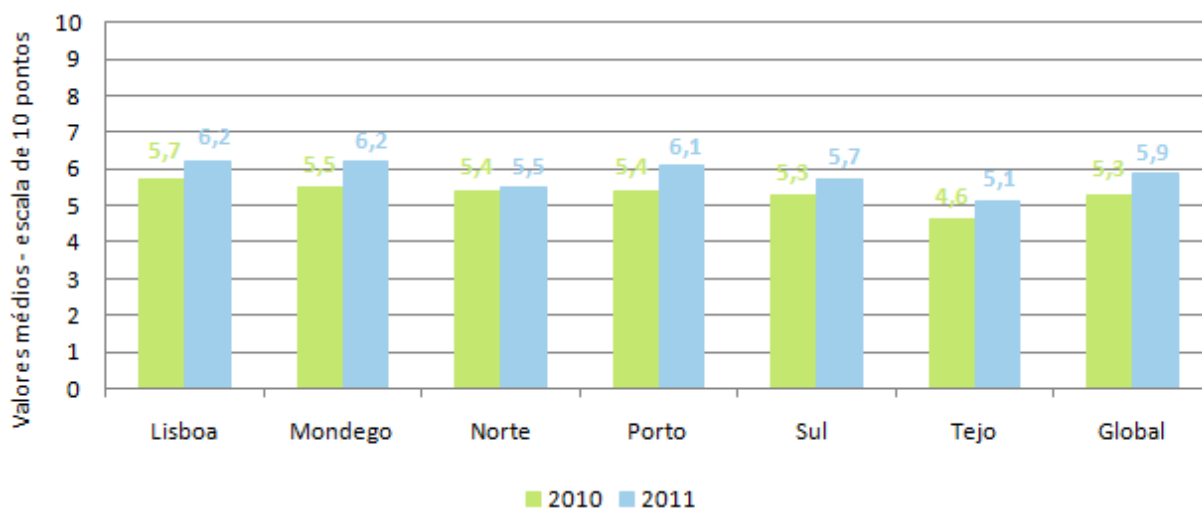


Gráfico 3.3 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por Direção de Rede e Clientes

3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia

“Facilidade em contactar a empresa”, “Informação disponibilizada no Sítio da EDP Distribuição”, “Continuidade no fornecimento” e “Resolução de problemas técnicos” estão entre os atributos com maior impacto na satisfação com o fornecimento de energia elétrica e

foram os atributos melhor avaliados pelos clientes. “Tempo para atribuição de ligação/expansão/religação”, “Qualidade da energia fornecida” e “Informação prestada durante as interrupções” são também indicadores importantes para a satisfação e registaram menores níveis de satisfação, embora melhores do que os valores registados em 2010.

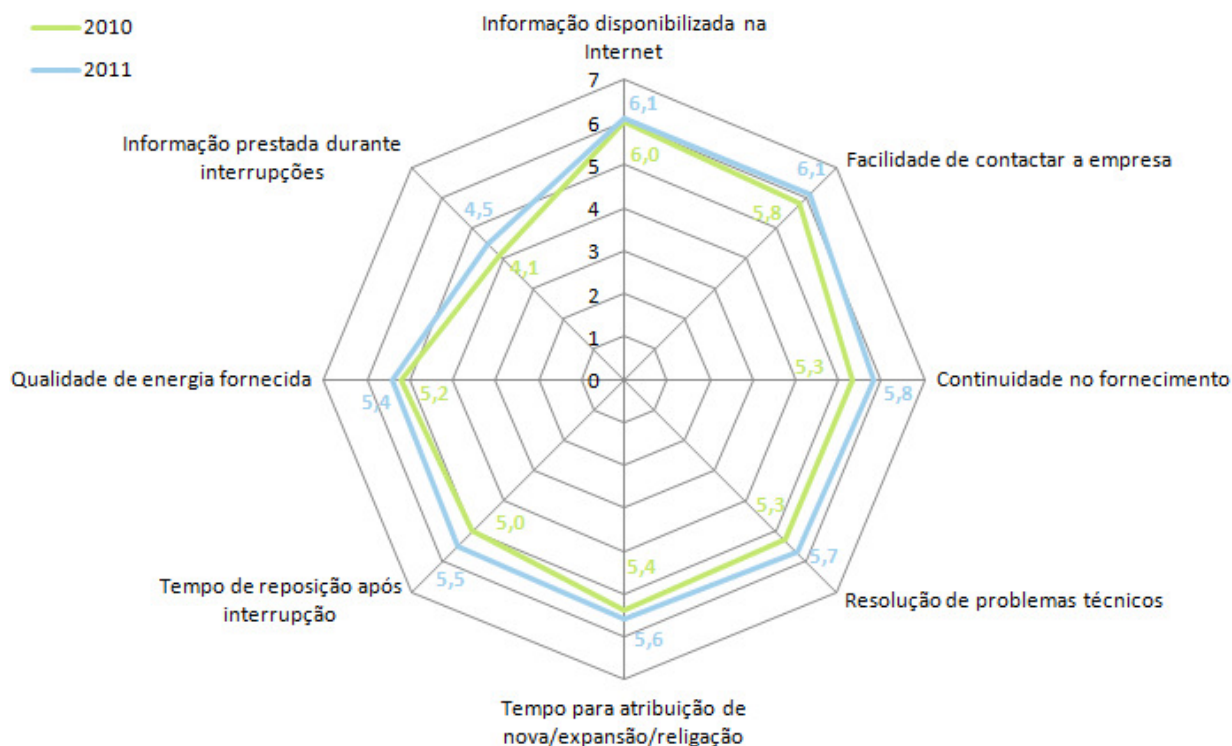


Gráfico 3.4 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica (escala de 0 a 10 pontos)

Numa análise segmentada dos clientes por nível de tensão, é de registar que os clientes de MAT/AT foram os mais satisfeitos e que os clientes de MT

apresentaram em geral menores níveis de satisfação.

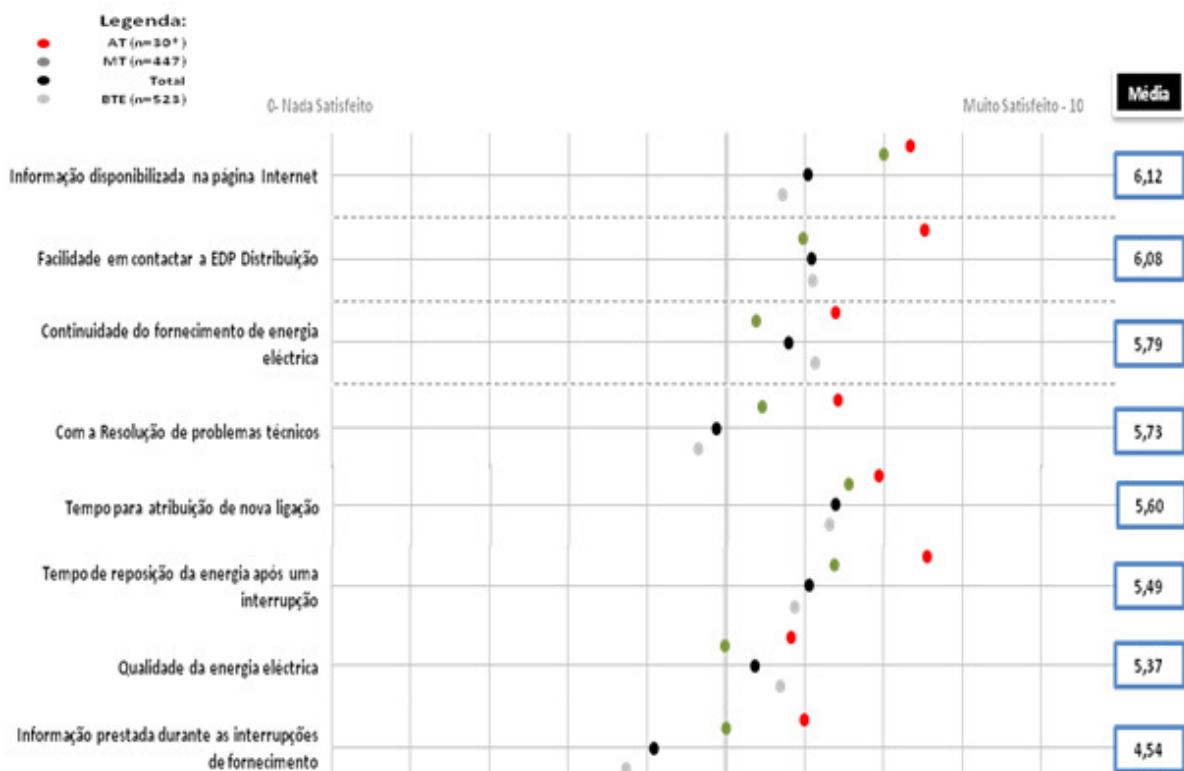


Gráfico 3.5 – Análise segmentada dos clientes por nível de tensão

3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes

Atendimento prestado pela EDP Distribuição, situando-se o nível médio de satisfação próximo dos 6 pontos.

Em 2011, os clientes empresariais declaram estar mais satisfeitos com o

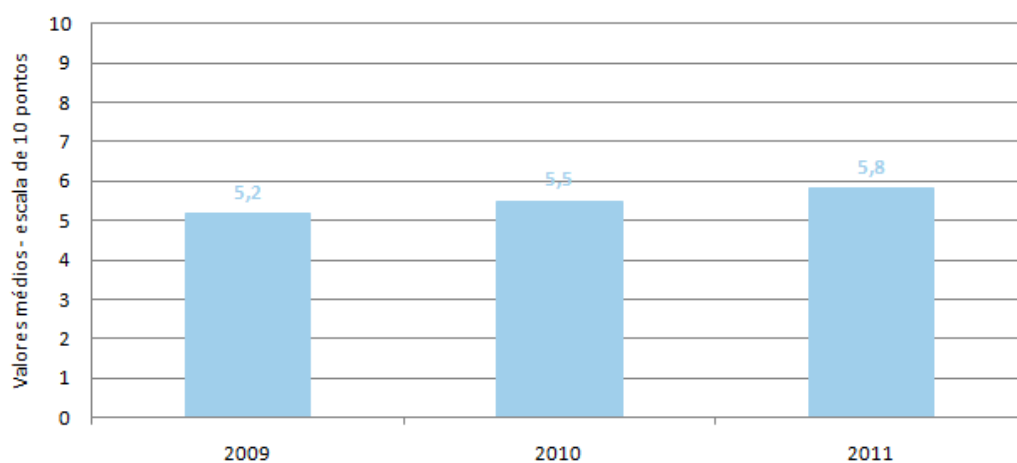


Gráfico 3.6 – Satisfação com Atendimento

Numa análise por nível de tensão verificou-se um aumento do nível médio de satisfação em todos os segmentos, em

particular junto dos clientes de MT e BTE. De registar que o nível de satisfação dos clientes empresariais de média tensão tem

vindo a aumentar desde 2009, situando-se nos 5,6 pontos em 2011. Os clientes de MAT/AT continuaram a ser os mais

satisfeitos, nomeadamente em termos de Atendimento (6,7, pontos).

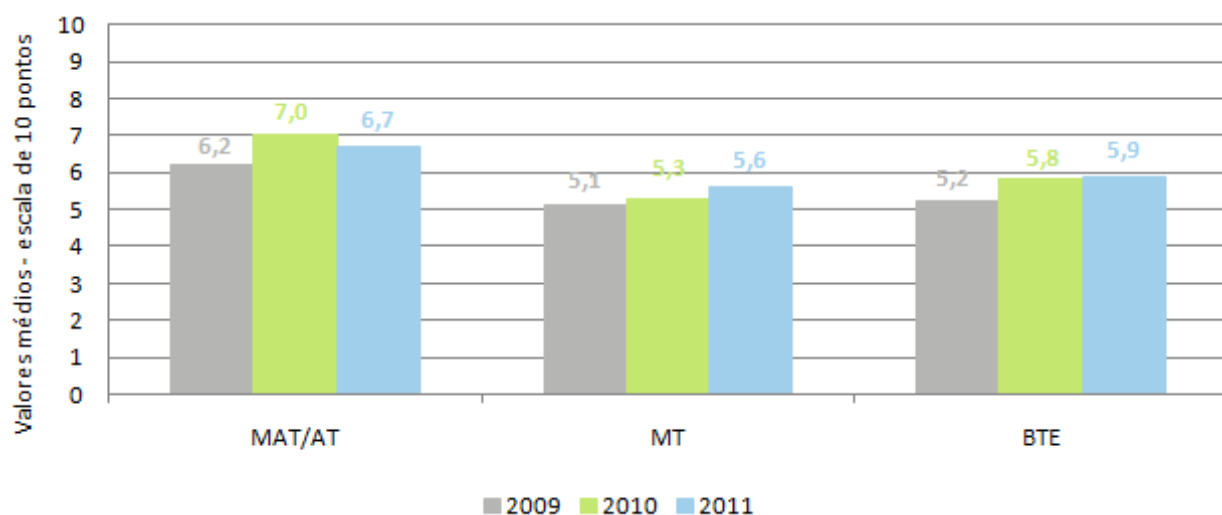


Gráfico 3.7 – Satisfação com o Atendimento, segmentação por nível de tensão

Em 2011, e em termos regionais, os clientes das Direções de Redes Norte e Porto foram os mais satisfeitos com o atendimento prestado pela EDP Distribuição. Face a 2010, verificou-se uma

ligeira descida nos níveis de a satisfação dos clientes da Direção de Rede e Clientes Mondego. Os clientes da Direção de Rede e Clientes Tejo continuaram a ser os que apresentaram menor nível de satisfação.

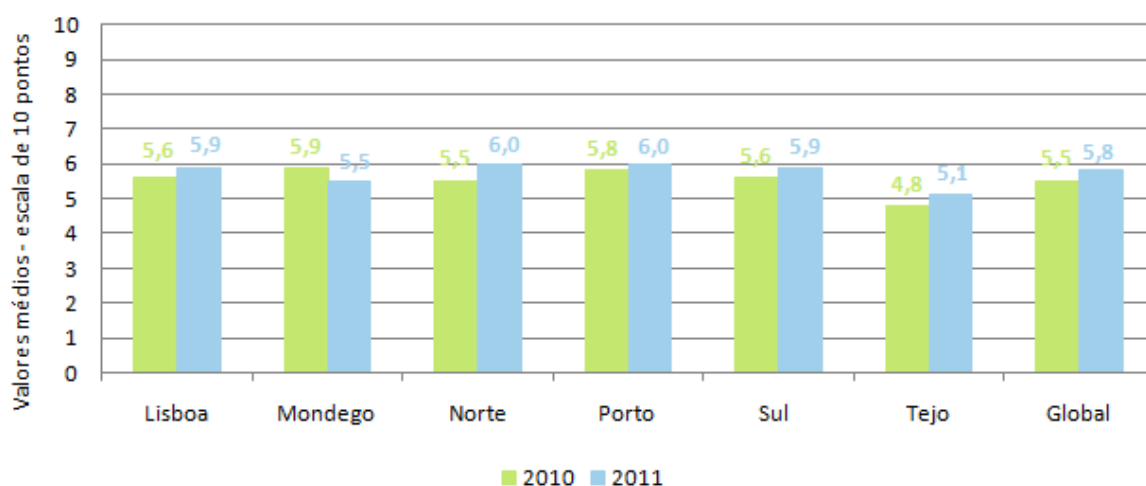


Gráfico 3.8 – Satisfação com o atendimento, segmentação por Direção de Rede e Clientes

3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição

A satisfação global dos clientes empresariais tem vindo a melhorar desde 2009, situando-se em 2011, nos 5,8 pontos. Os clientes MAT/AT foram os mais

satisfeitos com a atuação da EDP Distribuição, (6,8 pontos) os de MT e BTE registaram níveis de satisfação um pouco mais baixos (5,6 e 5,9 pontos, respetivamente).

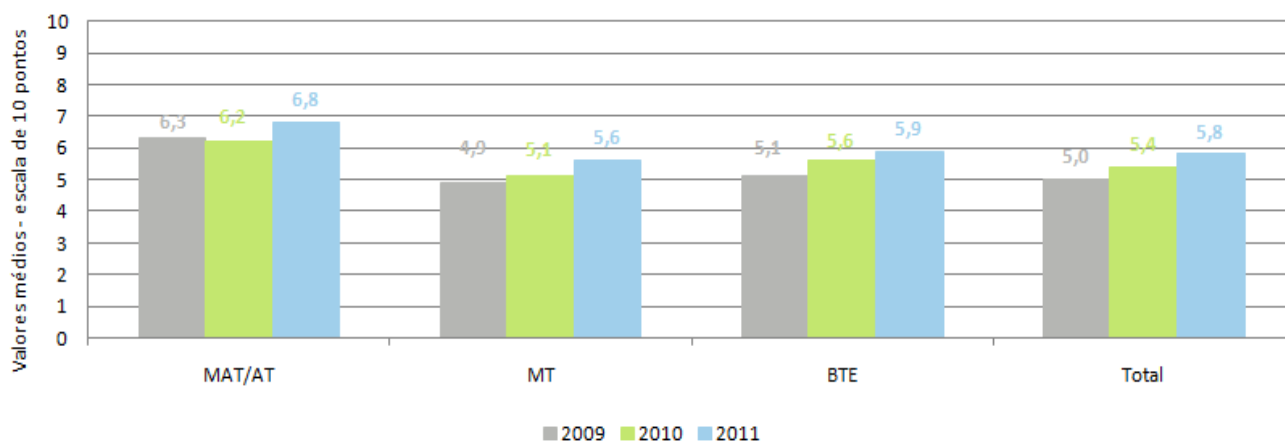


Gráfico 3.9 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por nível de tensão

Em termos de segmentação regional, os clientes das Direções de Rede e Clientes Lisboa, Porto e Norte foram os

mais satisfeitos e os da Direção de Rede e Clientes Tejo os menos satisfeitos.

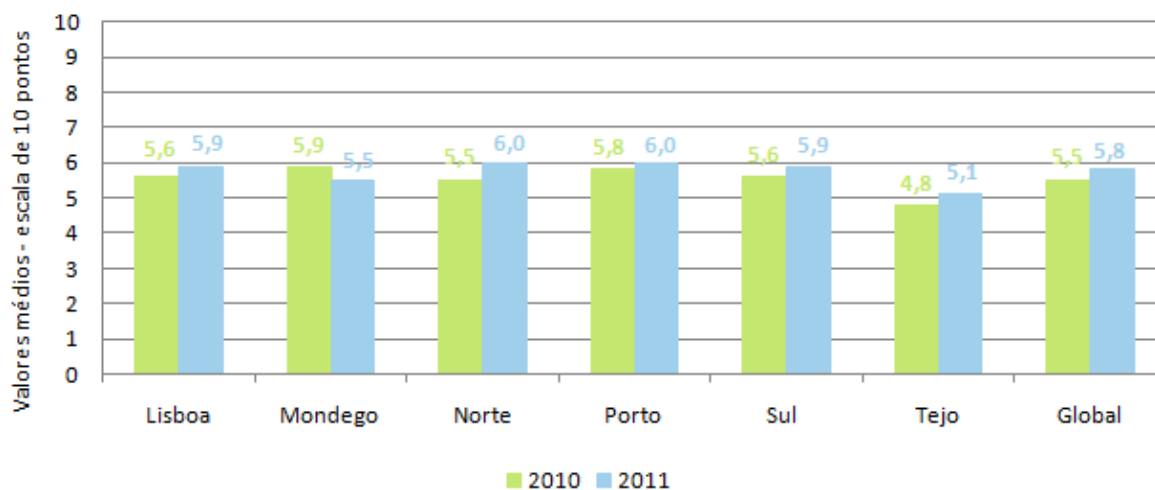


Gráfico 3.10 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por Direção de Rede e Clientes

3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes

Em 2011, 1 em cada 5 clientes afirmou ter tido dúvidas/problemas no ano anterior. As principais dúvidas/problemas que os clientes empresariais da Empresa referem prenderam-se com questões técnicas da rede (oscilações de tensão; quantidade e duração das interrupções acidentais e resolução problemas técnicos).

A linha telefónica foi o meio utilizado por mais de 60% dos inquiridos e o preferido de 35% deles. O Gestor de Cliente foi o contacto com a Empresa utilizado por 29% dos clientes. O correio eletrónico, carta ou fax, e o sítio de Internet foram os restantes meios de comunicação com maior utilização, com especial destaque para o correio eletrónico.

3.2 Clientes residenciais

3.2.1 Metodologia utilizada

Em 2011, a empresa de estudos de mercado Gfk Metris realizou a monitorização da satisfação dos clientes residenciais da EDP Distribuição. A informação foi recolhida através de entrevista direta e pessoal, com base num questionário elaborado em parceria e aprovado pela Empresa.

O universo de estudo foi o dos indivíduos com 18 ou mais anos de idade, residentes em Portugal Continental, responsáveis pelos assuntos ligados com o fornecimento de energia elétrica.

A monitorização da satisfação dos clientes foi feita com base numa amostra onde os respondentes foram selecionados através do método de quotas, utilizando uma matriz que cruzou as variáveis Dimensão do Agregado, Número de pessoas com atividade económica, Região e Habitat/Dimensão dos agregados populacionais. O cruzamento destas variáveis garantiu uma distribuição proporcional da amostra em relação à população portuguesa em geral (projeções feitas pela Gfk Metris com base no censos à população). A partir de uma matriz inicial de Região e Habitat, foi selecionado aleatoriamente um número significativo de pontos de amostragem, para a realização das entrevistas, através da aplicação das mencionadas quotas. Em cada localidade, embora não existindo a aplicação do método de *'random route'*, existiram instruções que obrigaram o entrevistador a distribuir as entrevistas por toda a localidade.

Foi realizado um controlo de qualidade, respeitando-se as seguintes etapas:

- Verificação do correto ajustamento entre os objetivos do projeto e o questionário;
- Formação prévia dos entrevistadores;
- Distribuição das entrevistas por diversos entrevistadores, como forma de evitar que uma percentagem significativa das mesmas fosse feita somente por um ou dois entrevistadores;
- Revisão imediata das respostas obtidas, com o objetivo de detetar eventuais erros de preenchimento ou ausência de informação. Caso a caso, foi feita uma avaliação dos procedimentos a adotar, que passaram por um novo contacto com o inquirido (obtenção da informação em falta) ou anulação da entrevista;
- Realização da supervisão de cerca de 20% do trabalho de cada entrevistador através de um novo contacto direto ou telefónico com o entrevistado;
- Codificação dos questionários e realização de testes de consistência e articulação da informação obtida;
- Gravação dos questionários em suporte informático e validação do respetivo ficheiro.

Caracterização da Amostra de 2010		
Região GfK Metris	Entrevistas	Legenda
Norte Litoral	959	
Grande Porto	645	
Interior	683	
Centro Litoral	818	
Grande Lisboa	1317	
Alentejo	239	
Algarve	191	
Total	4852	

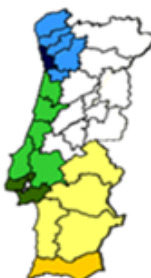


Gráfico 3.11 – Caracterização da amostra de 2011

3.2.2 Principais conclusões

3.2.3 Indicadores globais de satisfação

Em 2011 todos os macro indicadores de satisfação dos clientes residenciais de eletricidade melhoram

(gráfico 3.12). A satisfação global sobe para 7,1 pontos. O Fornecimento de energia elétrica continua a ser o melhor indicador em termos de satisfação, passou de 7,1 em 2010 para 7,5 pontos em 2011. Quanto ao Atendimento, o nível médio passou de 6,9 para 7,3 pontos.

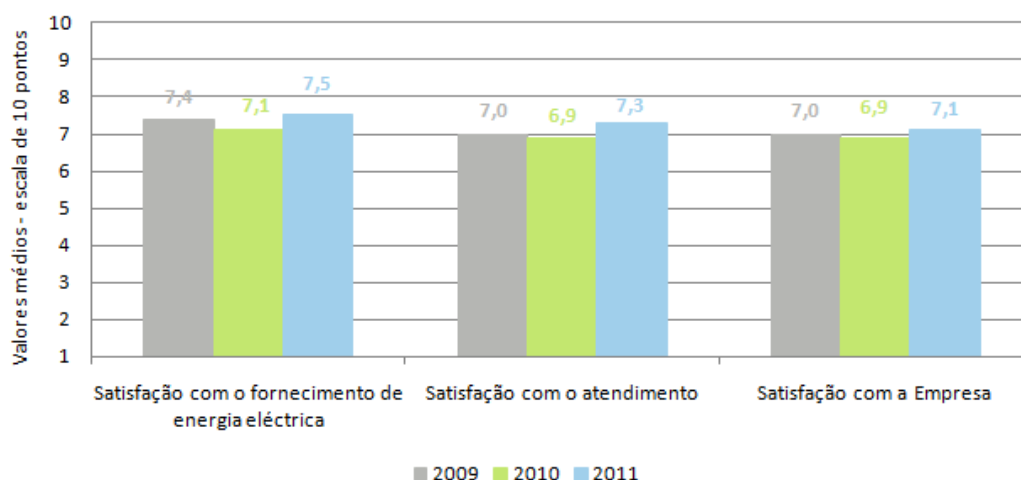


Gráfico 3.12 – Indicadores globais de satisfação do cliente

Em termos regionais verifica-se que os clientes residentes no Grande Porto, e na Grande Lisboa são os mais

satisfeitos e os da região do Alentejo os menos satisfeitos.



Gráfico 3.13 – Indicadores de satisfação por região

3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica

Os indicadores relacionados com a distribuição de energia elétrica melhoraram relativamente a 2010 e registaram bons níveis de satisfação. A continuidade e a Qualidade no fornecimento de energia elétrica

foram, à semelhança do que aconteceu em 2009 e 2010, os aspetos com melhor avaliação – níveis médios de satisfação próximos dos 8 pontos; “Informação prestada durante as interrupções de fornecimento” é o item com menor avaliação, embora apresente melhorias face a 2010.

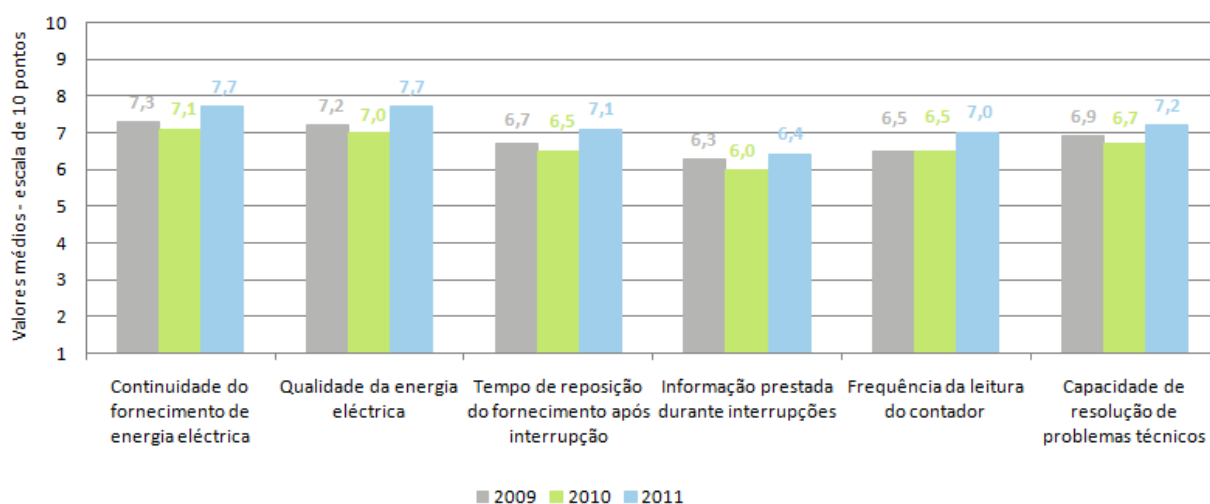


Gráfico 3.14 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica

3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes

Em 2011, melhorou a avaliação em todos os atributos relacionados com o atendimento prestado ao cliente, que se situou, na generalidade das situações,

acima dos 7 pontos, numa escala de 0 a 10. Foram considerados pontos fortes do Atendimento a “Facilidade em contactar a empresa”, e a “Cortesia e Competência dos colaboradores/operadores”.

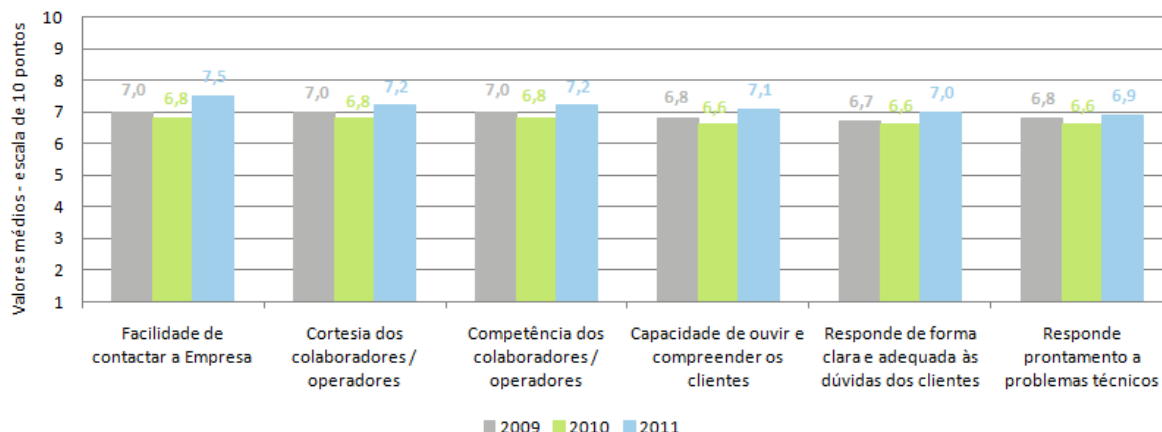


Gráfico 3.15 – Atributos ligados com o atendimento

3.2.6 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes

Em 2011 os clientes da EDP Distribuição manifestaram estar satisfeitos com os aspetos relativos à sua relação com

a Empresa, em particular com a criação de soluções inovadoras e com os conselhos para que os clientes possam poupar no consumo de eletricidade.

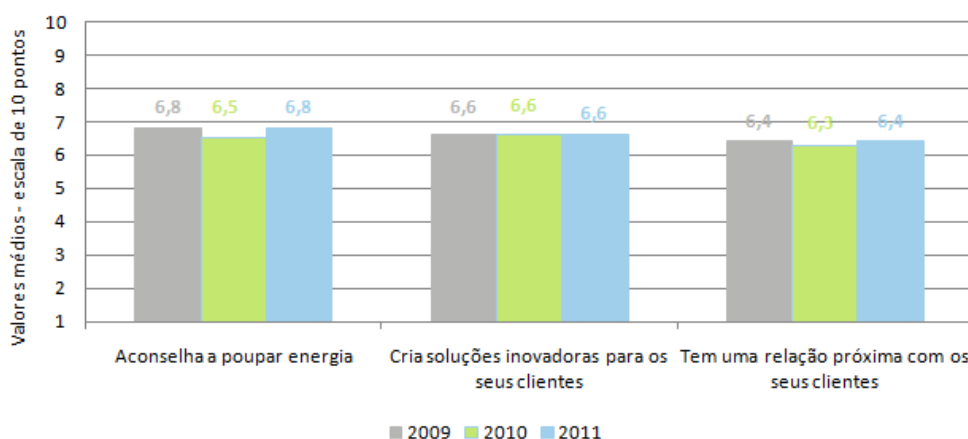


Gráfico 3.16 – Atributos relativos à relação da Empresa com os seus clientes

3.2.7 Avaliação dos diferentes pontos de contacto

Os canais de contacto da EDP Distribuição mantiveram, em 2011, elevados níveis de satisfação por parte dos clientes residenciais. De destacar o nível de satisfação global com a Visita do Técnico ao

Local de Consumo que continuou a registar níveis elevados de satisfação (próximo dos 9 pontos). O nível de satisfação registado em relação à Linha para Comunicação de Avarias passou de 7,0 pontos em 2010 para 7,5 pontos em 2011.

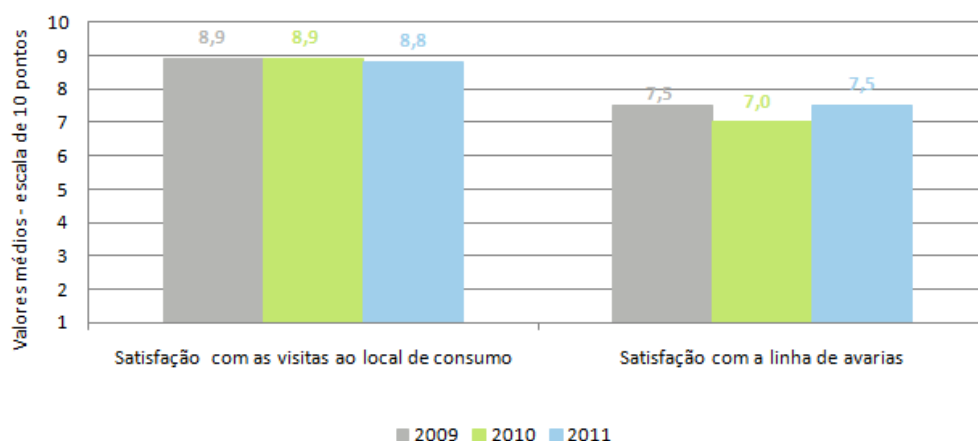


Gráfico 3.17 – Satisfação global com os pontos de contacto

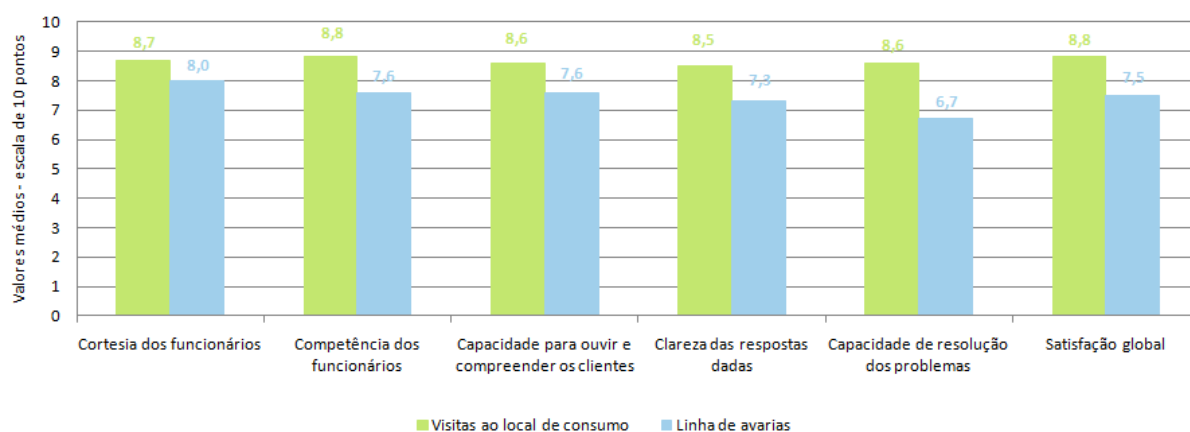


Gráfico 3.18 – Atributos relacionados com o atendimento

Analisando em detalhe os atributos relacionados com o atendimento em cada um dos pontos de contacto da Empresa, verificou-se que (numa escala de 0 a 10):

- Os clientes manifestaram-se muito satisfeitos com a visita do técnico ao local de consumo com os diferentes atributos a registarem níveis médios de satisfação acima dos 8 pontos;
- Os clientes revelaram satisfação com o atendimento prestado pela linha telefónica para comunicação de avarias com os

atributos a registarem níveis de satisfação acima dos 6 pontos;

- A cortesia e competência dos colaboradores/operadores, bem como a capacidade para ouvir e compreender os clientes, foram considerados os pontos fortes do atendimento. No caso da Linha para Comunicação de Avarias, a “capacidade de resolução de problemas” é o aspeto com pior avaliação (6,7 pontos).

4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço

Os indicadores de qualidade de serviço objeto de análise neste relatório dizem apenas respeito aos serviços comerciais prestados pela EDP Distribuição, incluindo os atendimentos, presencial e telefónico, e o tratamento de reclamações e de pedidos de informação.

É de referir que desde a constituição da Empresa em 2000, se tem registado uma melhoria sustentada da qualidade do serviço comercial.

4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes

A Empresa tem permanentemente presente o objetivo de melhorar o relacionamento com os clientes, não só no que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica, mas também nos aspetos considerados de âmbito comercial, como sejam as ligações à rede, a instalação de contadores e outros.

Continuaram a revelar-se de extraordinária importância os contactos

estabelecidos pelas equipas de Gestores de Clientes junto dos utilizadores das redes elétricas, nomeadamente na minimização dos impactos provocados por perturbações registadas nas referidas redes procurando soluções para diversos problemas.

4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial

O RQS estabelece padrões relativamente a diversos indicadores, que representam o nível de desempenho esperado na prestação de um determinado serviço. O Regulamento estabelece dois tipos de indicadores – gerais e individuais. Os indicadores gerais visam avaliar o desempenho global dos operadores das redes de distribuição relativamente a um determinado aspeto do relacionamento comercial.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2011 (%)
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	99
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	98
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90	99
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos , nos centros de atendimento	90	94
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos , no atendimento telefónico	85	97
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	90	98
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	98
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias úteis)	ND	2

Tabela 4.1 – Padrões dos indicadores gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial

Os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores em face de cada cliente individualmente considerado. O não cumprimento, nesse relacionamento, do estabelecido no Regulamento dá origem, se o incumprimento for do operador, a que este pague uma compensação ao cliente. Em determinadas situações, se for verificado facto imputável ao cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um montante nos termos definidos pelo RQS.

4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço

Nos parágrafos seguintes é feita uma análise da evolução, ao longo de 2011, dos valores registados para os diferentes indicadores gerais de qualidade de serviço, sendo possível concluir que a Empresa continua a apresentar um elevado desempenho no âmbito da prestação de serviços, o qual se traduz no fato de se terem excedido, em todos os indicadores, os valores dos padrões fixados pelo RQS – tabela 4.1. No cálculo dos diversos

indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS.

Ramais BT

A evolução do indicador “Orçamentos de ramais de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis” é apresentada no Gráfico 4.1.

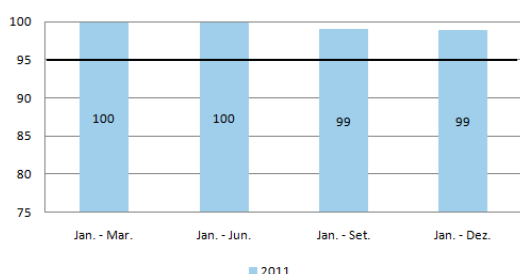


Gráfico 4.1 – Orçamentos de ramais de BT (%)

No cálculo deste indicador excluem-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar. O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 43 mil orçamentos elaborados em 2011, apenas 467 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

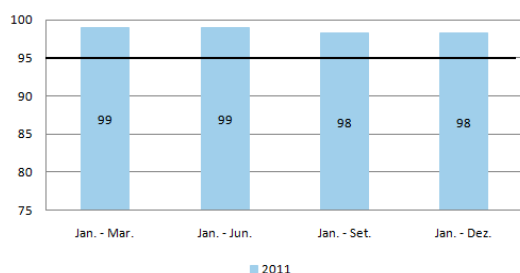


Gráfico 4.2 – Execução de ramais de BT (%)

O indicador “Ramais de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 20

dias úteis” teve a evolução constante no Gráfico 4.2.

Do total de 20 mil ramais solicitados, 358 tiveram um prazo de execução superior a 20 dias úteis.

Nos termos do RQS, para o cálculo deste indicador só devem ser considerados os tempos que decorrem desde a data em que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar.

Ativações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão

O indicador “Ativações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica” procura caracterizar o desempenho do operador da rede em termos dos prazos em que são efetuadas as ativações de fornecimento.

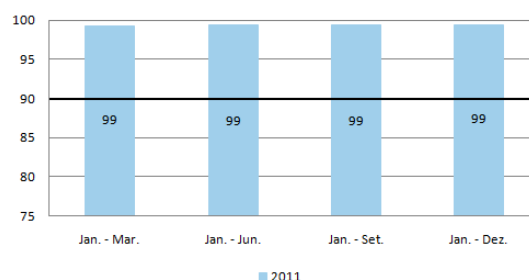


Gráfico 4.3 – Ativações de fornecimento de instalações BT (%)

Em 2011 este indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.3. Para o cálculo deste indicador são consideradas as situações em que o ramal já se encontra estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola, ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia elétrica e do disjuntor de controlo de potência e ainda as situações em que o contador já esteja instalado. No cálculo não são consideradas as ativações em que o cliente solicite uma data posterior aos dois dias úteis regulamentarmente estabelecidos.

Da observação do Gráfico 4.3 constata-se que o padrão estabelecido no RQS (90% de ativações realizadas até 2 dias úteis) foi ultrapassado em cerca de 9 pontos percentuais, o que corresponde a que das cerca de 220 mil ativações de fornecimento verificadas em 2011, 219 mil foram realizadas num prazo até dois dias úteis.

Atendimento

Em termos do atendimento presencial o respetivo indicador, “Tempo de espera até vinte minutos nos centros de atendimento”, é determinado pelo tempo que medeia entre o instante de atribuição

da senha que estabelece o número de ordem de atendimento e o início deste. O indicador é apurado para os dois centros de atendimento que no ano anterior (2010) tiveram maior número de utentes, de entre três conjuntos de Distritos pré-fixados (3). Os centros de atendimento que foram objeto de monitorização em 2011 foram Amadora, Lisboa, Leiria, Porto, Santa Maria da Feira e Vila Nova de Gaia, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 37,6 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2011, o indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.4.

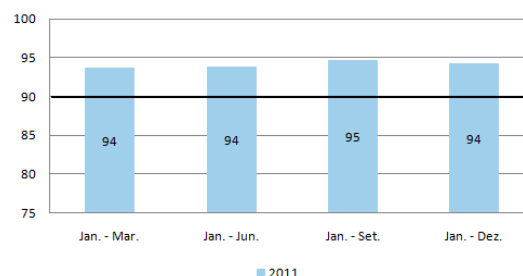


Gráfico 4.4 – Tempo de espera no atendimento presencial (%)

Da leitura do gráfico constata-se o cumprimento, durante o período em análise, do padrão definido no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, que foi ultrapassado em cerca de 4 pontos percentuais, o que correspondeu ao

(3)
Viana do Castelo, Braga, Bragança; Vila Real e Porto;
Aveiro, Leiria, Coimbra, Castelo Branco, Guarda e Viseu;
Santarém, Lisboa, Setúbal, Portalegre, Évora, Beja e Faro.

atendimento de 35 388 clientes, nos centros de atendimento monitorizados, num prazo inferior a 20 minutos.

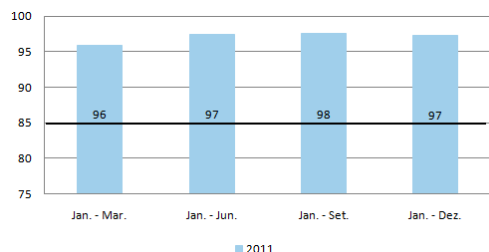


Gráfico 4.5 – Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado (%)

Quanto ao atendimento telefónico, o indicador "Atendimentos com tempo de espera até sessenta segundos no atendimento telefónico centralizado" é calculado tendo em conta o tempo que decorre entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida e registou, em 2011, a evolução constante do Gráfico 4.5.

No ano de 2011 e conforme se conclui da leitura dos dados relativos ao atendimento telefónico centralizado, o padrão definido pelo RQS (85% de atendimentos telefónicos até 60 segundos) foi ultrapassado em 12 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de mais de 7 milhões de chamadas num tempo inferior a 60 segundos (incluindo o atendimento automático para comunicação de leituras).

Pedidos de Informação

A evolução do indicador “percentagem de pedidos de informação apresentados, respondidos até 15 dias úteis” encontra-se representada no Gráfico 4.6.

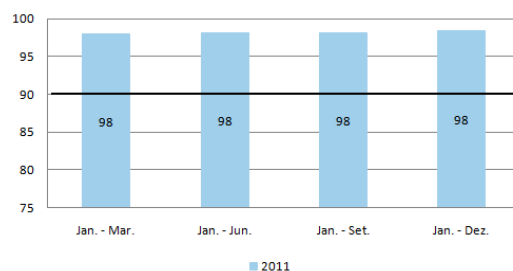


Gráfico 4.6 – Pedidos de Informação (%)

O padrão fixado pelo Regulamento da Qualidade de Serviço – 90% dos pedidos de informação recebidos pela Empresa respondidos até 15 dias úteis – foi ultrapassado em 8 pontos percentuais. Tal correspondeu a que os cerca de 133 mil pedidos de informação⁴ recebidos na Empresa, 131 mil foram respondidos até 15 dias úteis.

De referir que mais de metade dos pedidos de informação apresentados dizem respeito a “leituras”.

Reposição de serviço a clientes

No cálculo deste indicador, relacionado com a qualidade de serviço prestado pela EDP Distribuição aos vários utilizadores das redes, são considerados os

⁴ Inclui todo o tipo de pedidos de informação

registos das interrupções acidentais, longas, cuja responsabilidade seja imputável ao operador da rede.

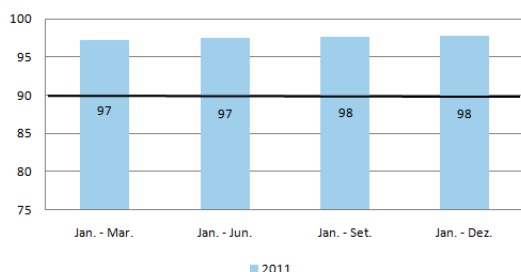


Gráfico 4.7 – Reposição de serviço após interrupções acidentais (%)

Assim durante o ano de 2011 o indicador “Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais” registou a evolução constante do Gráfico 4.7. Da análise do mesmo é possível concluir, de forma clara, que o padrão estabelecido no RQS foi ultrapassado, em 8 pontos percentuais. O cumprimento do indicador correspondeu a que o restabelecimento do fornecimento de energia foi efetuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 17 milhões de situações (28 milhões em 2010) de clientes sujeitos a interrupções acidentais de fornecimento.

Este nível global de desempenho é resultado das políticas de investimento e de manutenção da Empresa que visam garantir o fornecimento de energia com uma sustentada melhoria da qualidade de serviço.

Mudança de Comercializador

Os procedimentos de mudança de comercializador são geridos pela EDP Distribuição. Embora o RQS não estabeleça, para o indicador “Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor” qualquer padrão, é de referir que o tempo médio de mudança de comercializador registou, em 2011, o valor de 2 dias úteis.

4.3.2. Indicadores Individuais

O RQS (n.º 2 do Artigo 49.º) consagra o direito dos clientes receberem uma compensação monetária, no caso de não serem cumpridos os níveis mínimos de qualidade no desempenho da prestação de um determinado serviço, pelos operadores, a cada cliente individualmente considerado.

O RQS fixa os seguintes valores para as compensações:

- 18 € no caso dos clientes em BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;
- 30 € para os restantes clientes em BT;
- 92 € para os restantes clientes.

No RQS encontram-se também definidas as situações em que, o cliente fica obrigado ao pagamento de quantias

(visitas agendadas e avaria nas instalações dos clientes) que são de montante idêntico ao valor da compensação. Excetua-se o caso das avarias na instalação dos clientes em que o Operador da Rede de Distribuição (ORD) verifique que a avaria comunicada se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade. Neste caso os clientes de baixa tensão, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, ficam obrigados ao pagamento de uma quantia de valor igual a metade do valor da compensação.

Nos pontos seguintes descrevem-se as situações em que pode haver lugar ao pagamento de uma compensação, por parte do ORD e por parte dos clientes e caracteriza-se a situação verificada em 2011.

Visitas combinadas

As visitas às instalações são efetuadas pelo operador da rede de distribuição, embora a marcação das mesmas seja acordada entre o cliente e o comercializador com quem o cliente tem contrato de fornecimento. Tratando-se de um indicador de qualidade de serviço individual, sempre que o operador da rede de distribuição não cumpra o intervalo de tempo de 2,5 horas (intervalo fixado regulamentarmente) acordado com o

cliente para a visita, este tem direito a uma compensação. Como anteriormente referido, se o cliente não se encontrar na instalação para receber o operador, dentro do período acordado, fica obrigado ao pagamento de uma quantia de montante idêntico ao valor da compensação.

Em 2011, a EDP Distribuição agendou 840 701 visitas combinadas. Destas, em 566 casos (0,07%) a Empresa não cumpriu o intervalo combinado, tendo pago compensações no montante de 10 392,0 EUR.

Das visitas combinadas, 82 135 (9,8%) não se realizaram por ausência do cliente, tendo sido cobrado, aos clientes, o montante de 3 204,0 EUR.

Visitas Combinadas		
Número de compensações pagas pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita	BT ≤ 20,7 kVA	178
	restante BT	0
	restantes clientes	0
Montante pago em compensações pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita (€)	BT ≤ 20,7 kVA	3 204
	restante BT	0
	restantes clientes	0

Tabela 4.2 – Compensações pagas pelos clientes ao ORD, por não cumprimento do intervalo combinado para a visita

Assistência técnica a clientes

Segundo o RQS, os operadores das redes de distribuição, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia elétrica dos clientes, devem iniciar a reparação das mesmas nos prazos máximos seguintes:

- 5 horas para clientes de baixa tensão nas zonas tipo C;
- 3 horas para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua sobrevivência e para os clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Em 2011, a EDP Distribuição registou 148 260 assistências técnicas a avarias na alimentação individual do cliente. Foram pagas 530 compensações devido a intervenções realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, no valor total de 9 684,0 EUR.

No caso da avaria se situar na instalação individual do cliente e é da responsabilidade deste, o cliente deverá pagar uma compensação ao operador da rede. Em 2011 foram pagas à EDP Distribuição 43 145 compensações no valor de 450 013 EUR.

Avarias na alimentação individual dos clientes		
Número de compensações pagas pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade	BT ≤ 20,7 kVA	40 301
	restante BT	2 812
	restantes clientes	32
Montante pago em compensações pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade (€)	BT ≤ 20,7 kVA	362 709
	restante BT	84 360
	restantes clientes	2 944

Tabela 4.3 – Compensações pagas pelos clientes ao ORD, por situações de avaria da sua responsabilidade

Reposição do fornecimento por facto imputável ao cliente

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) define quais os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à interrupção do fornecimento. Quando a situação estiver resolvida e o comercializador solicite o restabelecimento o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento cumprindo os seguintes prazos:

- Até às 17h do dia útil seguinte ao da regularização da situação, para clientes em BT;
- No período de 8 horas a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.

Se o operador da rede de distribuição não cumprir os prazos estabelecidos, o cliente tem direito a uma compensação com os valores anteriormente mencionados.

Em 2011, a EDP Distribuição realizou um total de 839 restabelecimentos de fornecimento fora dos prazos

regulamentares, tendo pago 839 compensações no valor global de 15 522,0 EUR.

restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica em BT, tendo sido cobrados 308 181 EUR.

Reposição urgente do fornecimento

Em 2011 foram efetuadas 12 770 reposições em resposta à solicitação de

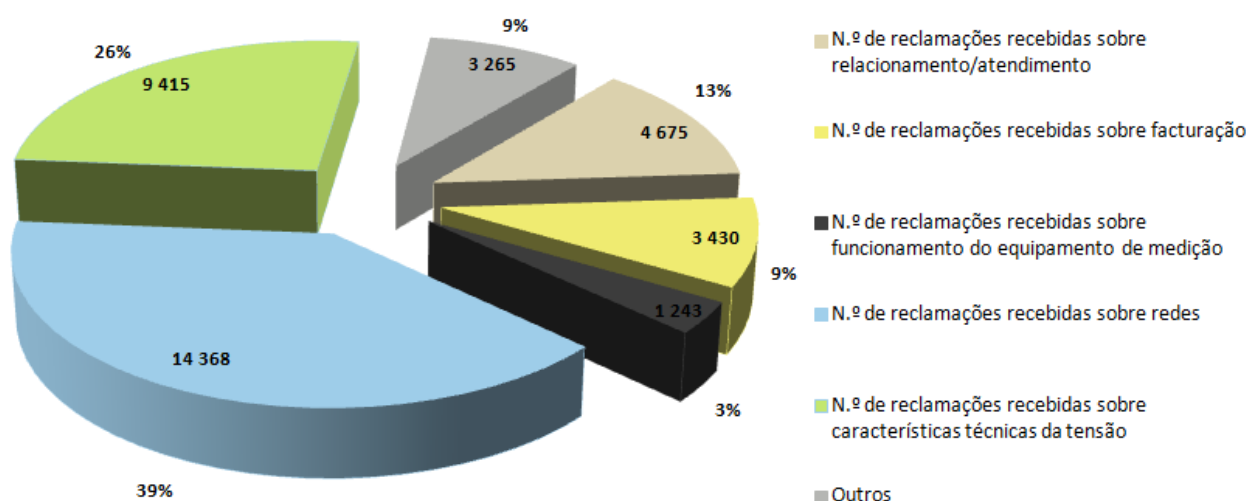


Gráfico 4.8 – Número de reclamações recebidas no ano 2011 (Motivos)

Reclamações

As reclamações recebidas pelo ORD devem ser respondidas no prazo de 15 dias úteis.

Em 2011, a EDP Distribuição recebeu 36 396 reclamações. No Gráfico 4.8 é feita uma análise dos motivos que estiveram na origem das diversas reclamações que foram apresentadas à Empresa, sendo de salientar que destas, 39% foram referentes a “redes”.

Relativamente às reclamações respondidas fora do prazo, a Empresa pagou 266 compensações, o que correspondeu a 5 544,0 EUR.

Leitura dos equipamentos de medição

A leitura dos equipamentos de medição, instalados em clientes BTN constitui um indicador individual cujo incumprimento confere direito ao pagamento de uma compensação ao cliente. Segundo o Regulamento de

Relações Comerciais para os clientes de BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses, e nos termos do RQS o intervalo entre duas leituras não pode ser superior a 6 meses, ficando neste último caso o Operador da Rede de Distribuição sujeito ao pagamento de uma compensação ao cliente por incumprimento. Para o cálculo do indicador são considerados os equipamentos acessíveis, ou seja, situações em que a leitura do equipamento possa ser efetuada por acesso a partir de locais públicos.

Foram pagas pela EDP Distribuição 1 307 compensações por incumprimento do intervalo de tempo para realizar leituras num total de 23 934,0 EUR.

4.4. Clientes com necessidades especiais

No final do ano de 2011 encontravam-se registados 752 clientes com necessidades especiais. O Gráfico 4.9 ilustra a distribuição destes clientes. No ano de 2011 verificou-se um aumento

significativo do número de clientes com limitações no domínio da mobilidade, representando agora 23% do total de clientes com necessidades especiais (17% em 2010). De referir ainda que 382 clientes (51% do total de clientes registados) dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência.

Os deveres para com estes clientes incluem a adoção de meios de comunicação adequados às suas especificidades. Devem ser informados individualmente e com uma antecedência mínima, estabelecida no RRC, antes de interrupções de fornecimento previstas. Aos clientes dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua sobrevivência é necessário garantir um atendimento preferencial nas situações de avaria e de emergência.

A EDP Distribuição não realizou no ano de 2011 nenhuma ação junto da Associação Portuguesa de Deficientes (APD).

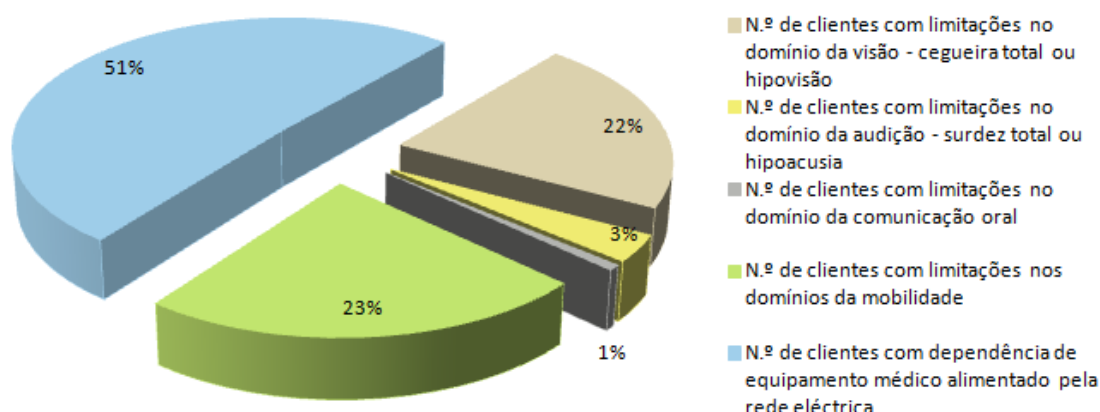


Gráfico 4.9 – Número de clientes com necessidades especiais

4.5. Clientes prioritários

O RQS consagra a existência de clientes prioritários – aqueles para os quais uma interrupção de fornecimento causa graves alterações ao normal funcionamento da instalação, tais como: instalações hospitalares e equiparadas, instalações de segurança nacional, bombeiros, proteção civil, etc.

Para estes clientes o ORD deve assegurar uma informação individualizada com a antecedência mínima, estabelecida no RRC, antes de interrupções previstas e um restabelecimento prioritário do fornecimento de energia eléctrica (desde que a interrupção não seja imputável ao próprio cliente).

Tal como para os clientes com necessidades especiais, o registo deve ser efetuado junto do operador da rede de distribuição, por iniciativa do cliente.

A EDP Distribuição não tem qualquer cliente que se tenha registado como prioritário, nos termos estabelecidos no RQS.

4.6. Ações mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial

Tal como em anos anteriores, em 2011 a Empresa continuou a apostar numa prestação de serviços assente em rigorosos critérios de qualidade, com o objetivo de garantir a total satisfação dos utilizadores das redes. Assim, verificaram-se elevados níveis de desempenho em termos de qualidade de serviço prestado aos clientes pelo Operador da Rede de Distribuição, traduzido no facto de os Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço Comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) terem superado de forma clara os padrões constantes do RQS.

Tendo como objetivo a melhoria do serviço prestado, a Empresa procedeu à análise de alguns dos seus processos, nomeadamente os referentes ao tratamento de reclamações e ao restabelecimento do fornecimento de energia e os resultados obtidos permitiram a identificação e a implementação de algumas melhorias através da reorganização de alguns processos ou pela introdução de alterações nos sistemas de informação.

5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2011 o que permite caracterizar a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia elétrica.

Integrado no Programa Distribuição 2012, deu-se continuidade ao projeto Excelente Qualidade de Serviço que integra as seguintes principais ações para a melhoria da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição:

- Redução de assimetrias de qualidade de serviço entre as diferentes regiões de Portugal (planos específicos de melhoria nos distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e zona norte de Lisboa);
- Uniformização do regime de neutro da rede de MT (substituição do regime de neutro isolado para impedante em cerca de 70 subestações);
- Incremento do nível de automação da rede de Média

Tensão, que prevê a instalação de cerca de 1500 novos pontos de telecomando nas redes aéreas e subterrâneas MT em 2011 e 2012; com este projeto pretende-se atingir em 2012 a instalação de pelo menos 1,5 pontos de telecomando em cada linha MT.

- Melhoria do plano de atuação em situação em crise, que tem por objetivo otimizar o desempenho da EDP Distribuição em situações de grande perturbação na rede nomeadamente causadas pelas condições meteorológicas adversas.

5.2. Rede AT

5.2.1. Interrupções na rede AT

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT apresenta-se de seguida, Tabela 5.1, os valores associados às interrupções verificados em 2011.

Interrupções Acidentais AT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções sem afectação de clientes		369	4	373
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t \leq 3$	762	43	805
inferiores a 1 min. (religações automáticas)	$t < 1$	538	22	560
no intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	224	21	245
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	163	26	189
TOTAL		1 294	73	1 367

Interrupções Previstas AT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t \leq 3$	7	0	7
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	75	0	75
TOTAL		82	0	82

Tabela 5.1 – Balanço da qualidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais e previstas

Notas:

- Nas interrupções sem afetar clientes, consideram-se todas as durações.
- Na coluna “Outras” estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede AT, mas que tiveram origem noutras redes: RNT, rede MT da EDP Distribuição e instalações de Clientes AT.

As interrupções de curta duração (acidentais + previstas) correspondem a 56% do total das interrupções verificadas na Rede AT, das quais 69% (560) são religações automáticas o que evidencia o

bom nível de automatização existente. O Gráfico 5.1 mostra a distribuição das interrupções acidentais e previstas na Rede AT (curta duração, longa duração).

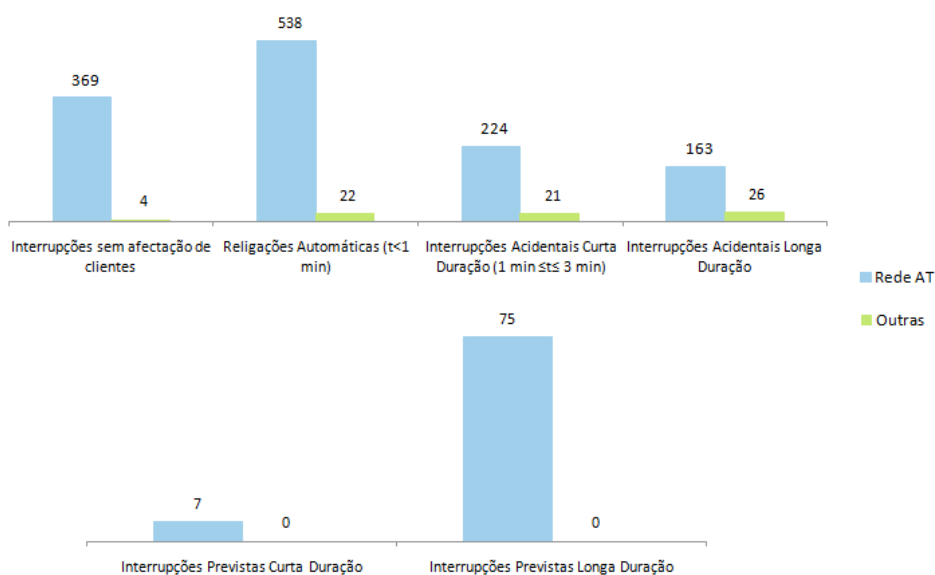


Gráfico 5.1 – Distribuição das Interrupções na rede AT, acidentais e previstas (n.º)

Considerando as interrupções acidentais AT (com interrupção a clientes) de longa duração quanto à origem por nível de tensão, conclui-se que a rede de

AT contribuiu com 86% para o valor total das interrupções acidentais AT conforme indicado na Tabela 5.2 e Gráfico 5.2.

Origem	Nº Interrupções Acidentais AT
RNT	4
Rede AT	163
Rede MT	21
Outros	1
TOTAL	189

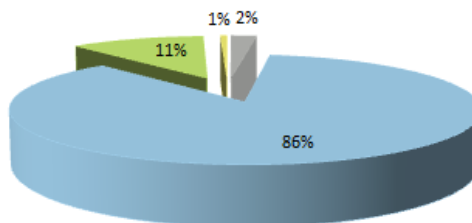


Tabela 5.2 & Gráfico 5.2 – Interrupções acidentais AT (longa duração) – Origem

Nota: Na origem “Outros” estão contabilizadas as ocorrências verificadas em instalações de clientes AT.

Analisando todas as interrupções AT (acidentais e previstas) de longa duração que afetaram clientes, só com origem no nível de tensão AT, quanto às causas Internas ou Externas à rede, verifica-se com base nos dados constantes da Tabela 5.3 e no Gráfico 5.3, que as Internas contribuíram com 90% para o

total das interrupções AT. No conjunto das Internas, o contributo das causas classificadas como “Internas à rede”, representaram 33% do total das interrupções AT, enquanto as “Estranhas à Rede” representam apenas 10%.

CAUSAS		Nº Interrupções AT
Externas	Estranhas à Rede	23
	Razões de Segurança	1
Internas	Internas à Rede	81
	Causas Atmosféricas	39
	Causas Desconhecidas	19
	Trabalhos Inadiáveis	2
Previstas		77
TOTAL		242

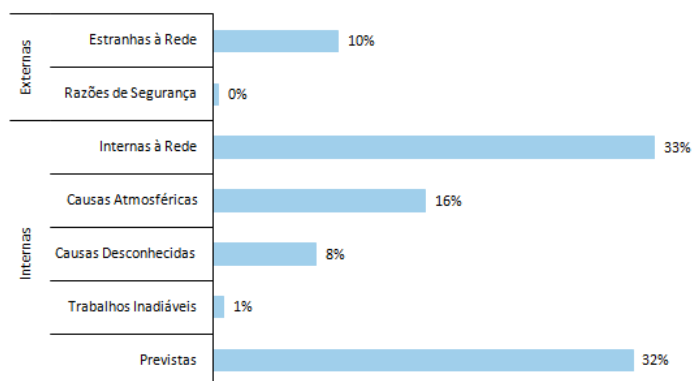


Tabela 5.3 & Gráfico 5.3 – Causas das interrupções acidentais e previstas AT (longa duração) – Origem AT

Uma análise à classificação das interrupções AT (acidentais e previstas),

por Grupo de Causa, com origem em todos os níveis de tensão, verifica-se que cerca

de 80% das interrupções AT correspondem a seis grupos de causas, 27% (73) Acordo com o Cliente, 17% (46) Material/Equipamento, 15% (40)

Atmosféricos, 7,5% (20) Desconhecidos, 7% (19) Humanas e 6% (17) Proteções/Automatismos/Teleação/Telecomunicações (Gráfico 5.4).

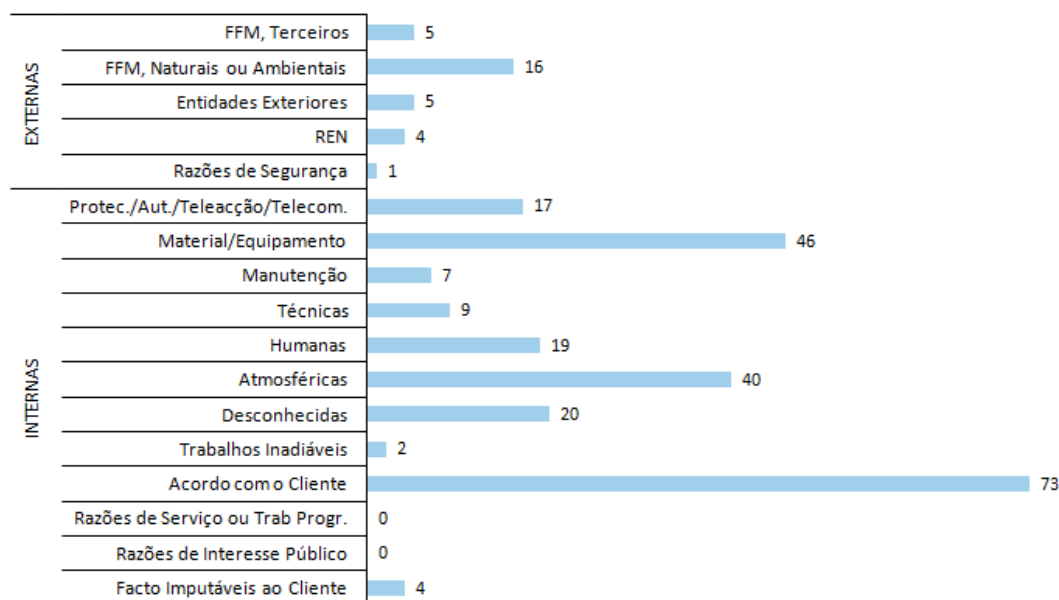


Gráfico 5.4 – N.º de interrupções acidentais e previstas AT – Grupo de causas

5.2.2. Interrupções relevantes na Rede AT

Em 2011 não se registaram na rede AT incidentes relevantes, o que demonstra o bom desempenho dos ativos, consequência da estratégia da gestão de ativos – manutenção e substituição de ativos – que a EDP Distribuição tem vindo a realizar.

5.2.3. Rede de AT – Conclusões

Comparativamente ao verificado no ano de 2010, constata-se uma diminuição no número de interrupções com causa “Proteção/Automatismos”, o

que reflete o trabalho desenvolvido no âmbito dos programas Distribuição 2010 e 2012. Nomeadamente o projeto M2M, que visou estruturar uma política de gestão de ativos baseada em normas internacionais e o trabalho de análise sistemática do desempenho do sistema de proteções da rede AT, utilizando-se para o efeito uma aplicação informática de análise de seletividade (CAPE) – desde de 2010 que todas as interrupções de curta e longa duração registadas na rede AT são analisadas e identificadas ações de melhoria.

Importa ainda destacar que a maioria das interrupções acidentais de AT,

têm origem na própria rede AT, sendo que a maioria das interrupções, tem como classificação “Causa Interna à rede”, onde se incluem os grupos de causas “Material/Equipamento”, “Atmosféricos”, “FFM Naturais ou Ambientais” e “Acordo c/ cliente”, que no total representam 71% dos incidentes AT com origem na própria rede AT.

5.3. Rede MT

5.3.1. Interrupções na Rede MT

Analisando a rede de MT apresenta-se na tabela 5.4 os valores associados às interrupções verificados em 2011, na rede MT ou que a perturbaram.

Interrupções Acidentais MT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t < 3$	29 333	64	29 397
inferiores a 1 min. (religações automáticas)	$t < 1$	18 107	14	18 121
no intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	11 226	50	11 276
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	6 830	200	7 030
TOTAL		36 163	264	36 427

Interrupções Previstas MT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t < 3$	1 148	35	1 183
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	3 048	50	3 098
TOTAL		4 196	85	4 281

Tabela 5.4 – Balanço da qualidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais e previstas

Notas:

- Na coluna “Outras” estão contabilizados todas as interrupções que tiveram origem noutras redes: RNT, rede AT, nas instalações da rede BT da EDP Distribuição e instalações de clientes MT.

No total das interrupções (acidentais e previstas) ocorridas na rede MT, o maior contributo teve origem nas interrupções acidentais de curta duração num total de 29 397 (72%). Neste número estão incluídas as religações automáticas, 18 121, que representam 62% das interrupções acidentais de curta duração e

45% do total das interrupções (acidentais e previstas).

Relativamente às interrupções previstas, conforme se pode verificar no Gráfico 5.5, 3 098 (72%) foram interrupções de longa duração e os restantes 28% (1 183) corresponderam a interrupções de curta duração.

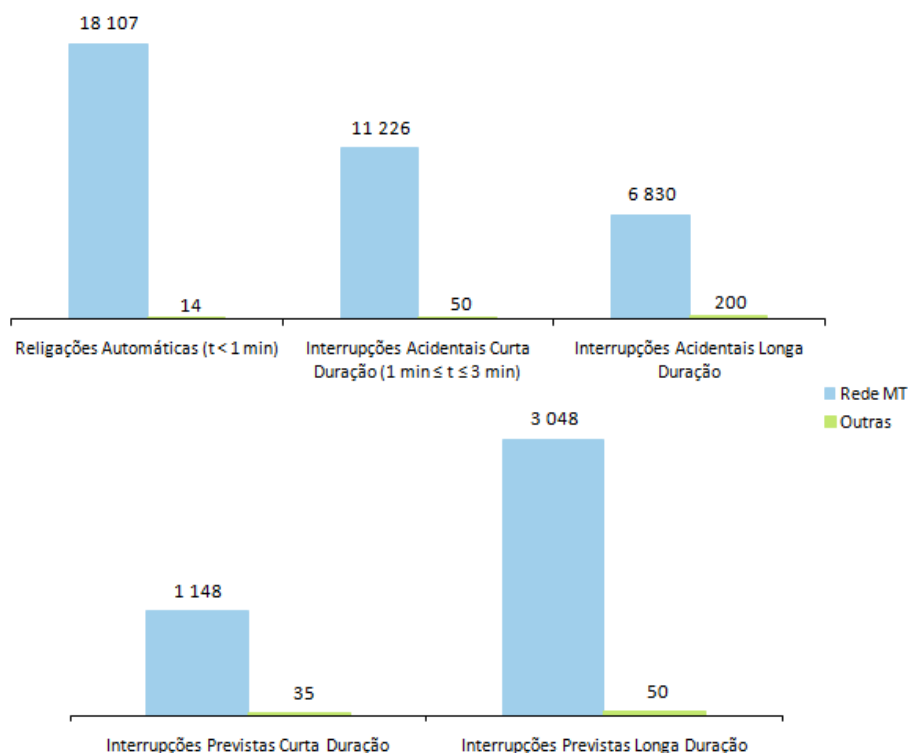


Gráfico 5.5 – Distribuição das Interrupções na rede MT, acidentais e previstas

De referir que 97% das interrupções acidentais (Tabela 5.5 e

Gráfico 5.6) teve origem na própria rede de MT.

Origem	Nº. Interrupções Acidentais MT
RNT	2
Rede AT	61
Rede MT	6 830
Outros	139
TOTAL	7 032

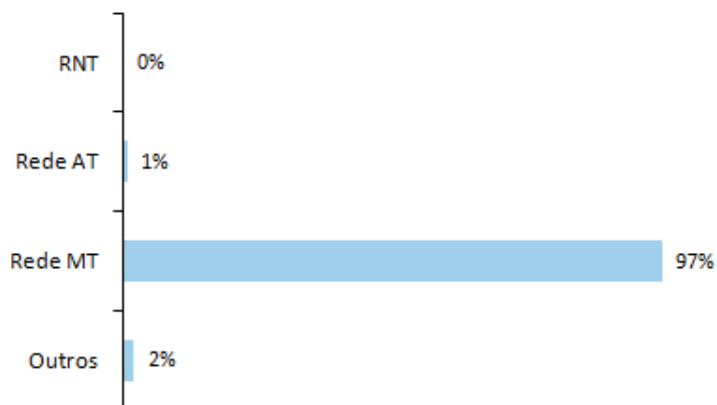


Tabela 5.5 & Gráfico 5.6 – Origem das interrupções acidentais MT (longa duração)

Considerando todas as interrupções MT (acidentais e previstas) de longa duração atribuídas a causas externas e internas que afetaram clientes, só com

origem MT conclui-se que as causas Internas contribuíram com 72% para o total das interrupções MT (Tabela 5.6 e Gráfico 5.7). No conjunto das causas

Internas, o contributo das causas classificadas como “Internas à rede”, representaram 27% do total das

CAUSAS		N.º Interrupções MT
Externas	Estranhas à Rede	2 768
	Razões de Segurança	9
Internas	Internas à Rede	2 705
	Causas Atmosféricas	873
	Causas Desconhecidas	475
	Trabalhos Inadiáveis	958
	Previstas	2 090
TOTAL		9 878

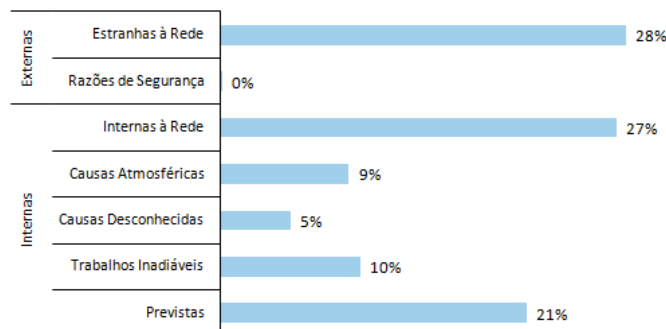


Tabela 5.6 & Gráfico 5.7 – Causas das interrupções acidentais e previstas MT (longa duração) – Origem MT

Fazendo uma análise à classificação das interrupções MT (acidentais + previstas) com origem em todos os níveis de tensão, por Grupo de Causa, verifica-se que cerca de 76% das interrupções corresponderam a seis grupos de causas,

21,1% (2 135) Material/Equipamento, 14,8% (1 497) Entidades Exteriores, 13,8% (1 395) Acordo com o Cliente, 9,8% (997) Trabalhos Inadiáveis, 8,8% (888) Atmosféricos e 8,3% (836) FFM Naturais ou Ambientais (Gráfico 5.8).

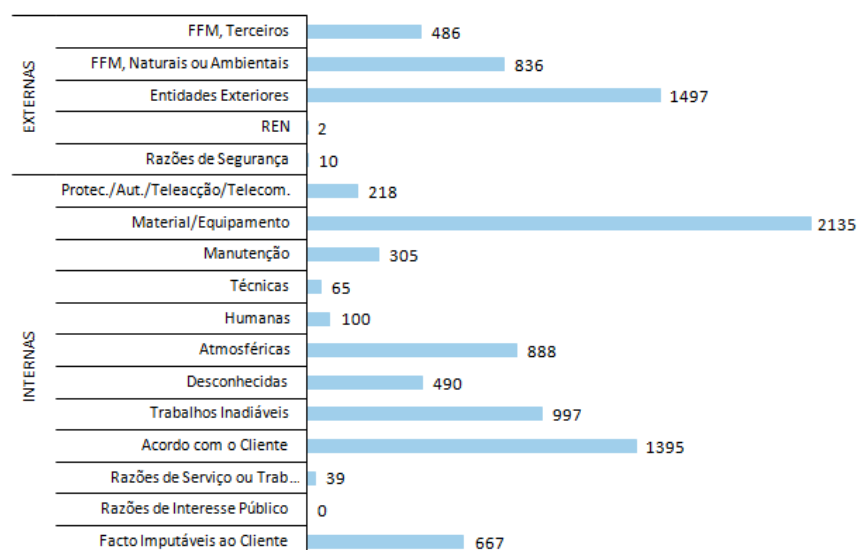


Gráfico 5.8 – N.º interrupções (acidentais e previstas) MT – Grupo de causas

Relativamente aos elementos avariados que estiveram na origem das interrupções acidentais MT, ou que por

eles foram particularmente afetados, o conjunto constituído pelos condutores nus de Alumínio/Aço, cabos subterrâneos de isolamento seco, fiadores/arcos,

seccionadores MT, isolador rígido, descarregadores de sobretensão (DST) – clássico, condutores nus de cobre, isolador

de cadeia e cabo isolado papel/óleo, representaram 71% do total (Gráfico 5.9).

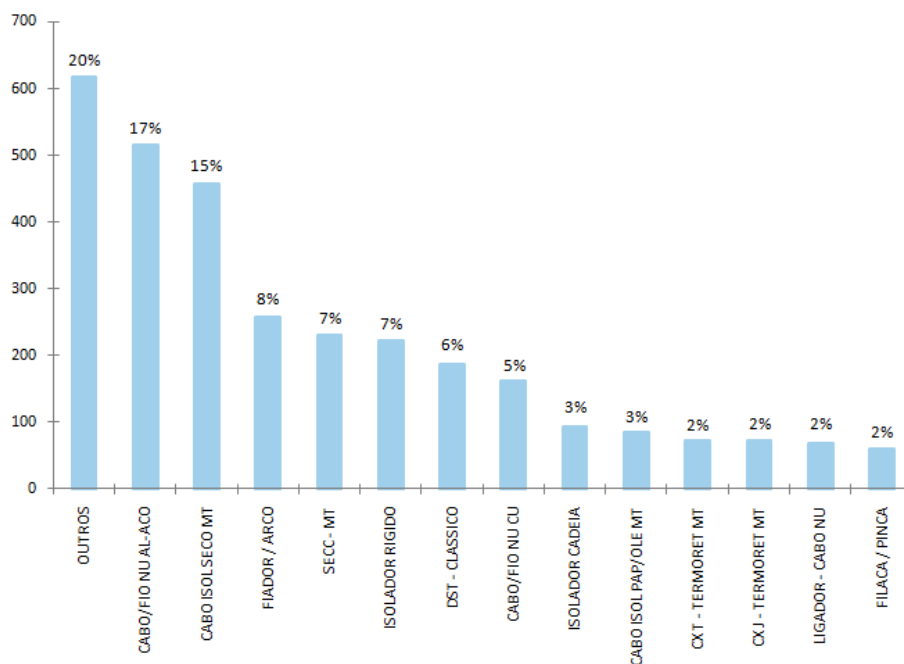


Gráfico 5.9 – N.º interrupções acidentais MT por elemento avariado

No agrupamento “Outros” estão incluídos os restantes elementos avariados (cerca de 62 tipos de elementos avariados) cuja percentagem individual é inferior a 2%.

Estes gráficos confirmam a anterior conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

Uma análise em termos de número de interrupções acidentais MT de longa duração por 100 km de rede (IKR) é apresentada na Tabela 5.7.

IKR	2009	2010	2011
Rede MT	9,73	11,14	9,21

Nota: Consideradas apenas as interrupções acidentais de longa duração MT com origem na mesma rede

Tabela 5.7 – N.º interrupções acidentais na rede MT por 100 km de linha

Conclui-se que se registou uma redução de 17% em relação ao ano de 2010, refletindo assim a melhoria registada em 2011 nos indicadores de qualidade de serviço.

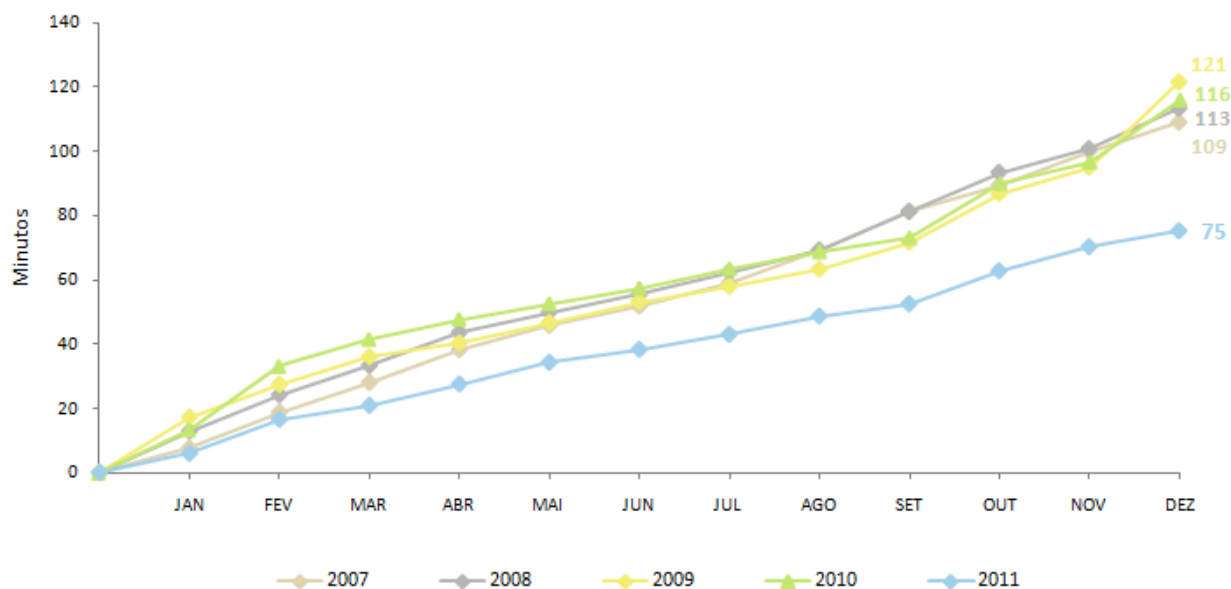


Gráfico 5.10 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (interrupções de longa duração)

5.3.2. Indicadores MT

No Gráfico 5.10 apresenta-se, a evolução mensal do TIEPI MT, para interrupções acidentais e previstas de longa duração nos últimos cinco anos (2007-2011), registando-se em 2011 uma

melhoria considerável face aos 4 anos anteriores (período durante o qual setinha registado uma estabilização deste indicador em torno dos 115 minutos).

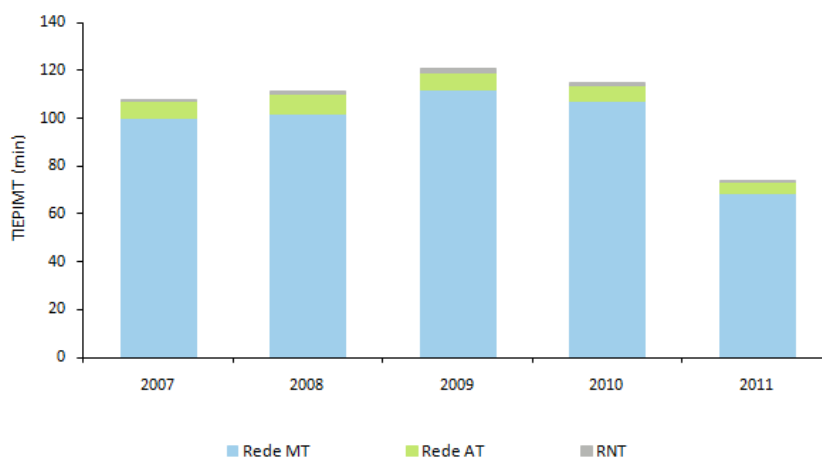


Gráfico 5.11 – Interrupções (acidentais + previstas) que contribuem para o TIEPI MT

No Gráfico 5.11 apresentam-se os valores do TIEPI MT, mas desagregados

pela origem (RNT, AT ou MT) das interrupções (acidentais + previstas) que

contribuíram para o seu cálculo. Regista-se que o TIE resultante de interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte é muito reduzido e o contributo da rede AT

da EDP Distribuição é igualmente diminuto e com uma tendência de redução nos últimos três anos.

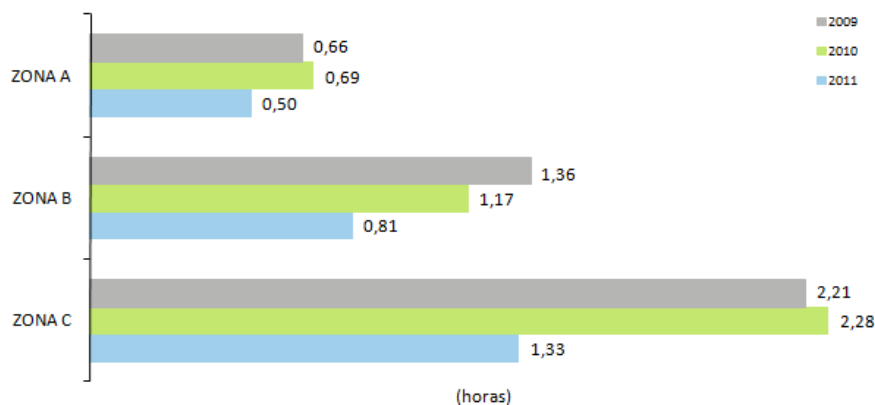


Gráfico 5.12 – Evolução do TIEPI MT por zonas A, B e C do RQS

Nota: Definição para cada zona de qualidade de serviço, segundo o RQS:
 Zona A – Capitais de Distrito e localidades com mais de 25 000 clientes
 Zona B – Localidades com um nº de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000
 Zona C – Restantes localidades

O TIEPI MT Global de 2011 desdobrado pelas Zonas de qualidade de serviço A, B e C do RQS, está indicado no Gráfico 5.12. Registou-se em 2011 comparativamente a 2010, uma melhoria em todas as zonas de qualidade de serviço.

5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPIMT, Energia Não Distribuída (END), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentes da sua origem, é apresentada na Tabela 5.8.

Indicadores	Ano 2010	Ano 2011	Varição 11/10
TIEPIMT [min]	115,79	75,48	-34,8%
END [MWh]	7 772,82	5 103,22	-34,3%

Tabela 5.8 – Evolução dos indicadores

Constata-se assim uma redução de 34,8% no TIEPIMT e de 34,3% na END no período em análise.

Para estes indicadores contribuíram as interrupções por origem apresentadas na Tabela 5.9.

Origem	Nº. Interrupções		TIEPIMT [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	2	0	0,4	0	27,7	0
Rede AT	61	4	5,1	0,0	339,6	0,1
Rede MT	6 830	3 048	67,4	0,9	4 557,4	64,8
Outros	139	46	1,7	0,0	113,4	0,2
TOTAL	7 032	3 098	74,5	0,9	5 038,2	65,1

Tabela 5.9 – Interrupções por origem

Salienta-se que diminuíram os valores dos indicadores no que respeita às interrupções previstas, sendo esta tendência resultante da ação da EDP Distribuição que tem por objetivo minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos

em tensão e à utilização sistemática de geradores. Face aos valores do TIE e END obtidos no ano para as interrupções previstas, pode-se concluir que a quase totalidade dos trabalhos previstos realizados na rede foram executados sem interrupção de serviço aos clientes.

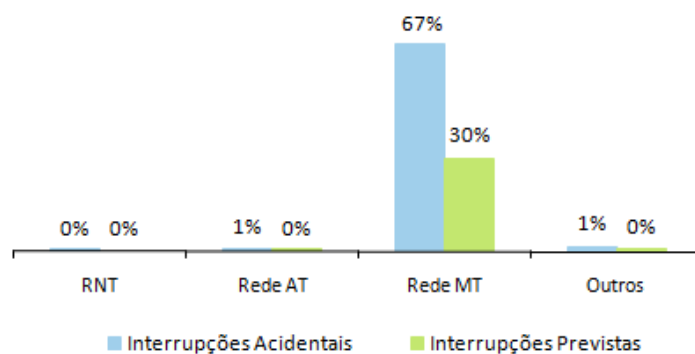
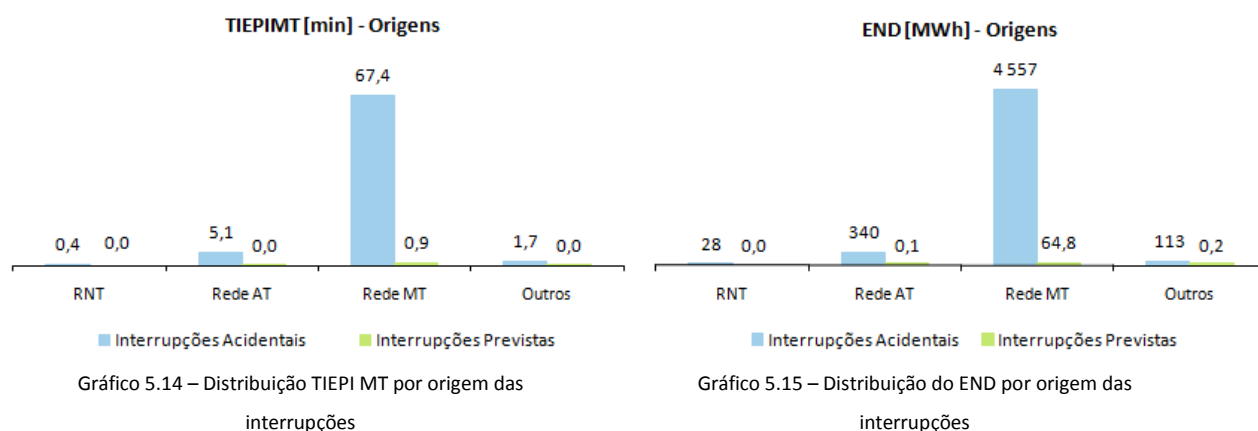


Gráfico 5.13 – Distribuição percentual do n.º de interrupções MT por origem

A representação gráfica da distribuição percentual do número de interrupções acidentais e previstas em função da sua origem permite concluir que são as interrupções acidentais (67%) e as interrupções previstas (30%) com origem na própria rede MT, que têm o maior

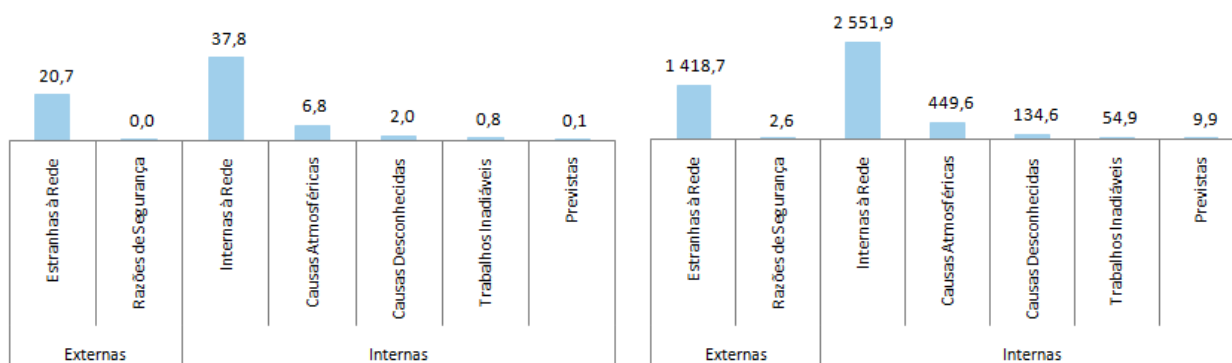
contributo para o seu valor total, como se pode verificar no Gráfico 5.13.

O mesmo tipo de representação, mas para os indicadores TIEPIMT e END, que reforça a conclusão anterior, é apresentado nos Gráficos 5.14 e 5.15.



CAUSAS		TIEPIMT [min]	END [MWh]
Externas	Estranhas à Rede	20,7	1 418,7
	Razões de Segurança	0,0	2,6
Internas	Internas à Rede	37,8	2 551,9
	Causas Atmosféricas	6,8	449,6
	Causas Desconhecidas	2,0	134,6
	Trabalhos Inadiáveis	0,8	54,9
	Previstas	0,1	9,9
TOTAL		68,3	4 622,2

Tabela 5.10 – Indicadores por tipo de causas – Origem MT



Os Gráficos 5.16 e 5.17 confirmam a anterior conclusão de que é determinante a

influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentes da sua origem, é apresentada na Tabela 5.11.

Indicadores	Ano 2010	Ano 2011	Variação 11/10
SAIFI MT [n°]	3,61	2,40	-33,5%
SAIDI MT [min]	186,28	125,72	-32,5%

Tabela 5.11 – Evolução dos indicadores

Constata-se assim uma redução de 33,5% no indicador SAIFI MT e de 32,5% no indicador SAIDI MT, comparativamente a 2010.

Em resumo e em termos de variação 2010/2011 dos indicadores TIEPI MT, END, SAIFI MT e SAIDI MT, verifica-se uma evolução favorável em todos eles.

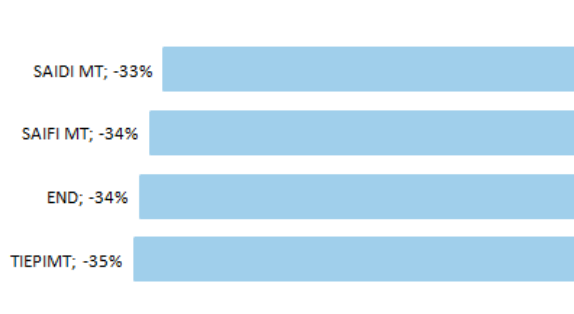


Gráfico 5.18 – Evolução dos indicadores, variação 2010-2011

5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C

Nos pontos seguintes é feita uma análise mais detalhada aos desempenhos das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição. No cálculo dos indicadores, (Tabela 5.12) consideram-se todas as interrupções acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo nº.1 do seu artigo 14.º.

		INDICADORES	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2010	TIEPIMT[min]	Acidentais	48,64	83,74	177,07
		Previstas	0,24	0,59	2,98
	END[MWh]	Acidentais	739,86	1 696,21	5 233,52
		Previstas	3,58	11,85	87,80
	SAIFI MT[n°]	Acidentais	1,25	2,23	4,39
		Previstas	0,01	0,03	0,15
2011	SAIDI MT[min]	Acidentais	52,83	105,62	239,49
		Previstas	0,46	1,23	4,47
	TIEPIMT[min]	Acidentais	34,58	61,24	111,69
		Previstas	0,27	0,44	1,75
	END[MWh]	Acidentais	534,00	1 243,72	3 260,43
		Previstas	4,17	9,07	51,83
2012	SAIFI MT[n°]	Acidentais	0,84	1,60	2,89
		Previstas	0,02	0,03	0,08
	SAIDI MT[min]	Acidentais	37,29	80,56	155,45
		Previstas	0,43	0,70	2,84
	TIEPIMT[min]	Acidentais	24,58	41,24	81,69
		Previstas	0,17	0,28	1,35

Tabela 5.12 – Indicadores de qualidade de serviço, por zona

A análise da evolução dos quatro indicadores de continuidade de serviço para as interrupções acidentais por Zona, comparativamente a 2010, permite concluir o seguinte:

- TIEPI MT: registou uma redução em todas as zonas A (29%), B (27%) e C (37%).
- END: registou uma redução nas três zonas definidas no RQS, sendo que na Zona B essa redução foi bastante significativa (cerca de 37%).
- SAIFI e SAIDI MT: registaram reduções nas três zonas.

Relativamente às interrupções previstas regista-se que se tratam de valores muito reduzidos o que reflete o objetivo estratégico da EDP Distribuição de realizar a quase totalidade das intervenções programadas na rede de distribuição, essencialmente ações de manutenção preventiva e sistemática e ligação de novos consumidores ou produtores de energia, sem interromper o fornecimento de energia.

Em termos globais e comparativamente a 2010, verificaram-se reduções em todas as zonas de qualidade de serviço.

5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC's e distritos

Neste ponto apresenta-se a desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18 Distritos existentes em Portugal continental (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na região respetiva).

Importa salientar que os valores obtidos em 2011 para os indicadores em análise mantêm-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

Indicador TIEPI MT

Todas as DRC's atingiram desvios favoráveis (com variações compreendidas entre -41,3% e -15%) relativamente aos valores obtidos em 2010.

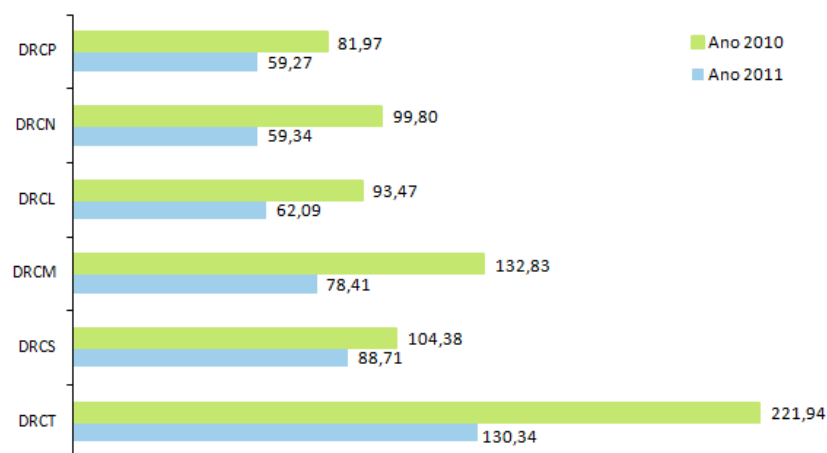


Gráfico 5.19 – TIEPI MT por DRC (min.)

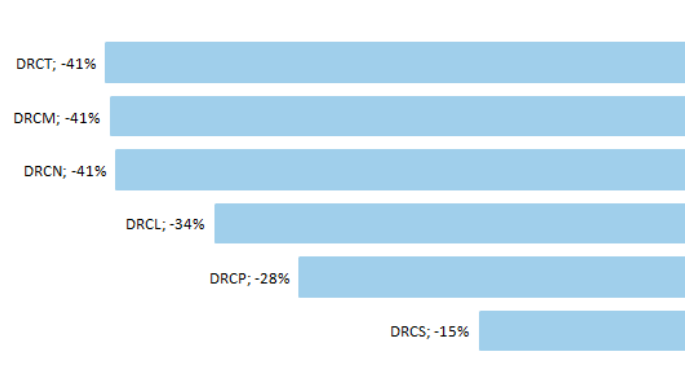


Gráfico 5.20 – TIEPI MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010, indica desvios mais favoráveis em todos os

distritos exceto o de Portalegre cuja variação foi de 6%.

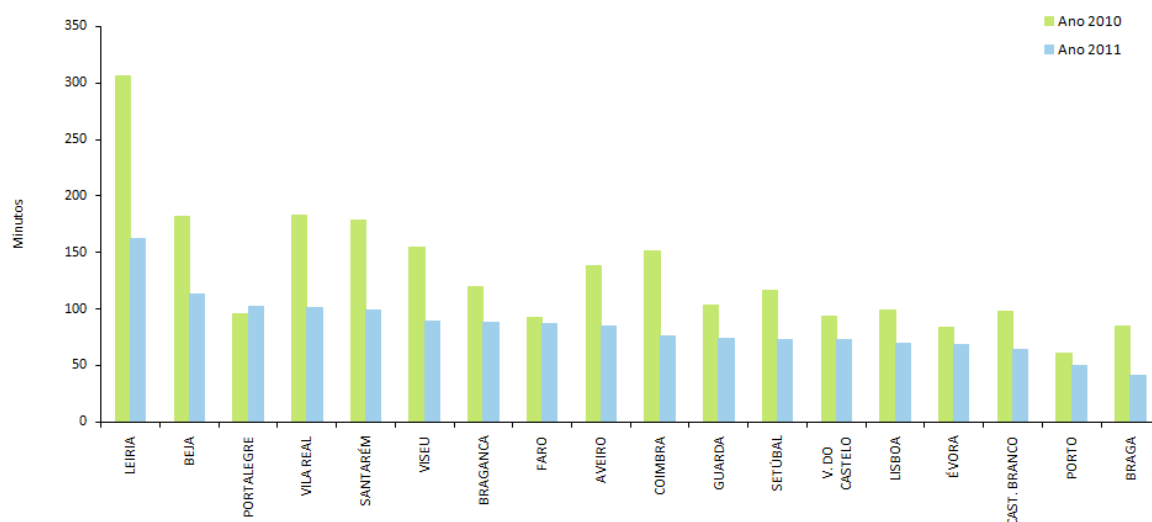


Gráfico 5.21 – TIEPI MT por distrito (min.)

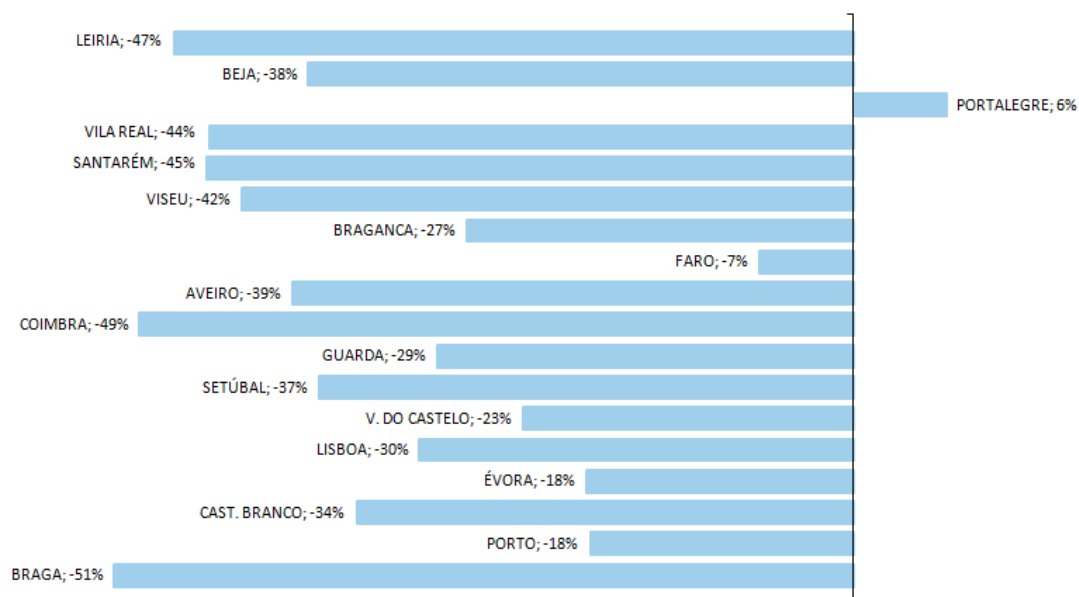


Gráfico 5.22 – TIEPI MT variação 2010-2011 por distrito

Indicador END MT

Todas as DRC's atingiram desvios favoráveis (com variações compreendidas

entre -42% e -14%) relativamente aos valores obtidos em 2010.

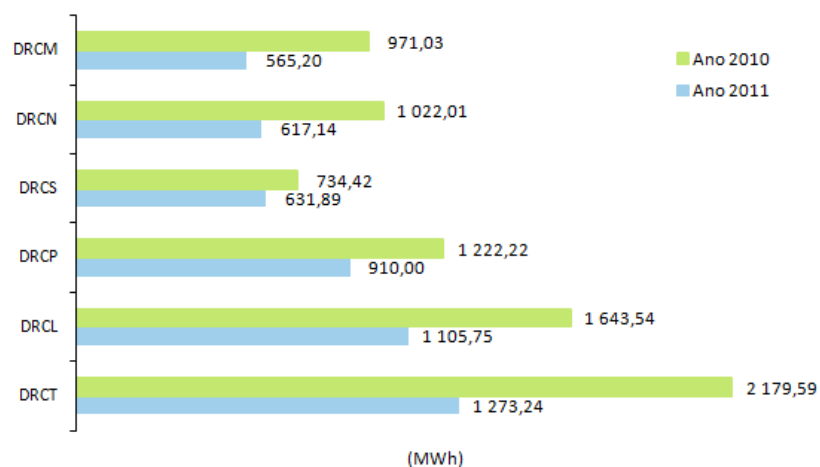


Gráfico 5.23 – END MT por DRC (MWh)

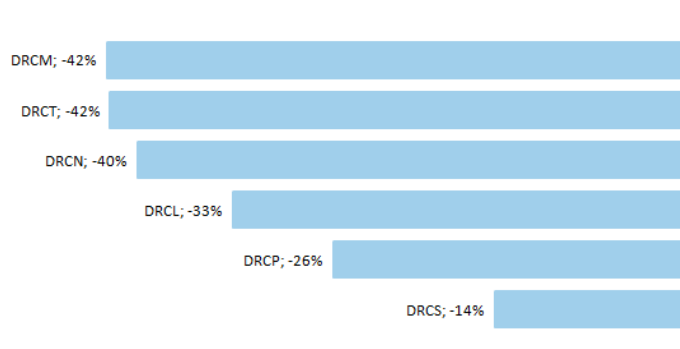


Gráfico 5.24 – END MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010,

indica desvios favoráveis em todos os distritos exceto em Portalegre.

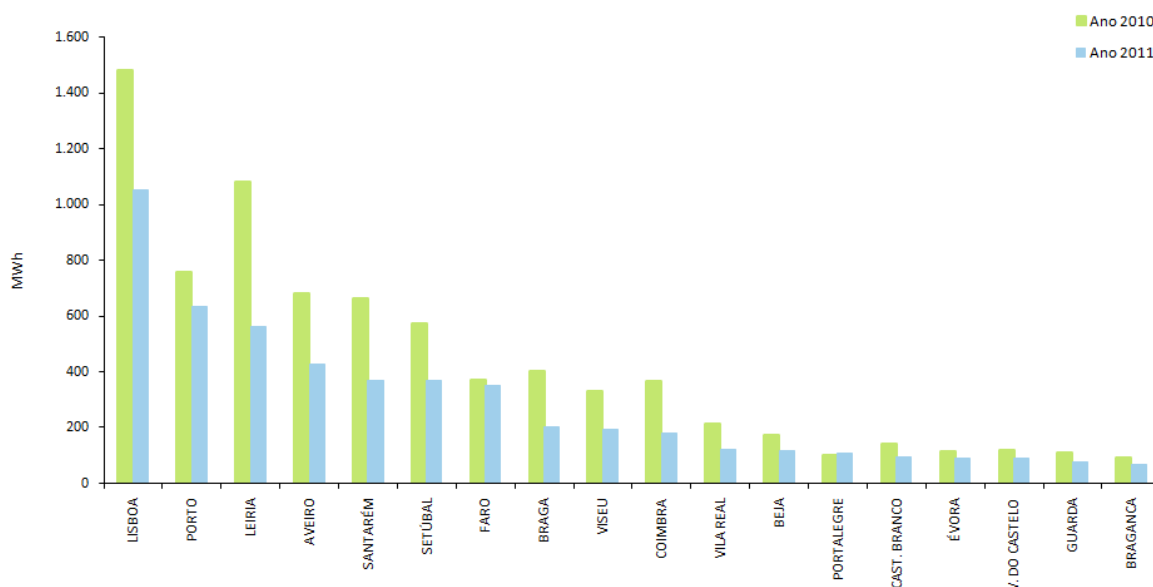


Gráfico 5.25 – END MT por distrito (MWh)

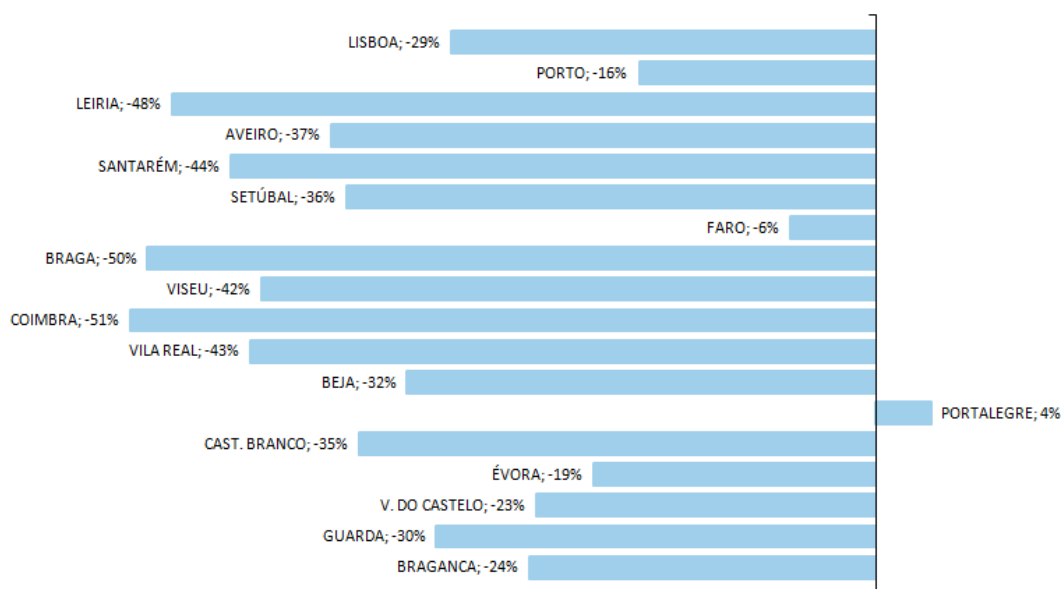


Gráfico 5.26 – END MT variação 2010-2011 por distrito

Indicador SAIFI MT

Todas as DRC's atingiram desvios favoráveis (com variações entre -48% e -

23%) relativamente aos valores obtidos em 2010.

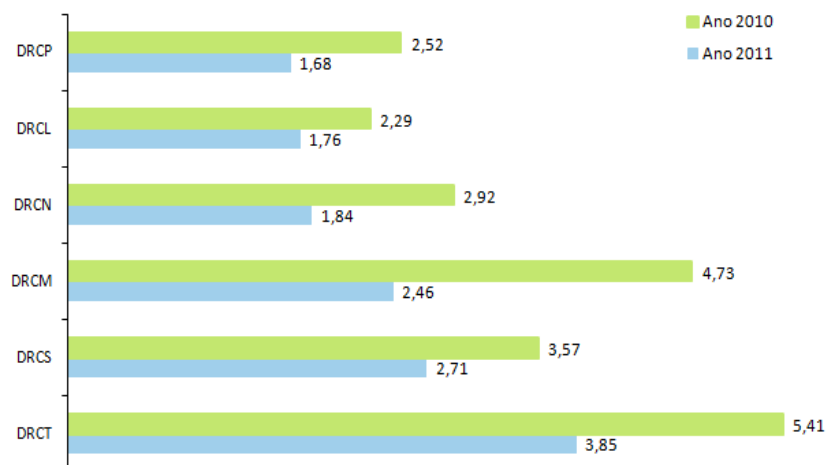


Gráfico 5.27 – SAIFI MT por DRC (n.º)

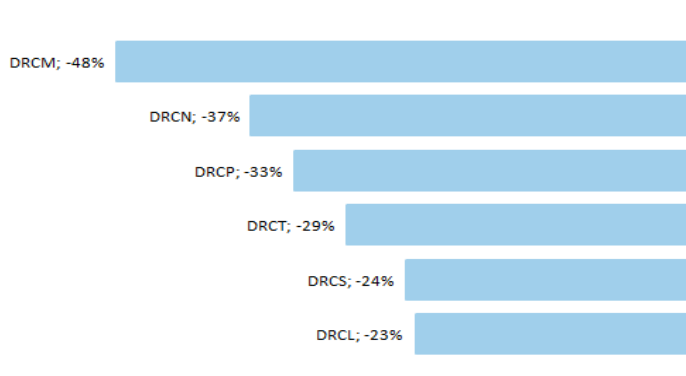


Gráfico 5.28 – SAIFI MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010,

indica desvios favoráveis em todos os distritos.

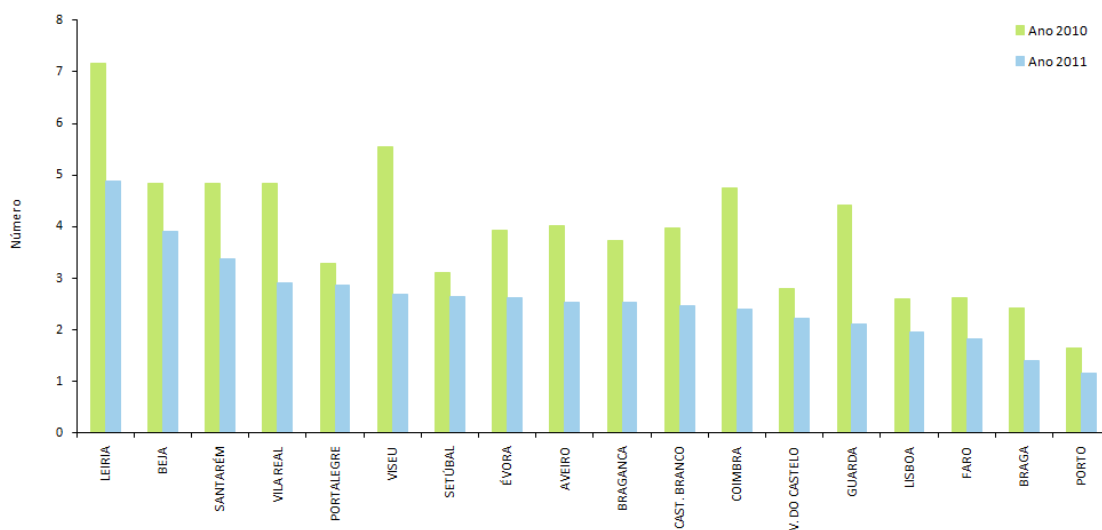


Gráfico 5.29 – SAIFI MT por distrito (n.º)

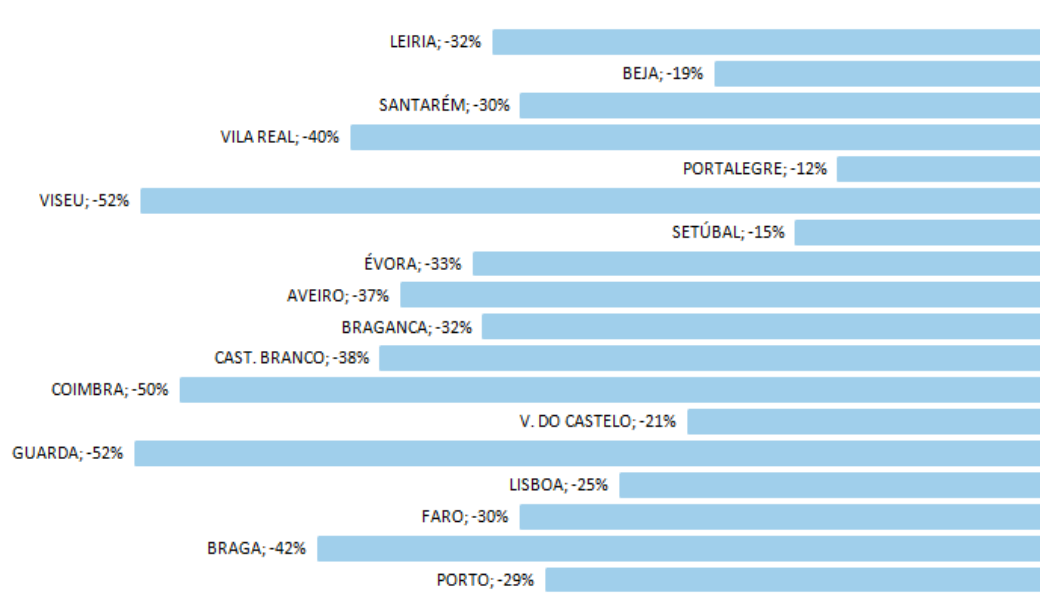


Gráfico 5.30 – SAIFI MT variação 2010-2011 por distrito

Indicador SAIDI MT

relativamente aos valores obtidos em 2010.

Todas as DRC's atingiram desvios favoráveis (variações entre -43% e -18%),

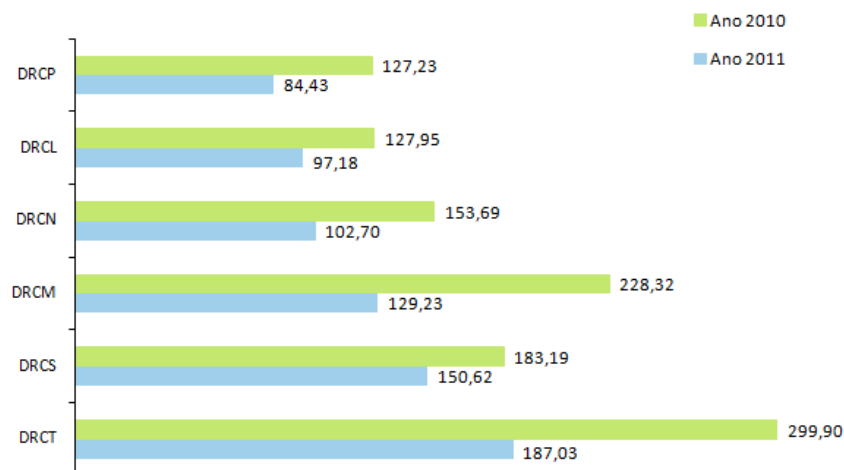


Gráfico 5.31 – SAIDI MT por DRC (min.)

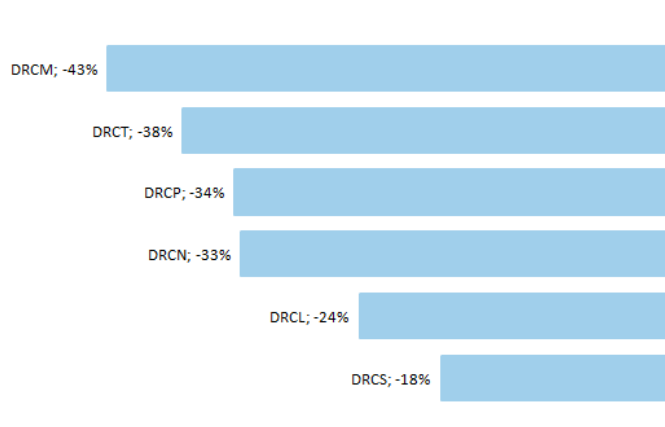


Gráfico 5.32 – SAIDI MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010,

indica desvios favoráveis em todos distritos com exceção de Portalegre.

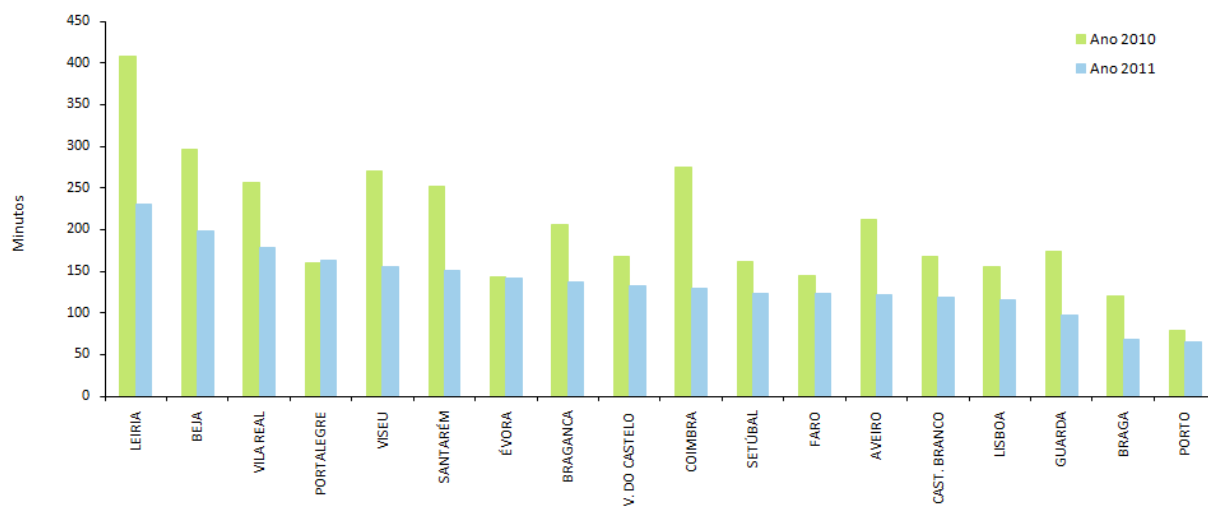


Gráfico 5.33 – SAIDI MT por distrito (min)

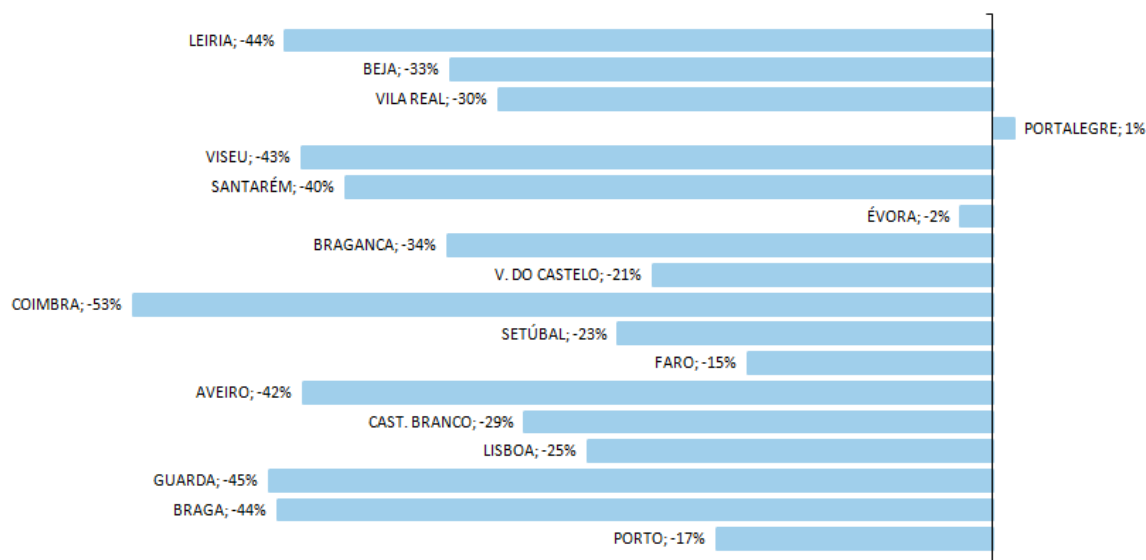


Gráfico 5.34 – SAIDI MT variação 2010-2011 por distrito

5.3.3. Rede de MT – Conclusões

Pelo exposto anteriormente, conclui-se que a rede de distribuição MT apresentou melhorias consideráveis nos níveis de continuidade de serviço comparativamente a 2010. A melhoria regista-se não só em termos da EDP Distribuição mas também em termos regionais, com a exceção do distrito de Portalegre.

Regista-se ainda que o programa de redução de assimetrias que tem vindo a ser executado pela EDP Distribuição ao longo dos últimos anos com especial incidência nos distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e Lisboa – região norte, tem tido um sucesso atendendo à evolução favorável dos indicadores de continuidade de serviço em 2011.

Evidencia-se que o impacto junto dos clientes, motivado pelas intervenções programadas na rede, foi residual pois as interrupções de longa duração representaram um valor TIE MT associado de apenas 0,9 minutos. Os valores registados nos últimos anos resultam da estratégia que tem vindo a ser seguida pela EDP Distribuição, e que está alinhada com as melhores práticas Europeias, em minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos em tensão e utilização sistemática de geradores.

Considerando a evolução dos indicadores de continuidade de serviço nas três Zonas A, B e C definidas no RQS, pode afirmar-se que, em termos gerais, em todas elas se verificou uma melhoria muito significativa, particularmente na Zona C.

5.4. Rede BT

5.4.1. Interrupções na rede BT

Como balanço global da qualidade de serviço da rede BT apresenta-se

Interrupções BT	Origens	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Interrupções Acidentais	30 427	156 338
Interrupções Previstas	3 766	8
TOTAL	34 193	156 346

Tabela 5.13 – Tipo de Interrupção BT por origem

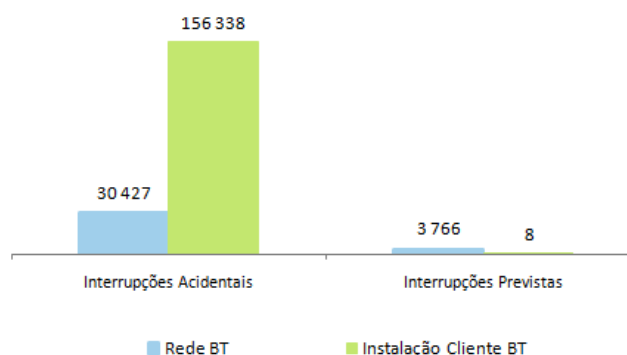


Gráfico 5.35 – Tipo de Interrupção BT por origem

Nota: Estão registadas unicamente as interrupções que tiveram origem nas redes BT da EDP Distribuição e nas Instalações dos Clientes BT.

De realçar o elevado número de interrupções registadas nas instalações dos clientes comparativamente com as ocorridas nas redes da EDP Distribuição (representaram 82% do total dos incidentes).

Em relação ao ano de 2010, e no que diz respeito ao número total de interrupções, verificou-se uma redução de 17% na rede BT e de 19% nas instalações de clientes.

Os grupos de causas das interrupções acidentais no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no Gráfico 5.36. Constata-se que 70% destas interrupções tiveram origem nas seguintes quatro causas: Manutenção, Material/Equipamento, Técnicas e Casos Fortuitos ou de Força Maior.

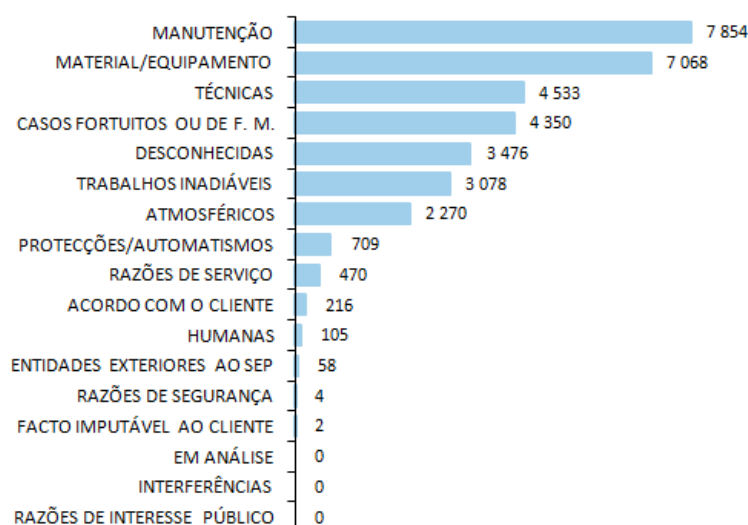


Gráfico 5.36 – N.º de interrupções acidentais de BT, grupo de causas – origem BT

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes estão expressos no Gráfico 5.37. As fusões de “Fusível BT”, que representam 38% dos registos dos elementos avariados, incluem fundamentalmente os fusíveis fundidos nas

portinholas, caixas de coluna e quadros de coluna, o que sublinha o enorme “peso” que têm este tipo de elemento avariado, verificado nas instalações coletivas e individuais. Esta situação determina o elevado peso da causa Manutenção, mencionada anteriormente.

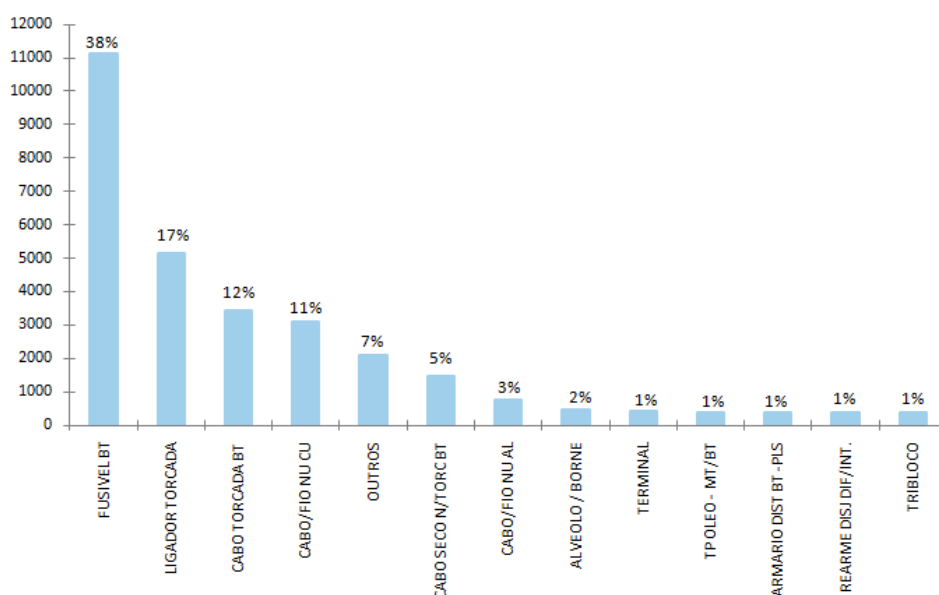


Gráfico 5.37 – N.º de interrupções acidentais de BT, grupo de causas – origem BT

Nota: No agrupamento “Outros” estão incluídos os restantes elementos avariados cuja percentagem individual é inferior a 1%.

O indicador "Número de Incidentes Acidentais/1000 Clientes" por origem, e para o caso de interrupções de longa

duração, teve, de 2008 a 2011, a evolução apresentada na Tabela 5.14

Número de Incidentes/1000 Clientes	2008	2009	2010	2011
Rede BT	5,12	5,52	6,46	5,62
Instalação de utilização/cliente	27,59	29,90	32,57	28,89

Tabela 5.14 – Número de incidentes por 1000 clientes

Para este indicador e comparativamente a 2010 registaram-se reduções de 13% ao nível da rede BT e de 11% ao nível da instalação de utilização/cliente.

5.4.2. Indicadores BT

5.4.2.1 Evolução dos indicadores

BT

A evolução dos indicadores Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para incidentes de duração superior a 3 minutos, independentemente da sua origem, é apresentada na Tabela 5.15.

Indicadores	Ano 2010	Ano 2011	Variação 11/10
SAIFI BT [nº]	3,95	2,47	-37,4%
SAIDI BT [min]	222,07	134,05	-39,6%

Tabela 5.15 – Evolução dos indicadores de Frequência e Duração BT

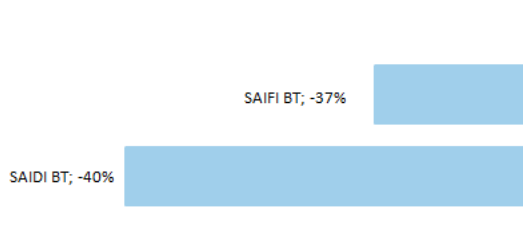


Gráfico 5.38 – Indicadores BT – Variação 2010-2011

5.4.2.2 Evolução dos indicadores BT por zonas A, B e C

Na Tabela 5.16 apresentam-se os indicadores explicitados no ponto anterior,

		INDICADORES	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2010	SAIFI BT [nº]	Acidentais	1,91	2,55	5,60
		Previstas	0,04	0,08	0,20
	SAIDI BT [min]	Acidentais	84,12	132,16	336,48
		Previstas	2,18	2,97	9,05
2011	SAIFI BT [nº]	Acidentais	1,11	1,75	3,40
		Previstas	0,06	0,07	0,13
	SAIDI BT [min]	Acidentais	56,29	92,08	189,83
		Previstas	2,99	3,34	5,87

Tabela 5.16 – SAIFI e SAIDI BT por zona

No cálculo destes indicadores foram consideradas todas as interrupções acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo n.º1 do seu artigo 14º, nomeadamente: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de segurança e facto imputável ao cliente.

Em 2011 registou-se uma evolução favorável no indicador de frequência média (SAIFI BT) e no indicador de duração média (SAIDI BT) comparativamente a 2010.

discriminados por interrupções acidentais e previstas para as zonas A, B, C.

5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC's e distritos

Neste ponto apresenta-se a desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18 distritos de Portugal Continental (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na Região respetiva).

À semelhança do referido para a rede MT, também na rede BT os valores dos indicadores em análise por Região e Distrito de 2011 manteve-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

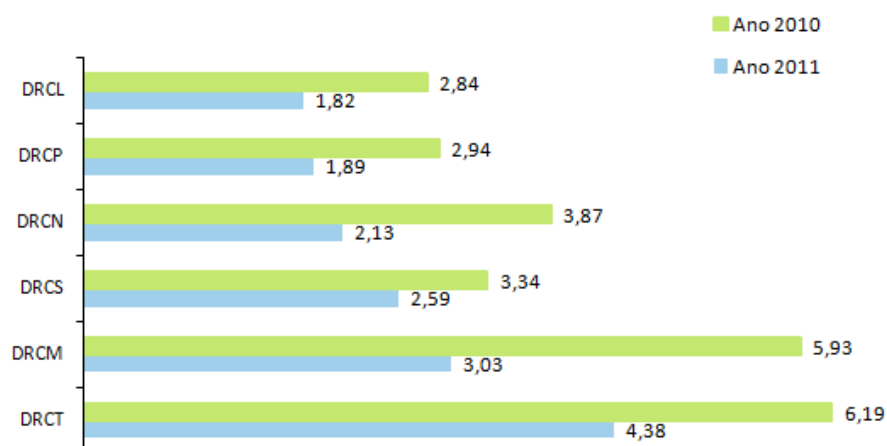


Gráfico 5.39 –SAIFI BT por DRC (n.º)

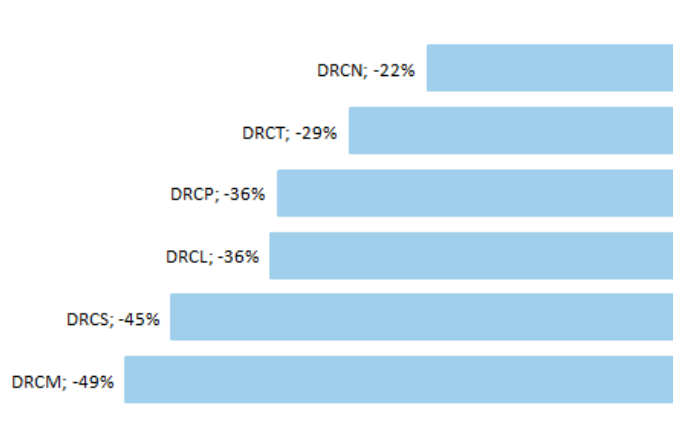


Gráfico 5.40 – SAIFI BT variação 2010-2011 por DRC

Todas as DRC's atingiram desvios favoráveis com variações entre -49% e -22% relativamente aos valores obtidos em 2010.

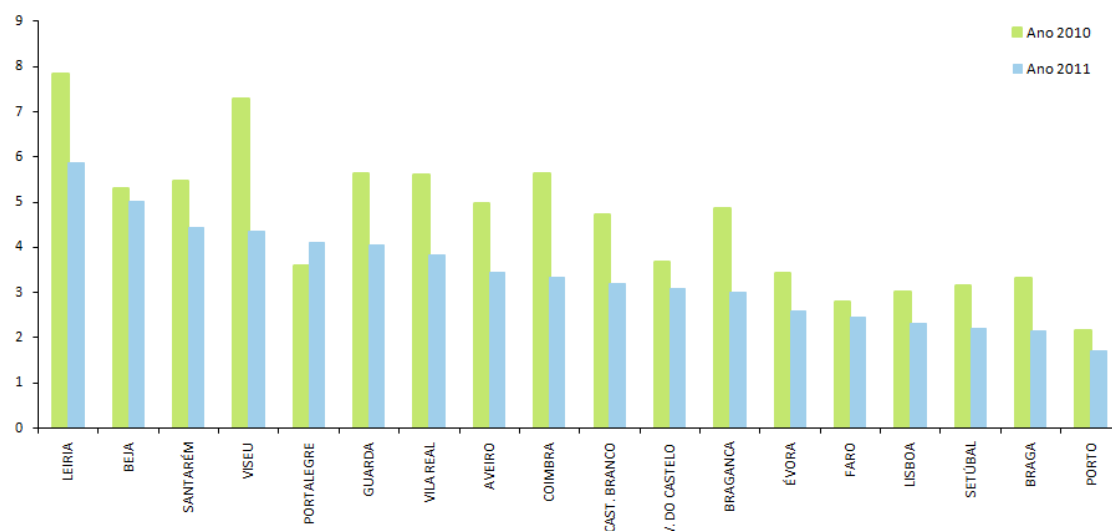


Gráfico 5.41 –SAIFI BT por distrito (n.º)

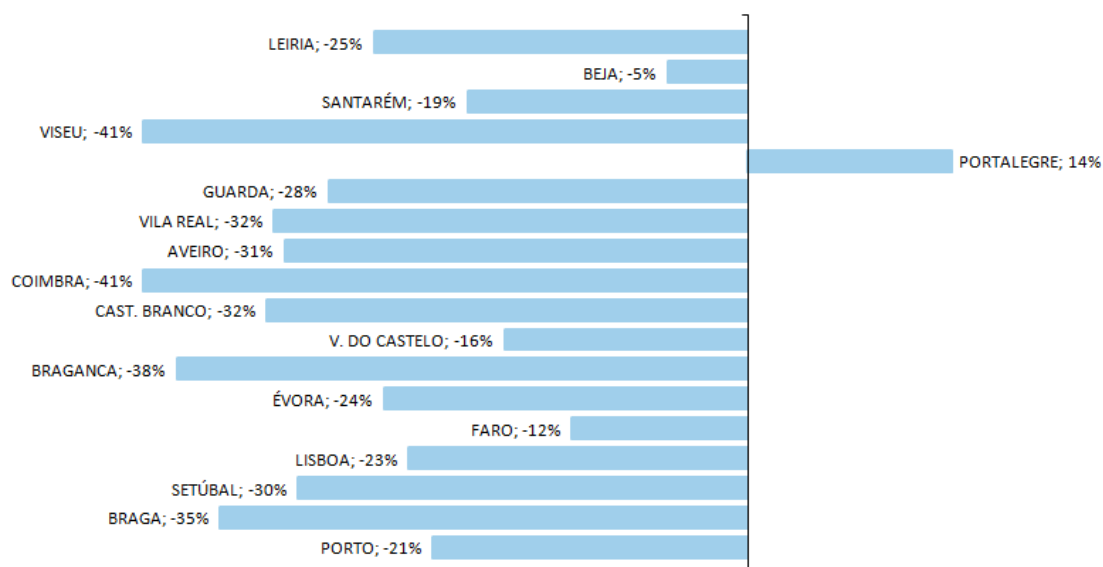


Gráfico 5.42 – SAIFI BT variação 2010-2011 por distrito

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010, indica desvios favoráveis em todos os distritos à exceção de Portalegre (14%).

Nos gráficos 5.43 a 5.46 apresenta-se a evolução do indicador SAIDI BT por área geográfica de DRC e por distrito.

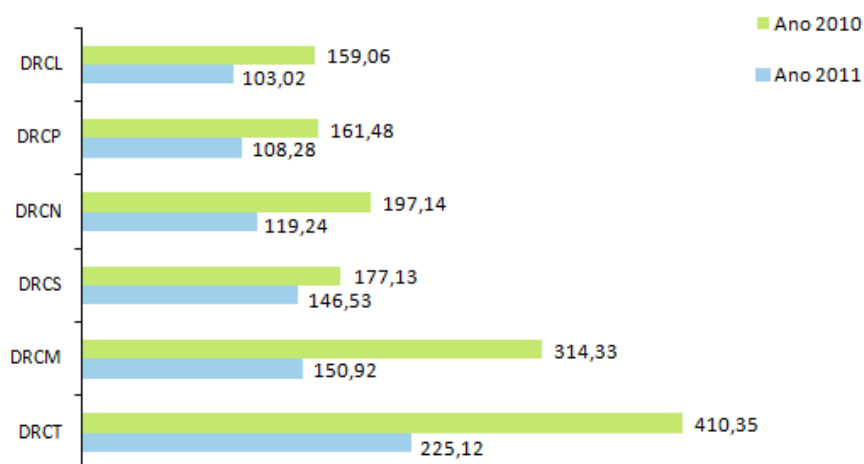


Gráfico 5.43 –SAIDI BT por DRC (min.)

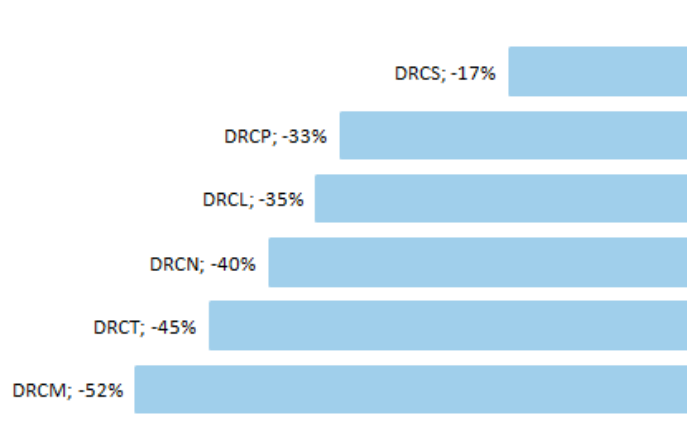


Gráfico 5.44 – SAIDI BT variação 2010-2011 por DRC

Observando o Gráfico 5.44 verifica-se que todas as DRC's atingiram desvios favoráveis com variações entre os -52%

(DRCM) e -17% (DRCS), relativamente aos valores obtidos em 2010.

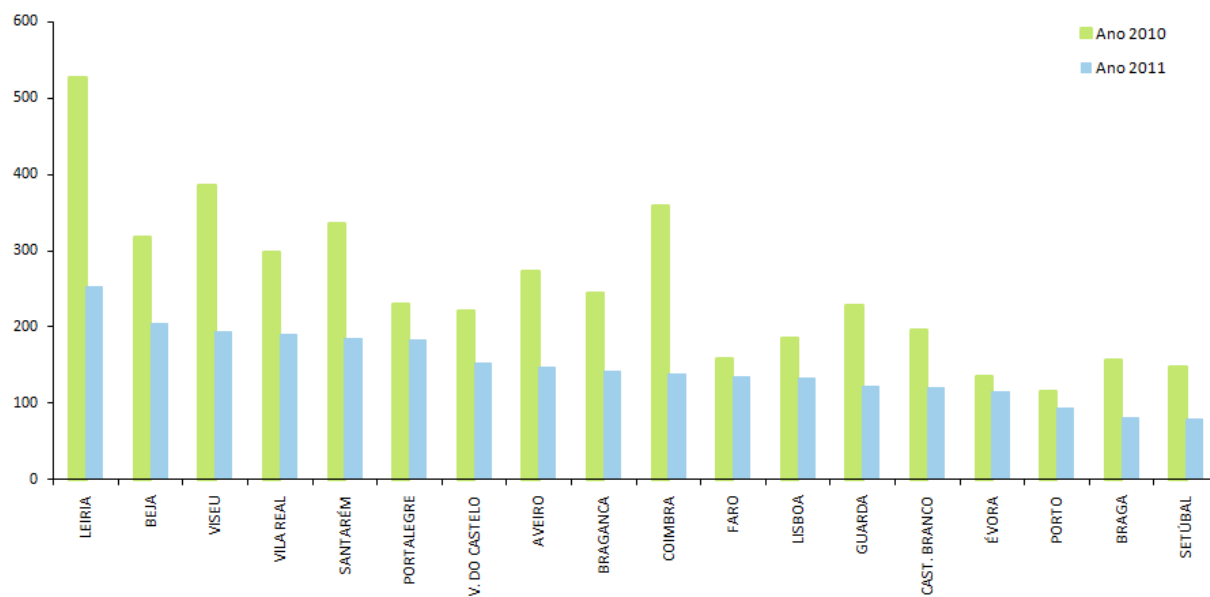


Gráfico 5.45 –SAIDI BT por distrito (min.)

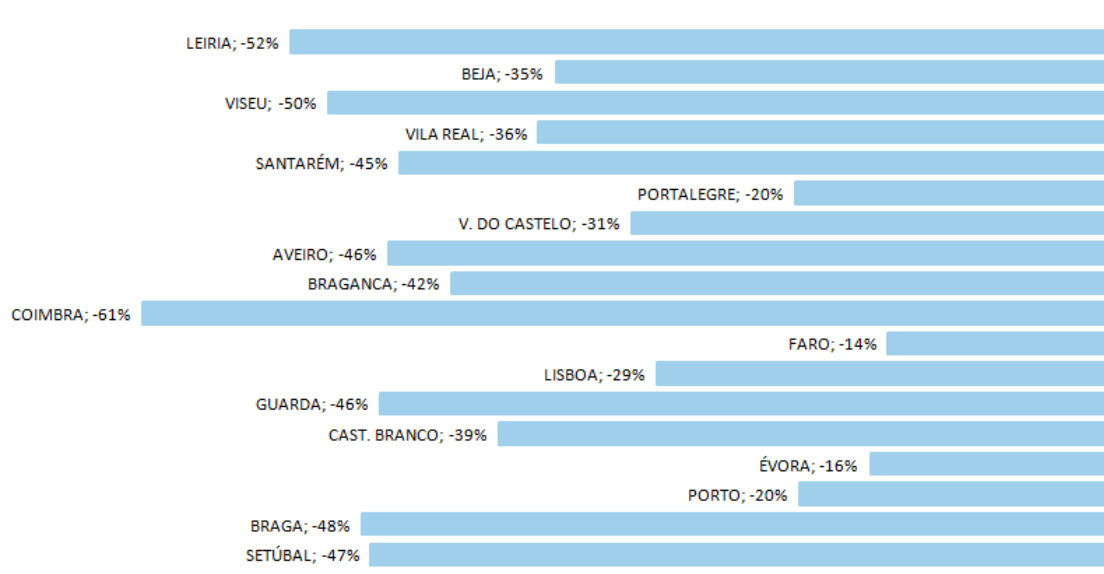


Gráfico 5.46 – SAIDI BT variação 2010-2011 por distrito

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2010, indica desvio favorável em todos os distritos do País.

5.4.3. Rede de BT – Conclusões

Relativamente à rede BT registou-se em 2011 comparativamente a 2010 uma melhoria significativa dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT devido essencialmente ao contributo da rede MT. O SAIFI BT melhorou 37% e o SAIDI BT 40%.

Em termos da evolução nas zonas definidas no RQS, registou-se uma melhoria na evolução dos indicadores SAIDI BT e SAIDI BT nas três Zonas A, B e C, conforme ocorreu também para a rede MT.

As causas das interrupções estão relacionadas essencialmente com

“Material / Equipamento”, “Técnicas” e “Manutenção” representando cerca de 57%. Sendo ainda de realçar o registo de cerca de 10% das interrupções de causa desconhecida.

O elemento da rede BT com maior número de avarias é o “Fusível BT”, representando cerca de 38% do total dos elementos avariados registados em 2011.

5.5. Cumprimento do RQS

5.5.1. Qualidade geral MT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede MT

O RQS estabelece no Art. 15.º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, determinando anualmente os indicadores gerais, para as

redes de MT – TIEPI, SAIFI, SAIDI e END. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos no Anexo II do RQS.

Com exceção do indicador END, para o qual não existe padrão, apresentam-

se de seguida, para os restantes indicadores, os padrões indicados no RQS (Artigo 16.º) e os valores obtidos na rede MT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
TIEPIMT [h]	2	0,50	4	0,81	10	1,33
SAIFI MT [nº]	3	0,72	6	1,34	8	2,26
SAIDI MT [h]	3	0,53	5	1,05	10	1,79

Tabela 5.17 –Indicadores Padrão / Valor real MT

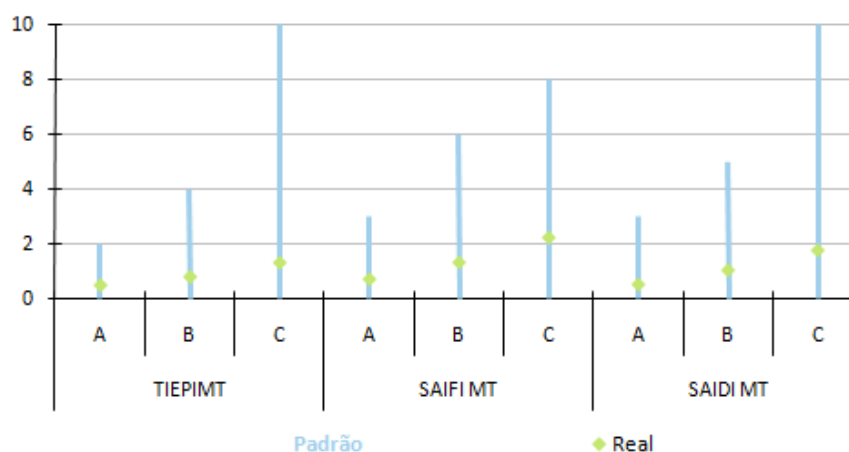


Gráfico 5.47 – Cumprimento do RQS por zona – rede MT

Da observação dos valores apresentados, na Tabela 5.17 e no Gráfico 5.47, pode-se concluir que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas,

apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo 1).

5.5.2. Qualidade geral BT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede BT

O RQS estabelece no seu art. 15.º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, determinando anualmente os indicadores gerais, para as

redes de BT – SAIFI e SAIDI. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos no Anexo II do RQS.

Apresentam-se de seguida os padrões indicados no artigo16.º e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT [nº]	3	1,01	6	1,47	8	2,69
SAIDI BT [h]	4	0,83	7	1,18	12	2,29

Tabela 5.18 – Indicadores Padrão / Valor real BT

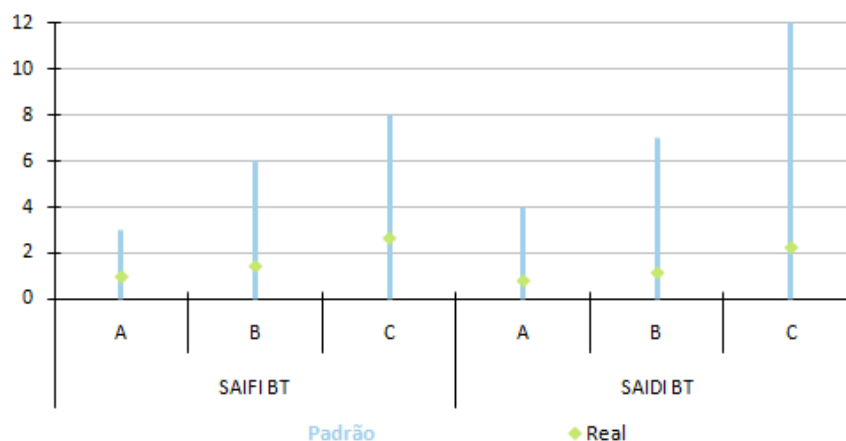


Gráfico 5.48 – Cumprimento do RQS por zona – rede BT

Da observação dos valores apresentados, na Tabela 5.18 e Gráfico 5.48, pode concluir-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas. A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo (Anexo 1).

5.6. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

O RQS, no seu artigo 18.º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual, de âmbito técnico, que os operadores das redes de distribuição devem respeitar (Tabela 5.19).

Número de interrupções por ano			
	AT	MT	BT
Zona A	8	8	12
Zona B		16	21
Zona C		25	30

Duração total das interrupções (horas)			
	AT	MT	BT
Zona A	4	4	6
Zona B		8	10
Zona C		16	20

Tabela 5.19 – Padrões dos indicadores de qualidade de serviço individual

No seu Artigo 17.º, o RQS estabelece, igualmente, que o operador da rede de distribuição deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço nomeadamente a frequência e a duração total das interrupções, de acordo com o disposto no RQS (Anexo II).

A informação por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão relativa aos incumprimentos no ano de 2011 é a que consta na Tabela 5.20.

Igualmente se apresentam na referida tabela, os montantes que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos. Tal como estipulado no RQS (Artigo 52.º n.º5), sempre que o montante a atribuir aos clientes, a título de compensação individual for inferior a 0,50€, o mesmo deve ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas.

Indicador	Nível de Tensão	Zona Geográfica	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valor do Fundo de Reforço de Investimentos (€)
Duração total das interrupções / Número total das Interrupções	MAT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	-	-	-
		Total			0,0
	AT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	3	83,01	114,24
		Total	3	83,01	114,24
	MT	A	62	8 633,38	569,38
		B	42	3 291,84	35,13
		C	21	3 775,21	0,00
		Total	125	15 700,43	604,51
	BTE	A	69	3 770,17	20,46
		B	34	2 462,36	8,19
		C	9	470,37	0,00
		Total	112	6 702,90	28,65
	BTN	A	9 617	29 951,91	2 100,09
		B	4 921	18 424,33	1 188,97
		C	1 476	7 855,34	183,74
		Total	16 014	56 231,58	3 472,80
TOTAL			16 254	78 717,92	4 220,20

Tabela 5.20 – Compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais

O número de incumprimentos pagos aos clientes foi de 12 543 e o dos transferidos para o fundo de reforço dos Investimentos foi de 3 711, num total de 16 254.

Dos 16 254 incumprimentos 25 foram devidos a número de interrupções. Não houve incumprimento simultâneo dos dois indicadores relativos à continuidade de serviço.

5.7. Qualidade da onda de tensão

Neste capítulo referente à Qualidade da Onda de Tensão ou, como também é genericamente designada, Qualidade da Energia Elétrica (QEE) são apresentados e comentados os resultados das medições efetuadas pela EDP Distribuição, em cumprimento do seu Plano Anual de Monitorização (PAM) da QEE e em conformidade com o disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Nesta rubrica, como resultado da apreciação global das ações de medição efetuadas, é de referir:

- O nível elevado da QEE fornecida pela EDP Distribuição aos seus clientes, em 2011;
- Aumento de cerca de 17 %, relativamente ao ano anterior, do número total de horas

despendidas com a monitorização da QEE;

- 21 % do universo de subestações de AT/MT da EDP Distribuição, em modo de monitorização permanente, no ano de 2011;
- 48 % das subestações de AT/MT sob monitorização, permanente e trimestral, em 2011.

Nos pontos seguintes, são apresentados os indicadores considerados mais representativos da QEE dando-se em relação aos mesmos algumas explicações de enquadramento.

5.7.1. Definição e Critérios das Ações de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica

As ações de monitorização da QEE que a EDP Distribuição realiza seguem estritamente as recomendações da NP EN 50160, bem como o preceituado nos Artigos 19.º e 20.º do RQS em vigor, sendo que umas têm duração trimestral e outras decorrem de forma contínua, ao longo do ano, em instalações previamente selecionadas para cada uma destas modalidades de monitorização. Consistem estas ações em medições dos principais parâmetros definidores da QEE, nas instalações e equipamentos escolhidos segundo os critérios definidos nos citados artigos do RQS, incidindo em:

- Barramentos de MT das Subestações de AT/MT;
- Barramentos dos Quadros Gerais de BT dos Postos Transformação (PTD);

As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade e Continuidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão
- Valor Eficaz da tensão
- Tremulação/Flicker da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também, por regra, as cavas de tensão, em número, profundidade e duração, as sobretensões à frequência industrial, em nível e respetiva duração, bem como as interrupções de serviço, em número e duração, ocorridas durante os períodos de medição, registando-se ainda a duração da maior interrupção e o tempo acumulado das interrupções de serviço, nos barramentos de MT de cada instalação.

Os equipamentos de medição utilizados em todas as ações de monitorização da QEE mencionadas no

presente relatório respeitam integralmente os requisitos definidos no ponto 4, do Anexo IV, do Regulamento da Qualidade de Serviço.

5.7.2. Medições da QEE em 2011

As ações de monitorização da QEE da EDP Distribuição incidem preferencialmente em instalações que cubram zonas consideradas como prioritárias, pela concentração de clientes previsivelmente mais sensíveis às perturbações da QEE, procurando-se, tanto quanto possível, coordená-las com as ações do mesmo tipo desenvolvidas a montante da rede da EDP Distribuição, nos escalões superiores de tensão pertencentes à Rede Nacional de Transporte (REN).

Em 2011, o número total de horas de monitorização da QEE, cifrou-se 1 011 208, incluindo-se neste montante o número de horas de monitorização da QEE realizadas em modo permanente e o número de horas de monitorização de carácter extraordinário, a pedido de clientes ou por iniciativa da Empresa, i.e., respeitantes a medições realizadas fora do Plano Regular, o que, globalmente, se traduziu num acréscimo de cerca de 17% relativamente ao número total de horas de monitorização da QEE despendidas pela Empresa em 2010.

No mapa seguinte (Figura 5.1) encontra-se representada a distribuição geográfica das ações de monitorização da QEE, figurando a amarelo as zonas

abrangidas pelo Plano Regular (periodicidade trimestral) e a vermelho as zonas cobertas pelas medições da QEE com carácter permanente (periodicidade anual).

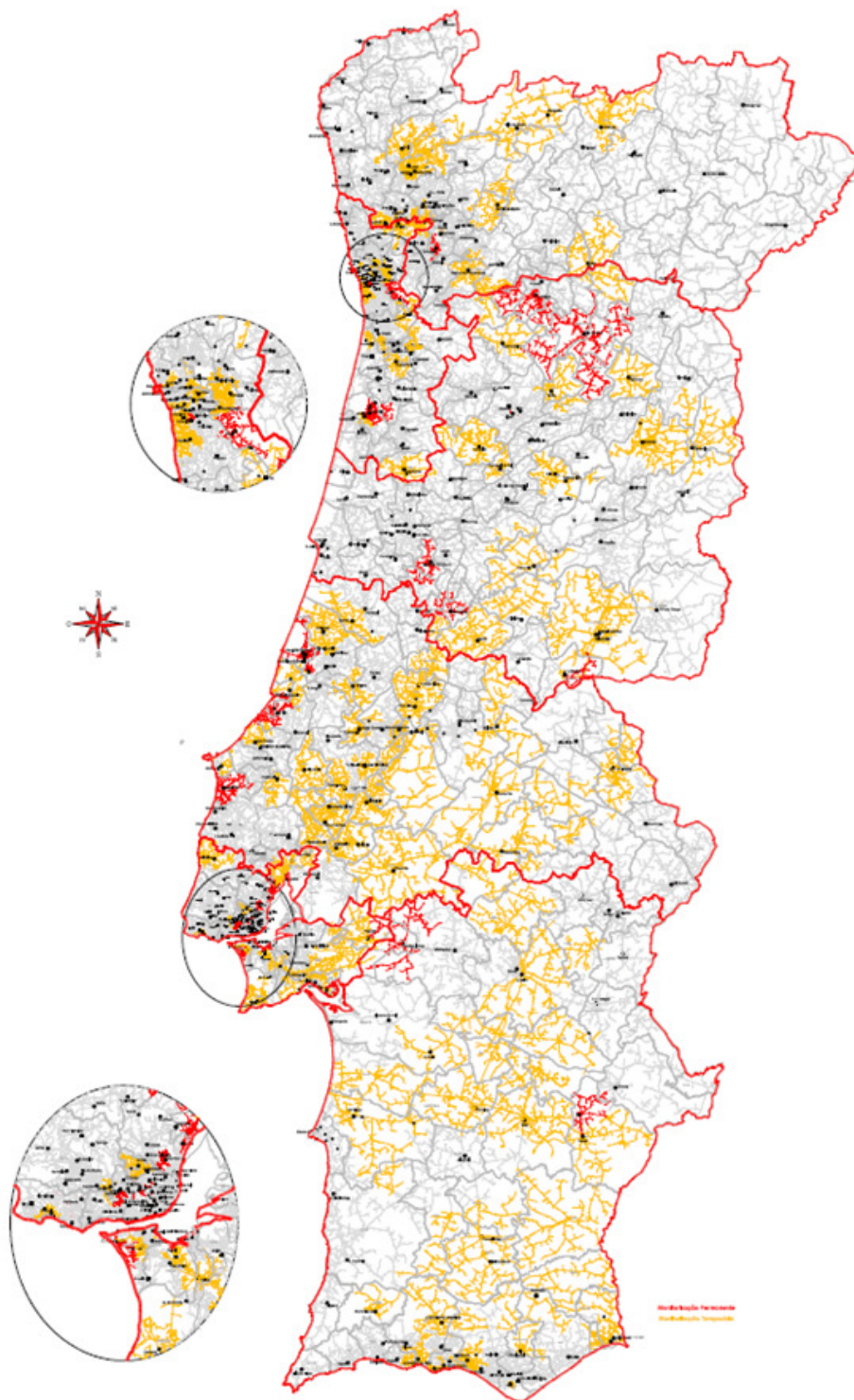


Figura 5.1 – Distribuição geográfica das ações de monitorização da QEE.

5.7.3 Monitorizações da QEE de periodicidade trimestral

No que se refere a ações de monitorização da QEE, com duração trimestral, realizaram-se, em 2011, medições em:

- 110 Subestações de AT/MT;
- 169 Barramentos de MT;
- 167 PTD, lado BT.

Conforme consta da tabela seguinte (5.21).

Quadro-Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2009-2011																			
Nº de Monit. Efectuadas e n.º de Elementos em NC						Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente									
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT)	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Cavas				U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites					
						Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Int Serv				Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem	
										Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/IS	Nº Total IS em PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2011	110	169	19	167	60	169	7464	167	5193	64	244	65	552	31	13	7	9	34	1
2010	107	166	7	167	73	166	6988	167	5790	67	172	70	708	23	6	22	2	44	1
2009	101	166	19	166	75	166	6466	166	5409	71	437	82	819	33	17	12	3	49	1

Tabela 5.21 – Resumo da monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2011

5.7.3.1 Breve destaque da QEE observada em 2011

5.7.3.1.1 Não Conformidades em barramentos de MT

Como nota saliente, pode dizer-se, *ab initio*, que a qualidade da energia elétrica fornecida pela EDP Distribuição, em 2011, a partir dos barramentos de MT das suas instalações, se situou num plano geralmente elevado, tendo sido analisadas e posteriormente corrigidas ou atenuadas todas as situações de não conformidade (NC) regulamentar ou normativa detetadas no decurso das ações de monitorização da QEE empreendidas.

De um modo geral, estas situações de NC detetadas não são de molde a

inspirar grande preocupação, dada a sua pequena relevância na QEE fornecida aos clientes.

Com efeito, em 2011, tivemos 19 (11,2 %) barramentos de MT, em situação de NC, com 22 registos de não conformidades (NC), distribuídos por:

- distorção harmónica da tensão: 13 (59%) registos, sendo o parâmetro mais afetado, maioritariamente, a sua 5ª harmónica e, de um modo geral, por valores situados ligeiramente acima do seu máximo regulamentar (U5h=6 %);
- parâmetro da tremulação/flicker da tensão: 9 (41%) registos de NC.

Estes valores de NC, embora representem algum acréscimo em relação aos registados nas monitorizações realizadas em 2010 – 19 barramentos com NC *versus* 7 em 2010 –, situam-se ao nível dos registos efetuados em 2009 e não oferecem, como referido, motivo de especial preocupação, por se considerarem com efeitos nocivos negligenciáveis para os clientes, não só pela natureza dos parâmetros em que se registaram as NC, como pelos valores atingidos, ligeiramente acima dos máximos regulamentares.

5.7.3.1.2 Interrupções de serviço em barramentos de MT (situação em que $U < 0,01 \text{ Un}$)

Em 2011, nas monitorizações de periodicidade trimestral, foram afetados por esta perturbação 64 (37,9%) dos barramentos de MT, nos quais se registaram 244 interrupções.

No geral, estas situações tiveram curta duração, dado o desempenho dos órgãos operacionais da Empresa na rapidez da reposição do serviço. De referir, a este propósito, que, em muitas destas situações, o serviço ficou assegurado, se não na totalidade, pelo menos na sua maior parte, por alimentações alternativas obtidas por manobras de recurso na rede, a partir de outros barramentos de instalações vizinhas, não chegando, por

isso, na maioria dos casos, os clientes a sofrer quebras de fornecimento de energia.

5.7.3.1.3 Cavas de tensão em barramentos de MT

Em 2011, registou-se um número total de 7 464 cavas de tensão, valor contabilizado segundo o método da agregação temporal a 1 minuto, como recomendado no Anexo IV do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Conforme se pode observar no quadro global (Anexo 3), onde os dados apurados se encontram agrupados por trimestre, o 2.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (2745).

Ao longo do ano, as áreas operacionais (AO) com barramentos de MT mais afetados foram as de :

- Santarém, com 1 589 (21%) cavas;
- Beja, com 1 166 (16%) cavas;
- Caldas da Rainha, com 576 (8%) cavas.

O facto de estas AO incluírem zonas rurais, com alguma extensão, onde predominam as redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições atmosféricas

e demais fenómenos naturais, contribui para que sejam estas as zonas mais afetadas pelos defeitos elétricos e, consequentemente, pelas cavas de tensão deles resultantes.

Refira-se, no entanto, que a maioria destas cavas de tensão são de amplitude moderada, no intervalo de $0,70 U_n \leq U_d < 0,90 U_n$, bem como de duração bastante reduzida. Normalmente, uma parte significativa delas, variável entre 40 a 60 %, extingue-se nos primeiros 100 ms, sem qualquer impacto ou percepção na maioria das instalações dos clientes.

Nos gráficos seguintes (5.49 e 5.50), apresenta-se informação da distribuição das cavas de tensão. No Gráfico 5.49 pode-se ver que o universo tratado foi o das cavas de tensão que tiveram uma profundidade moderada, i.e., até 30% da tensão nominal (U_n), por intervalos de tempo de duração variável, até à duração máxima de 1 s.. No Gráfico 5.50, considerou-se a totalidade das cavas, quanto a profundidades i.e., $0,01 U_n \leq U < 0,9 U_n$, mantendo-se a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

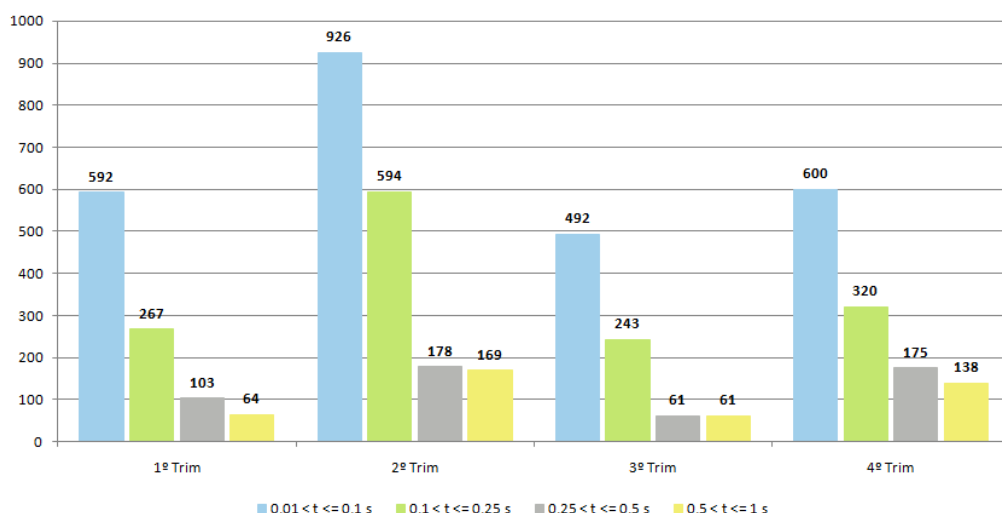


Gráfico 5.49 – Cavas de tensão com profundidade até 30% de U_n ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em barramento MT

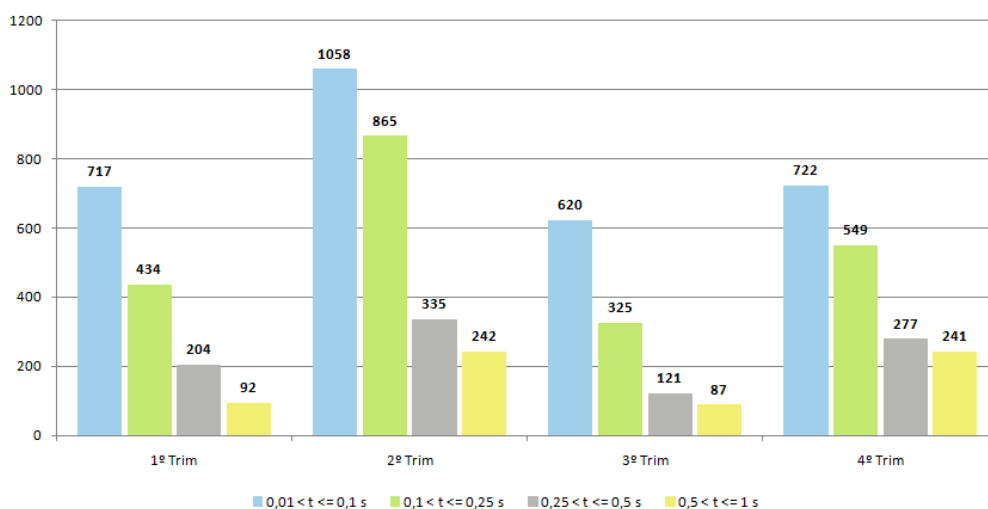


Gráfico 5.50 – Duração de cavas de tensão em barramentos MT

Nos gráficos 5.51 e 5.52, apresenta-se a distribuição temporal

0 < t ≤ 1s das cavas de tensão em barramentos de MT, em 2011.

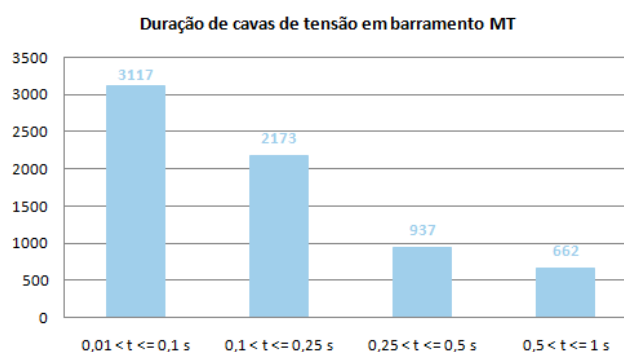
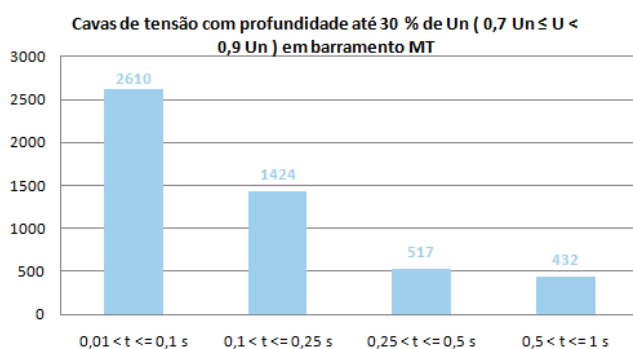


Gráfico 5.51 & 5.52 – Distribuição temporal das cavas de tensão registadas em barramentos de MT.

5.7.3.1.4 Não Conformidades em Postos de Transformação (lado BT)

Neste nível de tensão, registou-se uma melhoria significativa em 2011, com 60 (36 %) PTD em situação de NC, contra 73, em 2010 e 75 em 2009. Nestes 60 PTD, registaram-se, um total de 73 situações de NC, com a seguinte distribuição:

- tremulação/flicker da tensão: 34 (46,6%) registos de NC;

- Uef com 31 (42,4%);
- distorção harmónica da tensão com 7 (9,6 %), tendo-se verificado ainda 1 caso de NC no parâmetro da tensão de desequilíbrio, Udes (1,4 %);

Analogamente, a situação geral, no campo das não conformidades, pode considerar-se não ser preocupante neste nível de tensão, dados os parâmetros específicos em que estas NC se registaram, bem como os níveis atingidos, acima dos

máximos regulamentares, mas, normalmente, excedidos por margem muito pequena.

5.7.3.1.5 Cavas de tensão em postos de transformação (PTD)

Tal como se referiu a propósito deste tipo de perturbação ocorrida em barramentos de MT, o número de cavas registadas em PTD (lado BT) foi apurado considerando a agregação temporal a 1 minuto, como estipulado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

No que se refere a este tipo de fenómeno, verificou-se um total de 5 193 cavas de tensão nos 167 PTD monitorizados.

Conforme também se pode ver no quadro global, (anexo 3), com apuramento dos dados por trimestre, no caso dos PTD, o 2.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (1661) e as áreas operacionais (AO) com PTD mais afetados, ao longo do ano, foram as de:

- Beja, com 755 (14,5 %) cavas;

- Évora com 569 (11 %);
- Portalegre, com 476 (9,2 %).

Este conjunto representa cerca de 35 % do total das cavas registadas, nos 167 PTD monitorizados.

Refira-se igualmente que, neste nível de tensão, a maioria das cavas são de profundidade moderada: $0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$ e de curta duração, sem qualquer impacto ou perceção na maioria das instalações dos clientes.

Nos gráficos seguintes (5.53 e 5.54), apresenta-se uma distribuição das cavas de tensão registadas em PTD. No Gráfico 5.53, o universo tratado foi o das cavas que tiveram uma profundidade moderada, i.e., até 30% da tensão nominal (U_n), por intervalos de tempo de duração variável, até à duração máxima de 1 s.. No Gráfico 5.54, considerou-se o conjunto total das cavas, quanto a profundidades, i.e., $0,01 U_n \leq U < 0,9 U_n$, com a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

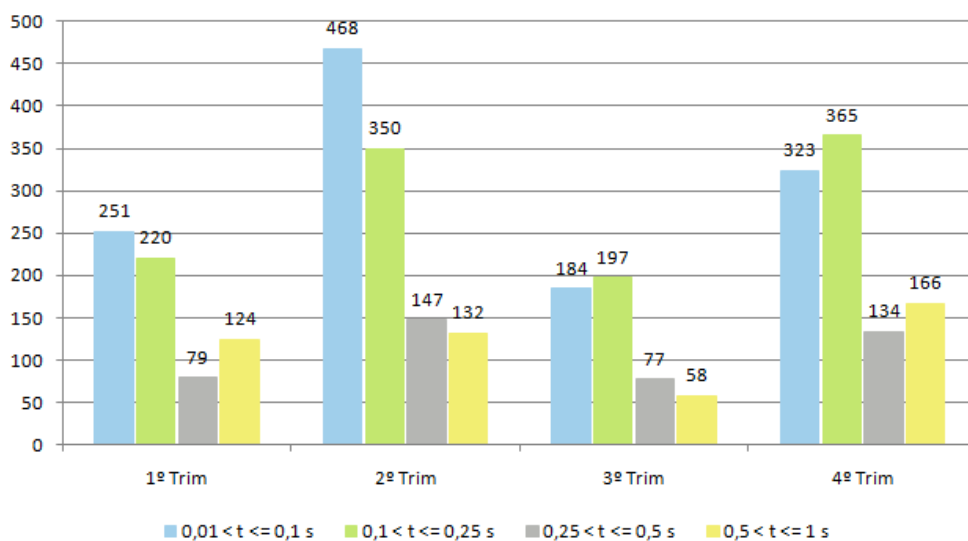


Gráfico 5.53 – Cavas de tensão com profundidade até 30% de Un (0,7 Un ≤ U < 0,9 Un) em PTD

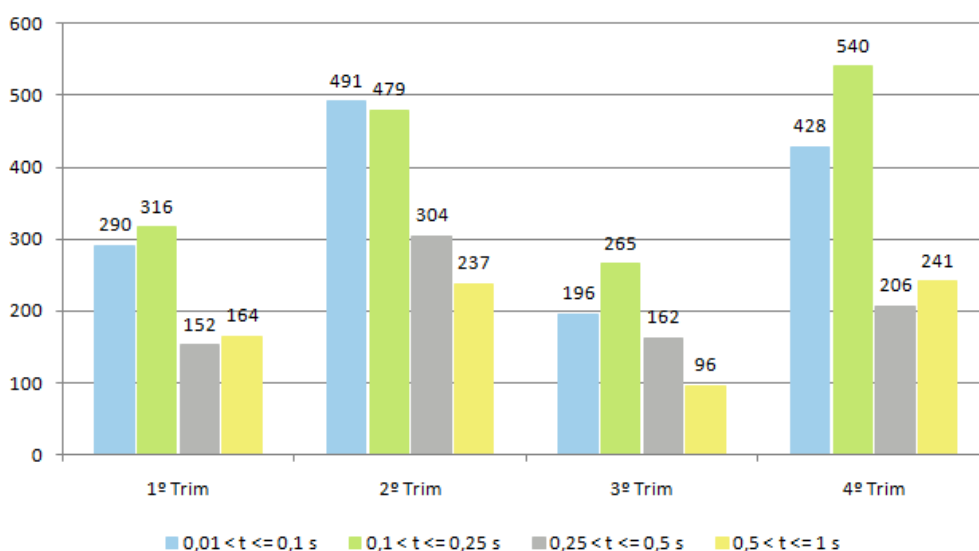


Gráfico 5.54 – Duração de cavas de tensão em PTD

Nos gráficos 5.55 e 5.56, apresenta-se a distribuição temporal

0 < t ≤ 1s das cavas de tensão registadas em PTD (lado BT), em 2011.

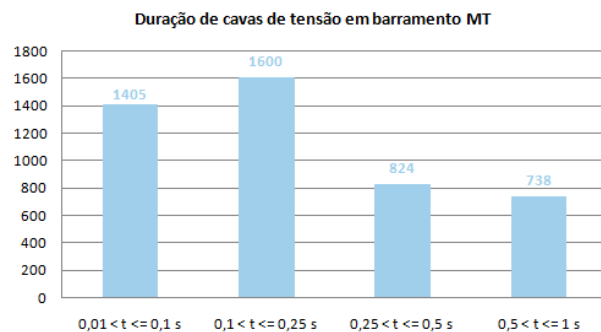
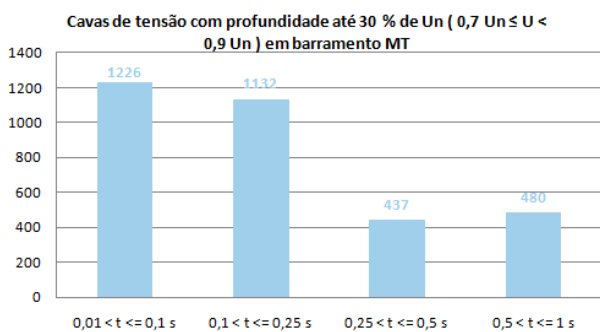


Gráfico 5.55 & 5.56 – Distribuição temporal das cavas de tensão registadas em PTD (BT)

5.7.3.1.6 Interrupções de serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 65 PTD (39%), num total de 552 interrupções, tendo sido o 2º trimestre o que maior número (178) de interrupções de serviço registou. Os PTD mais afetados foram os das Áreas Operacionais (AO) de :

- Bragança, com 148 interrupções de serviço;
- Beja, com 65;
- Viseu com 43.

As mesmas observações tecidas a propósito deste tipo de ocorrências em barramentos de MT podem transpor-se

para aqui, ou seja na sua maioria, as interrupções de serviço dos PTD monitorizados foram também de curta duração.

5.7.3.1.7. Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2009-2011

Nos gráficos seguintes (5.57, 5.58 e 5.59) pode ver-se a evolução de alguns dos indicadores mais representativos da QEE, no decurso do triénio 2009-2011. Neles se observa que a tendência é no sentido da sua melhoria ou no da sua estabilização em torno de patamares que já representam bons níveis de qualidade.

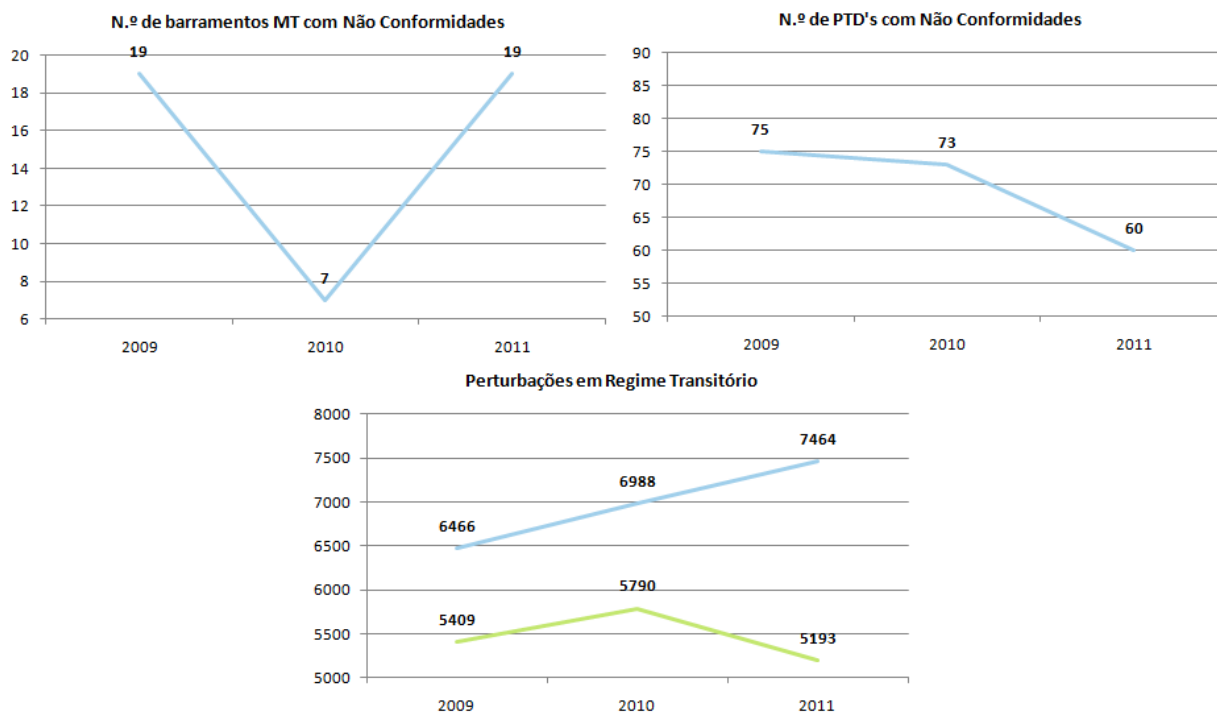


Gráfico 5.57 & 5.58 & 5.59 – Evolução de alguns indicadores da QEE

5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente

Com duração anual, i.e., de modo permanente, efetuaram-se, em 2011, ações de monitorização da QEE em:

- 85 Subestações de AT/MT;
- 119 Barramentos de MT;

Esta informação consta da Tabela 5.30.

Quadro-Resumo da Análise das Monitorizações da QEE da EDP Distribuição em 2011 em Modo Permanente												
Nº de Monit. Effect e n.º de Barr em NC				Perturbações em Reg. Transitório		Perturbações em Regime Permanente						
						U < 0,01 Un		Parâm. fora dos limites				
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit	Nº Barr (MT) Não Conf	Cavas		Int Serv		Uef	Distorção Harm Tensão	Flic/Trem	Udes	F
				Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT					
2011	85	119	14	116	3894	37	84		3	11		

Tabela 5.22 – Resumo da análise das monitorizações da QEE da EDP Distribuição em 2011 em modo permanente

Em anexo a este relatório (anexo 3), apresentam-se quadros com a discriminação das instalações alvo de medições, bem como com os registos das Não Conformidades (NC) detetadas, parâmetros afetados, respetiva localização, assim como os valores globais referentes ao último triénio.

Saliente-se que, do universo de 411 subestações de AT/MT da EDP Distribuição, em serviço em 2011, se acham presentemente, em modo de monitorização permanente, cerca de 21 % daquelas instalações, acrescendo a estas as sujeitas a modo de monitorização trimestral, em média, por ano, 25 % do total das subestações de AT/MT em serviço.

Assim, em 2011, esteve sob monitorização regular – trimestral e anual – um conjunto de subestações de AT/MT que correspondeu a 48 % do universo em questão, valores que, só por si, espelham a preocupação da EDP Distribuição em aferir a Qualidade da Energia Elétrica fornecida a partir dos barramentos de MT das suas instalações.

5.7.4.1 Breve apreciação das ações de monitorização da QEE – Modo permanente

Das 85 subestações de AT/MT, com os seus 119 Barramentos de MT, monitorizados em 2011, de modo contínuo, podem destacar-se os seguintes indicadores globais da QEE:

- N.º de barramentos com registos de NC : 14 (11,8 %);
- tremulação/flicker da tensão - parâmetro com maior n.º de registos de NC - 11 (78,6%) casos;
- distorção harmónica da tensão : 3 (21,4%) registos de NC;
- N.º de cavas de tensão em barramentos de MT: 3894;
- N.º de barramentos de MT com interrupções de serviço: 37 (31 %);
- N.º total de interrupções de serviço em barramentos de MT: 84;

Estes dados permitem classificar globalmente como de nível elevado a QEE observada nos barramentos sujeitos a este tipo de monitorização (permanente, ao longo do ano).

5.7.4.2 Cavas de tensão em barramentos MT

No ano de 2011 atingiu-se um número total de 3894 cavas de tensão, valor contabilizado segundo o método da agregação temporal a 1 minuto, como recomendado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

Conforme se pode ver no quadro global, (anexo 3), com apuramento dos dados por trimestre, o 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (1324).

Apresenta-se nos gráficos seguintes (5.60, 5.61, 5.62 e 5.63) informação relativa à distribuição dos registos de cavas de tensão.

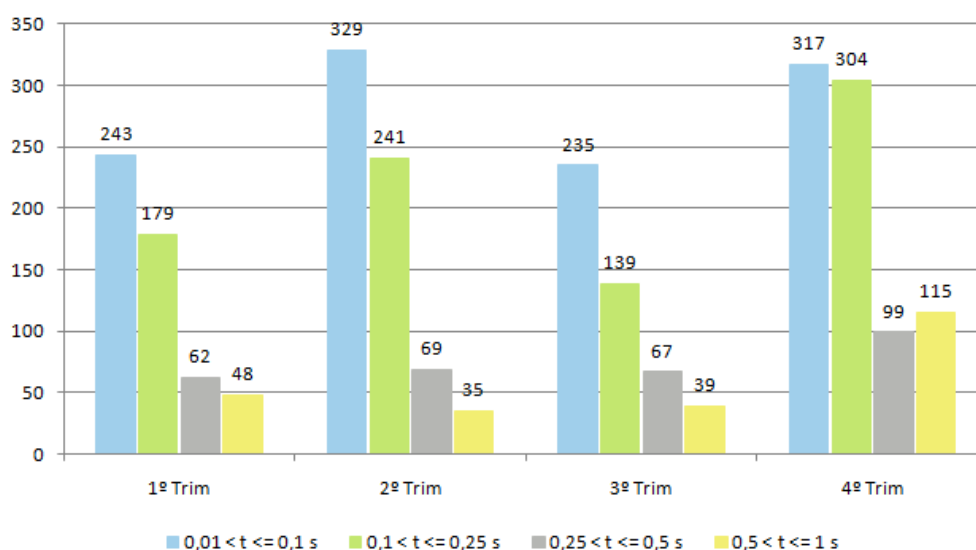


Gráfico 5.60 – Cavas de tensão com profundidade até 30% de Un ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em barramento MT

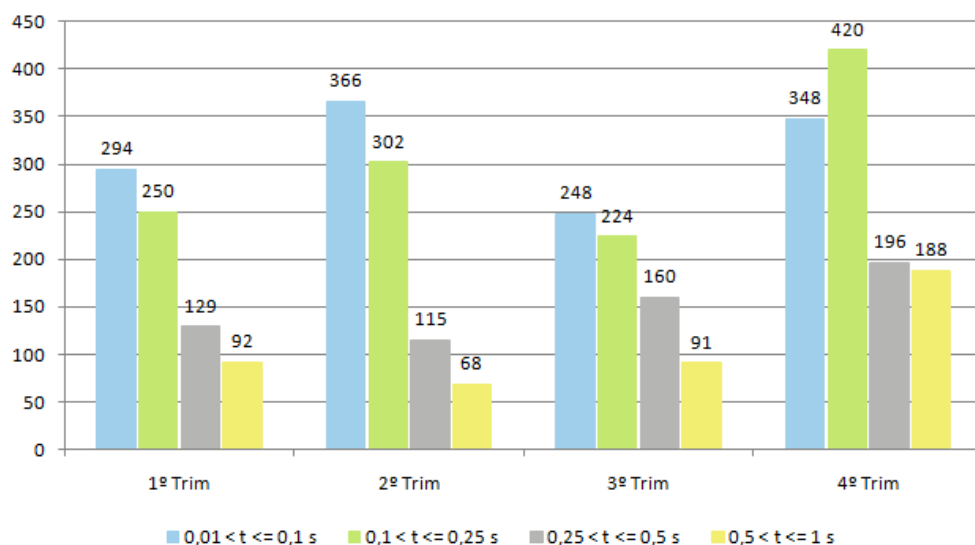


Gráfico 5.61 – Duração de cavas de tensão em barramento MT

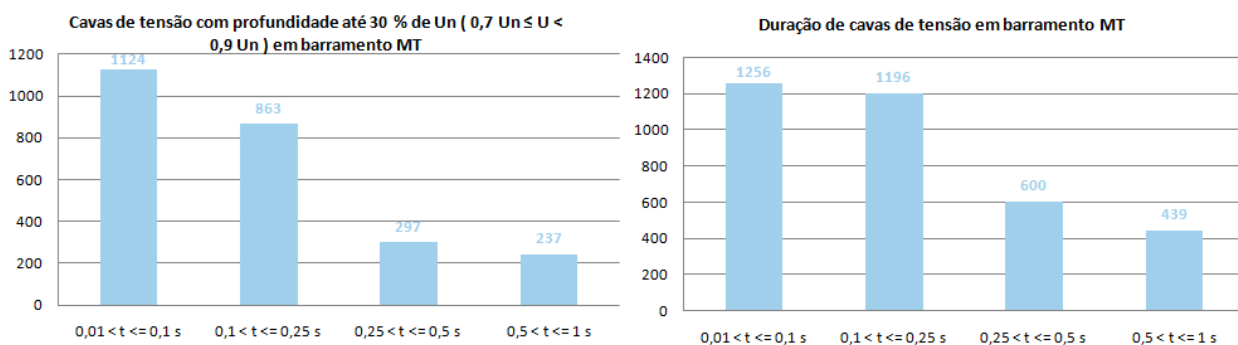


Gráfico 5.62 & 5.63 – Distribuição temporal das cavas de tensão registadas barramento MT

5.7.4.3. Interrupções de serviço

Em 2011, na monitorização permanente foram afetados por esta perturbação 37 (31,1 %) barramentos de MT, nos quais se registaram 84 interrupções.

Como referido anteriormente, no geral, estas situações tiveram curta duração e foram tratadas de forma idêntica ao que foi feito nas ocorrências registadas nas monitorizações com carácter trimestral.

5.7.5. Ações de correção e mitigação das não conformidades detetadas

O desenvolvimento de soluções ou recomendações conducentes à anulação ou diminuição e atenuação da presença de NC na rede tem confirmadamente contribuído para uma melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição, visando em especial os parâmetros da QEE explicitados nos dois pontos seguintes.

5.7.5.1. Em barramentos MT

Distorção Harmónica da Tensão

Do conjunto de subestações AT/MT e respetivos barramentos de MT monitorizadas em 2011 verificou-se que sempre que a frequência de ressonância nos respetivos barramentos de MT é próxima dos 250 Hz (a 5.^a harmónica de tensão é a harmónica predominante na rede de distribuição), foram realizadas algumas alterações no que concerne à gestão das baterias de condensadores, tendo em consideração o binómio distorção harmónica / energia reativa.

Tremulação/Flicker da Tensão

Foram identificados os casos de Não Conformidades e desencadeadas as ações tendentes à sua atenuação, o que implicou o envolvimento de outras entidades, Rede Nacional Transporte (por envolver a rede de montante - nível de tensão MAT) e de certas empresas que operam nas zonas afetadas.

5.7.5.2. Em PTD

Tremulação de tensão (Flicker de longa duração)

Na maioria dos PTD esta situação de ligeira ultrapassagem do valor máximo ($Plt=1$) do parâmetro tremulação/flicker de longa duração ocorreu durante uma ou

duas semanas de todo o período de monitorização. Nestes PTD verifica-se que em condições normais o flicker situa-se abaixo de 1 e os picos poderão estar associados a perturbações de tensão (incidentes) com origem na rede de distribuição. Noutras situações bastante localizadas, esta situação deveu-se ao facto destes PTD serem alimentados por subestações AT/MT afetas a um Ponto de Entrega, na rede de MAT, a montante já de si afetado neste parâmetro da QEE, tendo sido procurado encontrar, em conjunto, soluções possíveis de atenuação desta Não conformidade.

Tensão Eficaz

No que concerne aos valores eficazes de tensão registados nos PTD é de referir que a causa de valores não conformes em PTD é diversa, nomeadamente devido à regulação de tensão da subestação AT/MT a montante, à ligação de baterias de condensadores na proximidade geográfica e elétrica de PRE, bem como ao desajuste da tomada do transformador de potência MT/BT respetivo.

Dos PTD em que se registaram não conformidades no parâmetro do valor eficaz de tensão, existe um conjunto deles em que esta situação foi ultrapassada

através de um ajuste da tomada do transformador MT/BT dos PTD em causa.

Noutro conjunto de PTD, verificou-se que os valores eficazes de tensão não conformes registados tiveram origem na subestação AT/MT que os alimenta. Para estas situações, foi feita a aferição do correto funcionamento do regulador de tensão em carga dos TP da subestação AT/MT em causa.

Distorção harmónica de tensão

A maioria dos PTD que apresentou, durante algumas semanas, não conformidades no que concerne à 5.ª harmónica de tensão, tais casos foram devidos à existência na rede de uma frequência de ressonância próxima dos 250 Hz, sendo esta harmónica amplificada por efeito de ressonância em determinadas condições de rede.

Em algumas situações, a 5.ª harmónica de tensão registada no PTD está relacionada com a 5.ª harmónica de tensão registada no Barramento de MT da subestação AT/MT que o alimenta.

No entanto, regista-se que do conjunto de 167 PTD monitorizados, somente 6 PTD (3,6%) registaram esta não conformidade, num total de 14 semanas. Todos estes casos foram analisados e consequentemente mitigados / corrigidos.

Cavas de Tensão

No que concerne a cavas de tensão, foram propostas ações de manutenção específicas para determinadas redes, bem como foram realizadas, em algumas situações, novas análises da parametrização das proteções tendo em vista a diminuição de tempos de atuação, salvaguardados os critérios de seletividade e coordenação.

Desequilíbrio de tensão

No ano de 2011, verificou-se uma única situação de não conformidade neste parâmetro da tensão, em 2 das 10 semanas de monitorização. Da análise realizada, bem como da intervenção no terreno por parte da Área Operacional competente e atendendo a que as perturbações estão circunscritas a um dado período temporal, bem como à ausência de reclamações por parte de clientes, julga-se não se justificar nenhuma ação de correção específica.

5.7.6. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE

De modo a garantir uma boa Qualidade de Serviço, a EDP Distribuição, nas suas relações com clientes com exigências acrescidas de QEE, visa sempre estabelecer relações de confiança técnica, procurando esclarecer, resolver ou pelo

menos atenuar situações eventualmente anómalas ou de Qualidade de Serviço deficiente por si detetadas ou que lhes venham a ser comunicadas pelos clientes.

Com base nas monitorizações trimestrais da QEE, realizadas no âmbito do PAM, são acompanhados alguns clientes, tendo em consideração a expectável sensibilidade a perturbações da QEE das respetivas unidades industriais ou empresariais. São igualmente acompanhados alguns clientes com base em monitorizações complementares, realizadas no Ponto de Entrega (PdE) às instalações dos clientes (AT, MT ou BT) ou no respetivo barramento a montante. Em termos gerais, os trabalhos são desenvolvidos com os seguintes objetivos:

- caracterizar a QEE distribuída, tendo em consideração as disposições regulamentares;
- identificar o impacto de eventuais interrupções e perturbações de tensão nos processos de produção dos clientes potencialmente sensíveis;
- sustentar uma base de trabalho que contribua para a otimização da manutenção e das condições de exploração da rede de distribuição;
- apoiar os clientes sensíveis na possível adoção de soluções internas

que lhes permitam aumentar o nível de imunidade a eventuais perturbações de tensão.

Durante as campanhas de monitorização (a nível da subestação, de postos de transformação ou de pontos de entrega), os clientes em acompanhamento são convidados a registar e reportar o comportamento dos processos e equipamentos críticos, na sequência da ocorrência de perturbações da QEE.

Após o período de monitorização, e posterior tratamento dos dados, é realizada uma análise da QEE onde é correlacionada toda a informação disponível – dados da monitorização, registos dos clientes e informações dos sistemas de gestão e consulta de incidentes das redes de Transporte e Distribuição (T&D).

Plano Anual Monitorização 2011

Com base nas monitorizações trimestrais da QEE, realizadas no âmbito do PAM, em 2011, foram acompanhados 199 clientes alimentados em MT, dos mais diversos tipos de indústria ou atividade

Monitorizações complementares

Foram acompanhados 31 clientes com base em monitorizações complementares, realizadas no ponto de

entrega das instalações dos clientes ou no respetivo barramento a montante.

O período de medição foi aproximadamente de um mês, tendo chegado a um ano em algumas situações (monitorização permanente). Desta forma, em 2011, foram acompanhados clientes alimentados em AT ou MT de diversos setores de atividade, através das seguintes monitorizações complementares:

- em 5 subestações AT/MT com monitorização permanente;
- em 1 ponto de entrega AT;
- em 1 posto de seccionamento MT;
- em 17 pontos de entrega MT.

Complementarmente, na sequência de reclamações de clientes BT relativas as características técnicas de tensão foram realizadas cerca de 3000 monitorizações. Estas ações foram lançadas e acompanhadas pelas Direções de Rede e Clientes.

5.7.7. Conclusões

De um modo geral, pode considerar-se que as situações de NC, que se traduzem normalmente em valores excedidos dos máximos regulamentares de parâmetros definidores da QEE, em particular na tremulação/flicker da tensão, na distorção harmónica da tensão e nos valores da tensão eficaz de alimentação,

não constituem motivo de preocupação maior, encontrando-se todas essas situações bem caracterizadas e sob acompanhamento continuado. É de admitir que as melhorias ultimamente registadas nos parâmetros mais representativos da QEE possam prosseguir e vir a consolidar-se num futuro próximo.

No que concerne ao parâmetro da distorção harmónica, é de referir o desenvolvimento de um conjunto de ações bem sucedidas, visando a mitigação deste parâmetro, em particular a 5.^a harmónica de tensão.

Por último, é importante realçar a importância do correto funcionamento dos reguladores de tensão em carga das subestações AT/MT, bem como o seu funcionamento em modo automático, no que diz respeito à manutenção do valor eficaz de tensão dentro dos limites regulamentares em alguns dos postos de transformação.

As manobras das baterias de condensadores nas subestações, entradas e saídas de rede, podem também causar variações no valor eficaz de tensão / sobretensões, pelo que particular atenção tem que ser dada às situações específicas da rede, no momento das referidas manobras, uma vez que as sobretensões eventualmente resultantes podem

perturbar o funcionamento de equipamento sensível, bem como conduzir à degradação ou mesmo à destruição de alguns componentes elétricos e eletrónicos.

Por último, realçar ainda, o crescente esforço realizado pela EDP Distribuição de dotar mais subestações AT/MT com monitorização permanente, representando no final de 2011 cerca de 21% do total existente na rede.

5.8. Ações relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico

Assumindo o compromisso de orientação para o cliente, deu-se cumprimento durante o ano de 2011 à execução de um plano de investimentos, conforme definido no PDIRD, que, no seu todo, deram um contributo para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnica das redes de distribuição.

Com o objetivo de garantir a expansão da rede, a ligação de novos consumidores e produtores de energia e a melhoria da qualidade de serviço técnico das redes, a EDP Distribuição realizou em 2011 um investimento total na ordem dos 300 milhões de Euros, destacando-se pela sua relevância estruturante para a rede de distribuição: a colocação em serviço de 7 novas subestações AT/MT, a construção de

cerca de 2300 km de novas redes AT, MT e BT, a instalação de mais de 700 pontos de telecomando na rede MT e o continuado esforço de aumentar a componente subterrânea das redes AT, MT e BT.

Integrado num plano de redução de assimetrias de qualidade de serviço existentes em algumas regiões de Portugal continental, comparativamente ao valor médio da EDP Distribuição, a Empresa deu continuidade em 2011 à execução de seis planos específicos de melhoria que abrangeram os distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e norte de Lisboa (zona oeste). Em consequência dos mesmos, registou-se uma melhoria significativa dos indicadores de continuidade de serviço nestes distritos, que se espera tenha continuidade em 2012 atendendo, não só à quantidade de obras que foram executadas, mas também à continuidade da execução destes planos específicos em 2012.

Em termos de manutenção dos ativos em serviço nas redes, realizou-se na íntegra o plano anual estabelecido que, no essencial, considerou: a inspeção termográfica de linhas AT e MT e monitorização da distância a obstáculos, avaliação das condições técnicas dos ativos da rede e o plano de limpeza das faixas de proteção das linhas aéreas AT e MT.

No que se refere à automatização da rede de distribuição AT e MT prosseguiu-se em 2011 a instalação de órgãos telecomandados da rede MT, tendo sido instalados cerca de 700 novos pontos de telecomando, aumentando-se assim a capacidade de supervisão comando e controlo sobre a rede MT – no final de 2011 a rede MT contava com cerca de 3700 pontos telecomandados.

Deu-se continuidade ao desenvolvimento do Programa Distribuição 2012 que inclui vários projetos de melhoria da qualidade de serviço, de que se destacam:

- Redução de assimetrias de qualidade de serviço entre as diferentes regiões de Portugal continental;
- Uniformização do regime de neutro da rede de MT na EDP Distribuição num plano a executar em 2011 e 2012 (substituição do regime de neutro isolado para impedante em cerca de 70 subestações com o objetivo de minimizar o número de interrupções causadas pelo efeito “cross-country”);
- Aumento do nível de automação da rede de Média Tensão;
- Implementação de um conjunto de melhorias no Plano Operacional de Atuação em Crise (POAC) da EDP

Distribuição com o objetivo de o tornar mais eficaz e eficiente em situações de grande perturbação na rede, nomeadamente as causadas pelas condições meteorológicas de carácter extraordinário. Esta ação, que ficou concluída em 2011, passou, no essencial, pela adaptação da estrutura organizativa, aquisição de unidades móveis de geração (Geradores) e reforço da quantidade de *kit's* móveis de recuperação de postes partidos (rede aérea MT).

- Atualização permanente dos planos de contingência por falha das principais instalações das redes AT e MT e elaboração das matrizes de risco de falha de subestações AT/MT, contribuindo desta forma para a minimização dos tempos de interrupção de serviço e, consequentemente, diminuição da energia não fornecida a clientes.

A EDP Distribuição, com os projetos realizados e a atitude de permanente melhoria adotada, pretende criar as condições favoráveis à existência de uma rede de distribuição em Portugal continental robusta e fiável, com capacidade para garantir a ligação dos novos consumidores e produtores de energia e com níveis de continuidade de

serviço que superem as expectativas dos clientes, tendo sempre presente a minimização dos custos de expansão e operação da rede.

ANEXOS

ANEXO 1

Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

TIEPIMT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
Norte		0,50	17,61	0,14		5,91	1,38	24,40	3,41	0,04	0,81	4,18		0,96	59,34	59,34
Porto	0,22	0,06	15,36	0,02		8,43	2,77	21,12	5,44	0,34	1,46	2,32		1,74	59,05	59,27
Mondego	0,21	1,41	31,79			7,97	1,59	22,98	6,08	0,43	2,05	2,77		1,13	78,20	78,41
Tejo	0,05	1,36	33,91	0,07		15,04	5,10	52,44	8,23	0,41	4,08	6,14		3,50	130,29	130,34
Lisboa	0,01	0,81	11,47	0,49		3,82	2,91	34,11	2,14	0,51	0,70	1,68		3,45	62,08	62,09
Sul	0,55	1,47	15,71	0,05		5,95	8,93	45,31	2,78	0,55	0,43	4,00		2,99	88,15	88,71
EDP Distribuição	0,14	0,81	19,17	0,17		7,45	3,46	32,37	4,43	0,38	1,49	3,22		2,40	75,34	75,48

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

END MT (MWh)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		5,30	182,65	1,40		61,57	14,83	253,73	35,79	0,45	8,29	43,05		10,07	617,14	617,14
PORTO	3,42	0,85	241,10	0,35		125,51	43,01	319,16	85,63	4,93	23,44	35,88		26,71	906,58	910,
MONDEGO	1,63	10,44	231,92			56,40	11,37	164,19	43,43	3,20	14,65	19,79		8,18	563,57	565,2
TEJO	0,45	13,10	339,22	0,63		140,07	49,82	510,26	80,37	4,35	40,39	60,59		34,00	1 272,8	1 273,24
LISBOA	0,24	14,71	204,11	7,85		69,29	48,94	611,00	37,88	9,35	12,30	29,40		60,67	1 105,5	1 105,75
SUL	4,14	10,80	112,64	0,31		42,15	61,72	323,43	20,62	3,89	3,07	27,97		21,16	627,75	631,89
EDP Distribuição	9,87	55,2	1 311,64	10,54		495,	229,7	2 181,77	303,71	26,17	102,14	216,68		160,78	5 093,35	5 103,22

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

- TIN** Trabalhos Inadiáveis
- FFM** Casos Fortuitos ou de Força Maior
- RSE** Razões de Segurança
- FIC** Facto Imputável ao Cliente
- ATM** Atmosféricos
- P/A/T/C** Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
- M/E** Material/Equipamento
- MAN** Manutenção
- TEC** Técnicas
- HUM** Humanas
- EEX** Entidades Exteriores
- INT** Interferências
- DES** Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIFI MT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,02	0,47	0,00		0,25	0,09	0,67	0,09	0,02	0,04	0,13		0,06	1,84	1,84
PORTO	0,00	0,01	0,40	0,00		0,38	0,07	0,47	0,09	0,05	0,04	0,05		0,12	1,68	1,68
MONDEGO	0,00	0,10	0,83			0,39	0,13	0,58	0,15	0,05	0,07	0,04		0,11	2,46	2,46
TEJO	0,02	0,08	0,71	0,00		0,90	0,20	1,09	0,15	0,03	0,11	0,12		0,45	3,83	3,85
LISBOA	0,00	0,05	0,25	0,01		0,22	0,06	0,76	0,07	0,02	0,05	0,05		0,21	1,76	1,76
SUL	0,01	0,08	0,47	0,00		0,32	0,21	0,99	0,04	0,02	0,05	0,13		0,39	2,70	2,71
EDP Distribuição	0,01	0,05	0,53	0,00		0,42	0,12	0,76	0,10	0,03	0,06	0,09		0,22	2,40	2,40

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIDI MT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,91	32,93	0,22		12,26	2,07	40,88	4,04	0,09	1,21	6,74		1,35	102,70	102,70
PORTO	0,67	0,10	28,00	0,03		14,37	1,59	26,83	5,03	0,44	1,61	3,36		2,40	83,76	84,43
MONDEGO	0,61	2,68	56,15			16,67	1,98	33,83	10,27	0,72	1,85	2,57		1,91	128,62	129,23
TEJO	0,13	1,97	49,63	0,11		23,09	8,39	74,80	11,46	0,22	4,28	7,78		5,15	186,89	187,03
LISBOA	0,06	1,45	18,67	0,37		7,59	4,75	50,39	4,16	0,63	1,51	2,83		4,77	97,12	97,18
SUL	0,98	3,32	36,89	0,03		12,21	5,83	73,22	4,29	0,28	0,86	7,84		4,87	149,65	150,62
EDP Distribuição	0,37	1,68	37,47	0,13		14,64	4,11	49,70	6,69	0,39	1,97	5,22		3,34	125,35	125,72

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIFI BT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,03	0,52	0,00		0,26	0,11	0,73	0,17	0,07	0,05	0,14		0,05	2,13	2,13
PORTO	0,00	0,01	0,40	0,00		0,35	0,12	0,55	0,15	0,09	0,06	0,04		0,13	1,89	1,89
MONDEGO	0,01	0,12	0,94			0,41	0,17	0,77	0,26	0,08	0,12	0,02		0,13	3,02	3,03
TEJO	0,04	0,16	0,75	0,00		0,88	0,15	1,20	0,23	0,09	0,25	0,09		0,54	4,34	4,38
LISBOA	0,01	0,11	0,29	0,02		0,11	0,05	0,80	0,06	0,03	0,04	0,06		0,24	1,81	1,82
SUL	0,02	0,14	0,29	0,00		0,32	0,26	1,03	0,08	0,07	0,03	0,09		0,26	2,57	2,59
EDP Distribuição	0,01	0,09	0,50	0,01		0,35	0,13	0,81	0,15	0,07	0,08	0,07		0,21	2,46	2,47

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

SAIDI BT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2011

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,91	34,68	0,17		12,28	2,18	45,53	10,81	4,92	1,23	5,31		1,22	119,24	119,24
PORTO	0,59	0,27	35,75	0,02		12,75	3,30	32,07	9,94	5,88	1,98	3,07		2,67	107,69	108,28
MONDEGO	1,53	3,53	57,49			17,56	2,23	39,94	20,06	1,44	2,65	1,51		2,99	149,39	150,92
TEJO	7,24	4,44	51,16	0,11		24,36	6,75	83,46	21,63	1,01	6,48	5,25		13,21	217,88	225,12
LISBOA	1,54	2,26	17,38	0,34		4,43	4,01	55,41	5,58	1,38	1,00	1,96		7,73	101,47	103,02
SUL	3,48	4,77	24,39	0,09		8,96	12,59	69,27	8,77	1,21	0,75	4,39		7,85	143,05	146,53
EDP Distribuição	2,05	2,39	34,52	0,15		12,23	4,59	52,32	11,75	2,77	2,17	3,37		5,75	132,00	134,05

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Não estão incluídas as interrupções:
 - Do grupo FIC as motivadas por Cliente MT na sua Instalação e que não afectaram outros Clientes;
 - Previstas com o Código 180 "Acordo c/ Cliente por Iniciativa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
FFM	Casos Fortuitos ou de Força Maior
RSE	Razões de Segurança
FIC	Facto Imputável ao Cliente
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Zonas A, B, C

Ano: 2011

Unidade Organizativa: EDP Distribuição – Energia, S.A.

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

INDICADORES	ZONAS	ACIDENTAIS										
		TIN	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	TOTAL
TIEPIMT (min)	A	0,27	1,32	3,06	18,51	3,18	0,21	1,15	0,81		1,36	29,87
	B	0,44	5,48	2,54	31,14	3,63	0,39	0,83	1,98		2,18	48,61
	C	1,42	12,77	4,63	43,55	6,05	0,50	2,25	5,14		3,31	79,63
SAIFI MT (nº)	A	0,02	0,05	0,03	0,45	0,03	0,01	0,04	0,02		0,06	0,72
	B	0,03	0,24	0,08	0,68	0,08	0,02	0,04	0,04		0,14	1,34
	C	0,07	0,56	0,16	0,85	0,12	0,04	0,07	0,10		0,28	2,26
SAIFI BT (nº)	A	0,04	0,05	0,09	0,55	0,07	0,03	0,08	0,02		0,08	1,01
	B	0,07	0,18	0,10	0,71	0,10	0,05	0,05	0,03		0,18	1,47
	C	0,12	0,60	0,17	1,01	0,22	0,09	0,11	0,08		0,30	2,69
SAIDI MT (min)	A	0,43	1,93	1,43	21,84	1,84	0,25	0,61	1,53		1,74	31,61
	B	0,70	7,55	2,71	40,90	4,57	0,31	0,79	3,11		2,53	63,18
	C	2,26	19,58	5,11	58,21	8,38	0,44	2,65	6,54		3,94	107,12
SAIDI BT (min)	A	0,91	1,78	4,78	29,22	4,78	2,26	1,20	1,28		3,69	49,90
	B	1,76	5,38	3,01	44,05	6,73	2,17	1,06	1,90		4,78	70,85
	C	3,52	21,81	5,57	68,89	18,48	3,41	3,38	4,85		7,39	137,31

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos), excluindo as interrupções do nº 1 do artigo 14º do RQS;
- Também não estão incluídas as interrupções motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
- Valores AO e DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

TIN	Trabalhos Inadiáveis
ATM	Atmosféricos
P/A/T/C	Protecções/Automatismos/Teleacção/Comunicações
M/E	Material/Equipamento
MAN	Manutenção
TEC	Técnicas
HUM	Humanas
EEX	Entidades Exteriores
INT	Interferências
DES	Desconhecidas

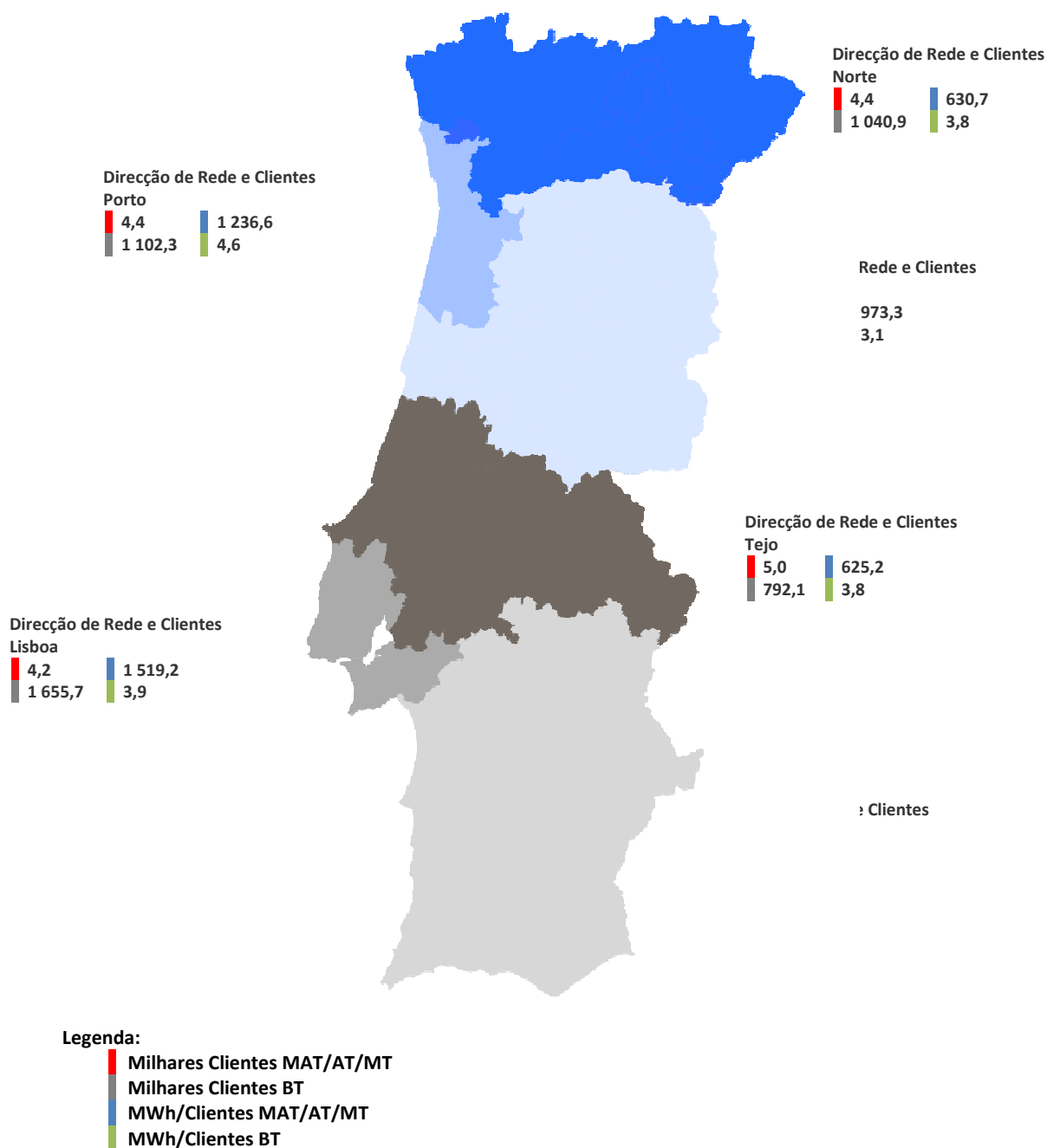
ANEXO 2

Direções de rede e clientes

DIRECÇÕES DE REDE E CLIENTES

“NÚMERO DE CLIENTES” E “CONSUMO/CLIENTE”

MERCADO REGULADO + MERCADO LIBERALIZADO



ANEXO 3

Qualidade da Energia Elétrica

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

SE de AT/MT Balanço do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição														
1.º Trimestre de 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Ruivães	Braga	15 kV - I2	Braga	1	1				1	17		0
Norte	Braga	Oleiros	São Martinho de Dume	15 kV - I	Braga	1	2				1	13		0
Norte	Braga	Oleiros	São Martinho de Dume	15 kV - II	Braga						1	24		0
Norte	Vila Real	Chaves	Morgade	15 kV	Montalegre	1	1				1	55	1	1
Porto	Maia	Vermoim	Gueifães	15 kV - I1	Maia	1	2				1	14	1	1
Porto	Maia	Vermoim	Gueifães	15 kV - I2	Maia						1	14		0
Porto	Maia	Custoias	Matosinhos	15 kV - II/12	Matosinhos	1	1	1	P1t=1,09	1(10)	1	20		0
Porto	Porto	Ermesinde	Paranhos	15 kV - I1	Porto	1	2		1 U15h=0,86% P1t=1,04 e 2 U15h=0,84%	10(10) 6(10) e 10(10)	1	18		0
Porto	Porto	Ermesinde	Paranhos	15 kV - I3	Porto						1	18		0
Porto	Porto	Canelas	Verdinho	15 kV - I/II	Vila Nova de Gaia	1	2				1	18		0
Porto	Porto	Canelas	Verdinho	15 kV - III	Vila Nova de Gaia						1	16		0
Porto	Porto	Canelas	Vilar do Paraíso	15 kV - I1/12	Vila Nova de Gaia	1	2				1	17		0
Porto	Porto	Canelas	Vilar do Paraíso	15 kV - I3	Vila Nova de Gaia						1	20		0
Porto	Feira	Canelas	Inha	15 kV	Feira	1	1				1	22		0
Mondego	Guarda	Chafariz	Cerdeira	15 kV	Sabugal	1	1				1	25	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Rio Maior	30 kV	Rio Maior	1	1				1	122	1	6
Tejo	Caldas da Rainha	Batalha	Casal da Areia	30 kV	Alcobaça	1	2				1	77	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Batalha	Casal da Areia	15 kV	Alcobaça						1	56	1	1
Tejo	Leiria	Pombal	Ranha	30 kV	Pombal	1	1				1	121		0
Tejo	Leiria	Batalha	Ortigosa	15 kV	Leiria	1	1				1	41		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Venda Nova	15 kV	Tomar	1	2				1	90		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Venda Nova	30 kV	Tomar						1	42	1	4
Tejo	Santarém	Carregado	Cruz do Campo	30 kV - I/III	Cartaxo	1	1				1	45	1	1
Tejo	Santarém	Carregado	Espadanal	30 kV - I1	Azambuja	1	2				1	30		0
Tejo	Santarém	Carregado	Espadanal	30 kV - I2	Azambuja						1	31		0
Tejo	Santarém	Santarém	Fontainhas	30 kV - I1/12	Santarém	1	1				1	32		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Estoril	10 kV - I	Cascais	1	2				1	17		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Estoril	10 kV - II	Cascais						1	9		0
Lisboa	Loures	Carregado	Alhandra	10 kV - I1	Vila Franca de Xira	1	4				1	26		0
Lisboa	Loures	Carregado	Alhandra	10 kV - I2	Vila Franca de Xira						1	26		0
Lisboa	Loures	Carregado	Alhandra	30 kV - I1	Vila Franca de Xira						1	10		0
Lisboa	Loures	Carregado	Alhandra	30 kV - I2	Vila Franca de Xira						1	10		0
Lisboa	Loures	Alto Mira	Janas	10 kV - I	Sintra	1	2				1	20	1	1
Lisboa	Loures	Alto Mira	Janas	10 kV - I2	Sintra						1	20		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Telheiro	10 kV - I	Mafra	1	2				1	21		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Telheiro	10 kV - I2	Mafra						1	16		0
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Beja	30 kV	Beja	1	2				1	38	1	1
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Beja	15 kV - I1/12	Beja						1	48	1	2
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Almodôvar	15 kV	Almodôvar	1	1				1	60	1	1
Sul	Évora	Évora	Caeira	30 kV	Évora	1	1				1	118	1	1
Sul	Évora	Ferreira do Alentejo	Vale de Gaio	30 kV	Alcácer do Sal	1	1				1	81	1	3
Sul	Faro	Estói	Cachopo	15 kV	Tavira	1	1				1	35	1	4
						27	42	4			42	1553	15	29
2.º Trimestre de 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Oleiros	Lamações	15 kV - I	Braga	1	1				1	49	1	1
Norte	Viana do Castelo	Ruivães	Troviscoso	15 kV - I/12	Monção	1	1				1	88	1	14
Norte	Viana do Castelo	Ruivães	Troviscoso	15 kV - I3	Monção		1				1	88	1	15
Norte	Vila Real	Chaves	Chaves	15 kV - I	Chaves	1	1				1	101		0
Norte	Vila Real	Chaves	Chaves	15 kV - II	Chaves		1				1	106		0
Norte	Vila Real	Valdigem	Pinhão	30 kV - I/III	Alijó	1	1				1	122		0
Norte	Vila Real	Valdigem	Pinhão	30 kV - II	Alijó		1				1	114		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Aveiro	15 kV - I1	Aveiro	1	1				1	28		0
Porto	Aveiro	Paraimo+Mogofores	Mogofores	15 kV - I1/12	Anadia	1	1				1	76		0
Porto	Maia	Vermoim	Amieira	15 kV - I	Matosinhos	1	1				1	23		0
Porto	Maia	Vermoim	Amieira	15 kV - II	Matosinhos		1				1	23		0
Porto	Maia	Riba d'Ave	Areias	15 kV - I	Santo Tirso	1	1				1	35		0
Porto	Maia	Riba d'Ave	Areias	15 kV - II	Santo Tirso		1				1	30		0
Porto	Maia	Ermesinde	Palmilheira	15 kV	Valongo	1	1	1	P1t=1,12	10(12)	1	42	1	1
Mondego	Castelo Branco	Castelo Branco	Talagreira	30 kV - I1	Castelo Branco	1	1				1	61		0
Mondego	Castelo Branco	Castelo Branco	Talagreira	30 kV - I2	Castelo Branco		1				1	53		0
Mondego	Guarda	Vila Chã	Tondela	15 kV - I1/12	Tondela	1	1				1	46	1	3
Mondego	Viseu	Vila Chã	Carregal do Sal	15 kV	Carregal do Sal	1	1				1	84	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cadaval	30 kV - I	Cadaval	1	1	2	U5h=8,7% , Udht=8,7%	3(8)	1	41		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cadaval	30 kV - II	Cadaval		1				1	37		0
Tejo	Leiria	Batalha	Fátima	30 kV	Ourém	1	1				1	258		0
Tejo	Leiria	Batalha	Pinheiros	15 kV	Leiria	1	1				1	160		0
Tejo	Portalegre	Zêzere	Belver	30 kV	Mação	1	1				1	48	1	2
Tejo	Santarém	Zêzere	Almourol	30 kV	Vila Nova da Barquinha	1	1				1	43		0
Tejo	Santarém	Porto Alto	Coruche	30 kV - I1	Coruche	1	1	1	U5h=6,5%	1(10)	1	112	1	4
Tejo	Santarém	Porto Alto	Coruche	30 kV - I2	Coruche		1				1	98	1	4
Tejo	Santarém	Porto Alto	Mexoeiro	30 kV - I1/12	Salvaterra de Magos	1	1				1	99		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Vale Figueira	15 kV	Santarém	1	1				1	32	1	9
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	30 kV - I1	Almeirim	1	1				1	83		0
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	30 kV - I2	Almeirim		1				1	72	1	1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Santana	15 kV - I1	Sesimbra	1	1				1	43	1	1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Santana	15 kV - I2	Sesimbra		1				1	31	1	1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Seixal	15 kV - I1	Seixal	1	1				1	29		0
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Seixal	15 kV - I2	Seixal		1				1	29		0
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Ferreira do Alentejo	15 kV	Ferreira do Alentejo	1	1				1	125		0
Sul	Beja	Sines	Santiago	30 kV	Santiago do Cacém	1	1				1	107	1	1
Sul	Évora	Évora	Caeira	15 kV - I1	Évora	1	1				1	37	1	1
Sul	Évora	Évora	Caeira	15 kV - I2	Évora		1				1	36	1	1
Sul	Portimão	Portimão	Monchique	15 kV	Monchique	1	1				1	56	1	13
						27	39	4			39	2745	17	73

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Oleiros	Amares	15 kV - I1	Amares		1	1	U5h=6,5 %	5 (12)	1	16		0
Norte	Braga	Oleiros	Amares	15 kV - I2	Amares		1				1	21		0
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Caníços	15 kV - I1	Vila Nova de Famalição	1	1				1	6		0
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Caníços	15 kV - I2	Vila Nova de Famalição		1				1	4		0
Norte	Guimarães	Vermoim	Lousado	15 kV - I	Vila Nova de Famalição	1	1				1	16	1	12
Norte	Guimarães	Vermoim	Lousado	15 kV - II	Vila Nova de Famalição		1	1	U5h=6,6 %	2 (11)	1	24	1	12
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Barrosas	15 kV	Felgueiras	1	1				1	47	1	1
Norte	Penafiel	Torrão	Marco de Canaveses	15 kV - I1	Marco de Canaveses	1	1				1	19		0
Norte	Penafiel	Torrão	Marco de Canaveses	15 kV - I2	Marco de Canaveses		1				1	16		0
Norte	Vila Real	Chaves	Vila da Ponte	15 kV	Montalegre	1	1				1	19		0
Porto	Maia	Ermesinde	Gondomar	15 kV - I1/I2	Gondomar	1	1	1	Plt=1,2	9 (12)	1	21		0
Porto	Feira	Estarreja	Carregosa	15 kV	Oliveira de Azeméis	1	1				1	14		0
Mondego	Castelo Branco	Zêzere	Sertã	15 kV	Sertã	1	1	1	U6h=0,54 %	1 (12)	1	95		0
Mondego	Castelo Branco	Ferro	Santa Luzia	15 kV	Pampilhosa da Serra	1	1				1	88	1	0
Mondego	Guarda	Chafariz	Trancoso	15 kV	Trancoso	1	1				1	149		0
Mondego	Viseu	Bodiosa	Castro Daire	30 kV	Castro Daire	1	1				1	16		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Atouguia	30 kV	Peniche	1	1	2	U4h=1,5 % e U2h=2,4 % e	4 (11)	1	60	1	8
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Atouguia	15 kV	Peniche		1				1	46	1	2
Tejo	Portalegre	Zêzere	Maranhão	30 kV	Avis	1	1				1	67	1	3
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte Sor	30 kV - I	Ponte Sor	1	1				1	29		0
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	15 kV	Almeirim	1	1				1	24		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I	Entroncamento	1	1				1	37		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I2	Entroncamento		1				1	34		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Santa Cita	30 kV	Tomar	1	1				1	34		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Boavista	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	7		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Boavista	10 kV - II	Lisboa		1				1	7		0
Lisboa	Loures	Alto Mira	Queluz	10 kV - I1	Sintra	1	1				1	6		0
Lisboa	Loures	Alto Mira	Queluz	10 kV - I2	Sintra		1				1	10		0
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Coina	30 kV - I	Barreiro	1	1				1	16		0
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Coina	30 kV - II	Barreiro		1				1	18		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Pegões	30 kV	Montijo	1	1				1	19	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Sado	30 kV - I	Setúbal	1	1				1	13	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Sado	30 kV - II	Setúbal		1				1	15	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	30 kV - I	Setúbal	1	1				1	9		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	30 kV - II	Setúbal		1				1	10		0
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Porteirinhos	30 kV	Almodôvar	1	1				1	71	1	5
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Porteirinhos	15 kV	Almodôvar		1				1	66	1	5
Sul	Faro	Estói	Faro	15 kV - I	Faro	1	1				1	11		0
Sul	Faro	Estói	Faro	15 kV - II	Faro		1				1	11		0
Sul	Faro	Tunes	Vilamoura	15 kV - I	Loulé	1	1				1	14		0
Sul	Faro	Tunes	Vilamoura	15 kV - II	Loulé		1				1	11	1	1
Sul	Portimão	Tunes	Albufeira	15 kV - I	Albufeira	1	1				1	10		0
Sul	Portimão	Tunes	Albufeira	15 kV - II	Albufeira		1				1	11		0
						28	43	6			43	1237	13	55
4.º Trimestre de 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Oleiros	Turiz	15 kV	Vila Verde	1	1				1	21	1	1
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Fermil de Basto	15 kV - I1/I2	Celorico de Basto	1	1				1	51	1	1
Norte	Guimarães	Guimarães	Lameirinho	15 kV - I	Guimarães	1	1				1	19		0
Norte	Guimarães	Guimarães	Lameirinho	15 kV - II	Guimarães		1				1	24		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Aveiro	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	21		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Aveiro	15 kV - I2	Aveiro		1				1	20		0
Porto	Maia	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - I	Santo Tirso	1	1				1	23	1	1
Porto	Maia	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - II	Santo Tirso		1				1	17	1	1
Porto	Maia	Ermesinde	Fânzeres	15 kV - I1/I2	Gondomar	1	1	1	Plt=1,31	11(11)	1	14	1	1
Porto	Maia	Ermesinde	Fânzeres	15 kV - I3	Gondomar		1	1	Plt=1,30	11(11)	1	14		0
Porto	Porto	Vermoim	Lapa	15 kV - I1/I2A	Porto	1	1				1	21	1	1
Porto	Porto	Vermoim	Lapa	15 kV - I2B/I3	Porto		1				1	17	1	1
Porto	Porto	Custoias	Campo Alegre	15 kV - I2	Porto	1	1	1	U15h=0,69%	7(7)	1	14		0
Porto	Porto	Custoias	Campo Alegre	15 kV - I3	Porto		1	1	U15h=0,63%	7(7)	1	12		0
Porto	Feira	Estarreja	Oliveira de Azeméis	15 kV - I	Oliveira de Azeméis	1	1				1	27	1	1
Porto	Feira	Estarreja	Oliveira de Azeméis	15 kV - I2	Oliveira de Azeméis		1	1	U5h=6,05%	1(10)	1	25	1	1
Porto	Feira	Estarreja	Arada	15 kV - I	Ovar	1	1				1	16		0
Porto	Feira	Estarreja	Arada	15 kV - I2	Ovar		1				1	17		0
Mondego	Guarda	Vila Chã	Seia	15 kV	Seia	1	1				1	91	1	6
Mondego	Guarda	Chafariz	Guarda	15 kV - I1	Guarda	1	1				1	19	1	1
Mondego	Guarda	Chafariz	Guarda	15 kV - I2	Guarda		1				1	14	1	1
Mondego	Viseu	Bodiosa	Sátão	15 kV	Sátão	1	1				1	25		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Santo Onofre	15 kV	Caldas da Rainha	1	1				1	56	1	2
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Santo Onofre	30 kV	Caldas da Rainha		1				1	81	1	1
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - I	Portalegre	1	1				1	8		0
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - II	Portalegre		1				1	7		0
Tejo	Santarém	Santarém	Cartaxo Norte	15 kV	Cartaxo	1	1				1	18		0
Tejo	Santarém	Carregado	Espadanal	15 kV	Azambuja	1	1				1	39		0
Tejo	Santarém	Santarém	Glória	30 kV	Salvaterra de Magos	1	1				1	51		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Vila Moreira	30 kV - I1	Alcanena	1	1				1	35		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Vila Moreira	30 kV - I2	Alcanena		1				1	35		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Senhor Roubado	10 kV	Lisboa	1	1				1	13		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Arroja	10 kV - I	Odivelas	1	1				1	37	1	29
Lisboa	Loures	Fanhões	Arroja	10 kV - II	Odivelas		1				1	38	1	26
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	15 kV - I1	Setúbal	1	1				1	37	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	15 kV - I2	Setúbal		1				1	25		0
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Ferreira do Alentejo	30 kV	Ferreira do Alentejo	1	1				1	78		0
Sul	Beja	Alqueva	Serpa	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=1,03	2(11)	1	287	1	5
Sul	Beja	Alqueva	Serpa	15 kV	Serpa		1	1	Plt=1,01	1(11)	1	286	1	6
Sul	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - I	Castro Marim	1	1				1	56		0
Sul	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - II	Castro Marim		1				1	48		0
Sul	Faro	Estói	São Brás de Alportel	15 kV	São Brás de Alportel	1	1				1	50		0
Sul	Portimão	Tunes	Armação de Pera	15 kV - I1	Silves	1	1				1	39		0
Sul	Portimão	Tunes	Armação de Pera	15 kV - I2	Silves	1	1	1	Plt=1,43	1(13)	1	33		0
Sul	Portimão	Tunes	São Bartolomeu de Messines	15 kV	Silves	1	1	1			1	50		0
						28	45	8			45	1929	19	87

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

PTD Balanço do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição															
1.º Trimestre de 2011															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barrament o Nível de Tensão	Saída	Concelho	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	Nº Sem NC	N.º PTD com Cavas	N.º de Cavas em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS
Norte	Braga	Oleiros	Amares	15 kV - I2	Bouro	Terras de Bouro	PTD TBR0086	1	2	Umax=1,12 Un e USh=6,7%	6(6) e 1(6)	1	12	1	51
Norte	Braga	Vila Fria	Fonte Boa	15 kV - II	Faro I	Esposende	PTD EPS0023	1	2	Pit=1,09 e Udes=2,2 % Ud	2(10)	1	35	-	-
Norte	Braga	Oleiros	Amares	15 kV - I2	Portela do Vade	Amares	PTD AMR0091	1	1	Pit=1,03	1(10)	1	14	-	-
Norte	Bragança	Pocinho	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I1	Moncorvo	Alfândega da Fé	PTD ALF0002	1				1	16	1	7
Norte	Bragança	Pocinho	Bragança	30 kV - I	Vimioso	Vimioso	PTD VMS0046	1	1	Pit=2,7	1(11)	1	60	1	25
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Femil de Basto	15 kV - I1	Celorico de Basto	Celorico de Basto	PTD CBT0116	1				1	12	-	-
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - I	Fafe I	Fafe	PTD FAF0001	1				1	17	-	-
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Femil de Basto	15 kV - I1	Mondim de Basto	Mondim de Basto	PTD MD80036	1				1	25	-	-
Norte	Viana do Castelo	Ruivães	Troviscoso	15 kV - I2	Monção	Monção	PTD MNC0053	1				1	31	1	5
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Feitosa	15 kV - I	Anais-Barca	Ponte de Lima	PTD PTL0212	1				1	20	-	-
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Monseratte	15 kV - I2	MNS-Escola técnica D0047	Viana do Castelo	PTD VCT0446	1				1	0	-	-
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Valença	15 kV - I2	Gandra	Valença	PTD VLC0111	1				1	16	-	-
Norte	Vila Real	Chaves	Morgade	15 kV	Montalegre	Montalegre	PTD MTL0054	1	2	Umax=1,11 Un e Pit=1,05	8(10) e 1(10)	1	19	-	-
Norte	Vila Real	Chaves	Morgade	15 kV	Montalegre	Montalegre	PTD MTL0162	1	2	Umax=1,14 Un e Pit=1,08	10(10) e 1(10)	1	16	-	-
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Figueiró dos Vinhos	Figueiró dos Vinhos	PTD FVN0001	1				1	13	-	-
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV	Miranda	Miranda do Corvo	PTD MCV0075	1				1	24	-	-
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Pedrogão	Pedrogão Grande	PTD PGR0001	1				1	12	1	1
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Zona Industrial Pinheiro Bordalo	Pedrogão Grande	PTD PGR0063	1				1	11	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Pinhel	15 kV - I1	Figueira de Castelo Rodrigo	Figueira de Castelo Rodrigo	PTD FCR0031	1				1	37	1	16
Mondego	Guarda	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Penedono	Penedono	PTD PND0049	1				1	20	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Cerdeira	15 kV	Vilar Formoso	Almeida	PTD ALM0006	1				1	9	1	1
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Aguar da Beira	Aguar da Beira	PTD AGB0041	1				1	12	-	-
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV - I1	Tarouca	Lamego	PTD LMG0172	1				1	22	1	13
Mondego	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV	Vouzela	Vouzela	PTD VZL0011	1				1	9	-	-
Tejo	Caldas da Rainha	Batalha	Casal da Areia	15 kV - I	Nazaré	Nazaré	PTD NZR0005	1				1	38	-	-
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Rio Maior	30 kV	Cidade	Rio Maior	PTD RMR0071	1	1	Pit=1,09	1(7)	1	21	-	-
Tejo	Leiria	Penela	Pontão	15 kV	Alvorge	Ansião	PTD ANS0092	1	1	Pit=1,14	1(10)	1	15	-	-
Tejo	Leiria	Penela	Pontão	15 kV	Alvaiázere	Alvaiázere	PTD AVZ0057	1				1	7	-	-
Tejo	Leiria	Batalha	Azolia	30 kV - I	Santo Antão	Batalha	PTD BTL0084	1				1	24	-	-
Tejo	Portalegre	Falagueira	Alpalhão	30 kV - I1	Alter	Crato	PTD CRT0004	1				1	33	-	-
Tejo	Portalegre	Zêzere	Belver	30 kV - I	PC 9015 Belver	Gavião	PTD GAV0003	1	1	Umax=1,11 Un	2(6)	1	6	-	-
Tejo	Portalegre	Falagueira	Arronches	30 kV	Arronches	Arronches	PTD ARR0017	1				1	107	-	-
Tejo	Santarém	Zêzere	Venda Nova	30 kV	Ferreira do Zêzere I	Ferreira do Zêzere	PTD FZZ0109	1	1	Umax=1,10 Un	1(11)	1	24	1	27
Tejo	Santarém	Carregado	Espadanal	30 kV - I	Avinova	Azambuja	PTD AZB0185	1				1	27	1	1
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Estoril	10 kV - II	C.N. 1556, PTS 9572	Cascais	PTD CSC6197	1				1	19	-	-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Beja	15 kV - I1	BU15-35 Instituto politécnico	Beja	PTD BJA0035	1				1	45	-	-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Aljustrel	15 kV	BU15-20 Interligação	Aljustrel	PTD AJT0011	1				1	55	-	-
Sul	Évora	Évora	Caeira	15 kV - I	EV15-78 Parque Industrial	Évora	PTD EVR0379	1				1	26	1	1
Sul	Évora	Ferreira do Alentejo	Vale de Gaio	30 kV - I	L30-343 Alcáçovas	Alcácer do Sal	PTD ALS0003	1				1	56	-	-
Sul	Faro	Estói	São Brás de Alportel	15 kV	FR15-187 Machado	São Brás de Alportel	PTD SBA0075	1				1	27	-	-
Sul	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - II	FR15-177 irmão Mota	Castro Marim	PTD CTM0094	1				1	23	-	-
Sul	Faro	Estói	Cachopo	15 kV	FR15-181 Martinlongo	Alcoutim	PTD ACT0087	1				1	75	-	-
								42	14			42	1090	11	148
2.º Trimestre de 2011															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barrament o Nível de Tensão	Saída	Concelho	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	Nº Sem NC	N.º PTD com Cavas	N.º de Cavas em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS
Norte	Braga	Oleiros	Alvelos	15 kV - II	Cambeses	Barcelos	PTD BCL0430	1				1	36	-	-
Norte	Braga	Riba d'Ave	Lamas	15 kV - I	Braga II	Braga	PTD BRG0071	1				1	24	-	-
Norte	Braga	Oleiros	Touriz	15 kV	Vila Verde	Vila Verde	PTD VVD0055	1	1	Pit=1,21	1(11)	1	34	1	6
Norte	Bragança	Macedo	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I1	Moncorvo	Alfândega da Fé	PTD ALF0031	1	1	Umax=1,12 Un	2(12)	1	81	1	22
Norte	Bragança	Macedo	Bragança	30 kV - I	Vimioso	Vimioso	PTD VMS0026	1	1	Pit=1,15	1(12)	1	63	1	39
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - II	Cumieira	Fafe	PTD FAF0210	1				1	38	1	2
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - II	Vizela	Vizela	PTD VIZ0017	1	1	USh=6,054%	1(11)	1	25	-	-
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Femil de Basto	15 kV	Celorico de Basto	Celorico de Basto	PTD CBT0098	1	1	Pit=1,06	1(11)	1	54	1	12
Norte	Viana do Castelo	Ruivães	Troviscoso	15 kV - I3	Melgaço I	Monção	PTD MNC0001	1	1	Umax=1,11 Un	6(11)	1	46	1	20
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Feitosa	15 kV - I	Ponte de Lima	Ponte de Lima	PTD PTL0040	1				1	58	-	-
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Monseratte	15 kV	Escola técnica D0047	Viana do Castelo	PTD VCT0392	1	1	Pit=1,13	1(11)	1	40	-	-
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Valença	15 kV - I2	Monção	Valença	PTD VLN0019	1				1	41	1	1
Norte	Vila Real	Valdigem	Pinhão	30 kV - II	Alijó	Alijó	PTD ALJ0121	1	2	Umax=1,106 Un e Pit=1,59	12(12) e 2(12)	1	49	-	-
Norte	Vila Real	Chaves	Chaves	15 kV - I	Chaves II	Chaves	PTD CHV0212	1	2	Umax=1,104 Un e USh=6,4%	1(6) e 5(6)	1	35	-	-
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV	Castanheira de Pera	Castanheira de Pera	PTD CPR0029	1	2	Umax=1,106 Un e Pit=1,10	10(10) e 1(10)	1	26	1	14
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Figueiró dos Vinhos	Figueiró dos Vinhos	PTD FVN0079	1				1	27	-	-
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Zona Ind. M. Convo	Miranda do Corvo	PTD MCV0069	1	1	Pit=1,42	3(10)	1	34	1	2
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Talagreira	30 kV - I2	Vila Velha de Ródão	Vila Velha de Ródão	PTD VVR4053	1				1	35	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Celorico	15 kV	Celorico Gare	Fornos de Algodres	PTD FAG0020	1	2	Umax=1,113 Un e Pit=1,03	7(10) e 2(10)	1	22	-	-
Mondego	Guarda	Vila Chã	Mangualde	15 kV	Penalva do Castelo	Penalva	PTD PCT0001	1	1	Pit=1,32	2(10)	1	55	1	6
Mondego	Guarda	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Penedono	Penedono	PTD PND0021	1	1	Pit=1,14	2(6)	1	92	1	30
Mondego	Viseu	Vila Chã	Carregal do Sal	15 kV	Carregal do Sal	Carregal do Sal	PTD CRS0038	1				1	4	-	-
Mondego	Viseu	Vila Chã	Carregal do Sal	15 kV	Zona ind. São Domingos	Carregal do Sal	PTD CRS0052	1				1	44	-	-
Mondego	Viseu	Vila Chã	Tondela	15 kV - I1	Santiago de Besteiros	Tondela	PTD TND0050	1				1	34	1	4
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cadaval	30 kV - I	L3029 Montejunto	Cadaval	PTD CDV0086	1	2	USh=9,49% , Udht=9,3%	5(10)	1	37	-	-
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cadaval	30 kV - II	L3001 Cadaval II	Cadaval	PTD CDV0001	1	1	Umax=1,11 Un	8(9)	1	19	1	1
Tejo	Leiria	Batalha	Pereiros	15 kV	Casal Cego	Leiria	PTD LRA0781	1				1	49	-	-
Tejo	Leiria	Batalha	Ourem	30 kV	Cidade	Ourem	PTD ORM0002	1				1	36	-	-
Tejo	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV	Gramela	Pombal	PTD PBL0322	1	1	Pit=1,27	5(10)	1	51	1	7
Tejo	Portalegre	Zêzere	Belver	30 kV	Belver	Gavião	PTD GAV0050	1				1	40	1	1
Tejo	Portalegre	Zêzere	Belver	30 kV	Mação	Mação	PTD MAC0112	1				1	28	-	-
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	15 kV	Caixa Geral de Depósitos	Almeirim	PTD ALR0082	1				1	45	1	1
Tejo	Santarém	Zêzere	Almoural	30 kV	Zona militar	Constância	PTD CTC0038	1				1	27	-	-
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Figueirinha	10 kV - II	C.1952, PTS 6405	Oeiras	PTD ORS9364	1				1	17	-	-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Ferreira do Alentejo	15 kV	BU15-02 Beja-Ferreira	Ferreira do Alentejo	PTD FAL0127	1	1	Pit=1,69	3(10)	1	74	-	-
Sul	Beja	Sines	Santiago	30 kV	ST30-80 Santiago-Queimado	Santiago do Cacém	PTD STC0279	1	1	Pit=1,11	1(10)	1	64	1	4
Sul	Évora	Évora	Terena	15 kV	EV15-28 Alandroal	Alandroal	PTD ADL0131	1				1	29	1	4
Sul	Évora	Évora	Cerâmica	15 kV	EV15-65 Arraiolos	Arraiolos	PTD ARL0115	1	2	Umax=1,100Un e Pit=1,18	3(11)	1	83	-	-
Sul	Faro	Estói	Torre Natal	15 kV - II	FR15-140 Atalaia	Faro	PTD FAR0083	1				1	28	-	-
Sul	Faro	Estói	Loulé	15 kV - II	FR15-214 Boliqueime	Loulé	PTD LLE0458	1				1	17	-	-
Sul	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - I	FR15-24 Monte Gordo	Vila Real de Santo António	PTD VRS0046	1				1	20	1	2
								41	26			41	1661	19	178

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2011															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barrament o Nivel de	Saída	Concelho	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	Nº Sem NC	N.º PTD com	N.º de Cavas	N.º PTD	N.º Total
Norte	Bragança	Macedo	Bragança	30 kV - II	Zona Industrial	Bragança	PTD BGC0216	1				1	51		-
Norte	Bragança	Macedo	Bragança	30 kV - I	Vinhais	Vinhais	PTD VNH0001	1				1	46	1	20
Norte	Penafiel	Torrão	Marco de Canaveses	15 kV - I1	Esmoriz	Baião	PTD BAO0090	1				1	15		-
Norte	Penafiel	Torrão	Marco de Canaveses	15 kV - I2	Canaveses	Marco de Canaveses	PTD MCN0140	1				1	8	1	12
Norte	Penafiel	Torrão	Marco de Canaveses	15 kV - I2	Penafiel	Marco de Canaveses	PTD MCN0183	1				1	12		-
Norte	Vila Real	Valdigem	Pinhão	30 kV - III	São Mamede de Ribatua	Alijó	PTD ALI0008	1	1	Umax=1,11 Un	10 em 10	1	20	1	3
Norte	Vila Real	Valdigem	Pinhão	30 kV - III	Sabrosa	Sabrosa	PTD SBR0001	1	1	Umax=1,045 Un	4 em 10	1	14		-
Porto	Maia	Ermesinde	Gondomar	15 kV - I1	Atães	Gondomar	PTD GDM0172	1	1	PIt=1,20	9 em 9	1	10		-
Porto	Maia	Ermesinde	Gondomar	15 kV - I1	Valongo	Gondomar	PTD GDM0613	1	1	PIt=1,21	9 em 9	1	4	1	2
Porto	Maia	Vermoim	Maia	15 kV - I	Mosteiro II	Maia	PTD MAI0282	1				1	3		-
Porto	Porto	Ermesinde	Paranhos	15 kV - I1	S.6	Porto	PTD PRT0326	1	1	PIt=1,19	6 em 6	1	8		-
Porto	Porto	Ermesinde	Jovim	15 kV - I2	Avintes	Vila Nova de Gaia	PTD VNG0721	1	1	PIt=1,16	8 em 8	1	5		-
Porto	Porto	Canelas	Pedroso	15 kV - I3	Zona Industrial da Feteira	Vila Nova de Gaia	PTD VNG0883	1				1	9		-
Mondego	Castelo Branco	Ferro	Santa Luzia	15 kV	Pampilhosa II	Pampilhosa da Serra	PTD PPS0004	1	1	Umax=1,106 Un	8 em 11	1	23		-
Mondego	Castelo Branco	Zêzere	Sertã	15 kV	Sertã I	Sertã	PTD SRT0117	1	1	Umax=1,06 Un	10 em 10	1	14	1	10
Mondego	Guarda	Vila Chã	Gouveia	15 kV	Gouveia	Gouveia	PTD GVA0082	1				1	21	1	3
Mondego	Guarda	Chafariz	Trancoso	15 kV	Trancoso	Trancoso	PTD TCS0072	1				1	11		-
Mondego	Guarda	Chafariz	Trancoso	15 kV	Freches	Trancoso	PTD TCS0164	1				1	6	1	6
Mondego	Viseu	Bodiosa	Castro Daire	30 kV	Vale Soeiro	Castro Daire	PTD CDR0093	1				1	7	1	7
Mondego	Viseu	Bodiosa	Castro Daire	30 kV	Bustelo	Castro Daire	PTD CDR0145	1	1	Umax=1,104 Un	2 em 10	1	6	1	3
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV - I2	Lamego 1	Lamego	PTD LMG0001	1				1	18		-
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Atougia	15 kV - I	Consolação	Peniche	PTD PNI0013	1	1	Umax=1,116 Un	3 em 11	1	22	1	3
Tejo	Caldas da Rainha	Carvoeira	Matacães	30 kV - I2	C.N.3103 Sebastião-Mercena	Torres Vedras	PTD TVD0301	1				1	28	1	2
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte de Sor	30 kV - II	Alter do Chão	Alter do Chão	PTD ALT0028	1	1	Umax=1,11 Un	2 em 13	1	57		-
Tejo	Portalegre	Estremoz	Maranhão	30 kV	Avis	Avis	PTD AVS0005	1				1	72	1	14
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte de Sor	30 kV - II	Ponte de Sor	Ponte de Sôr	PTD PSR0239	1	1	Umax=1,13 Un	5 em 9	1	36	1	6
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	15 kV - I	Silvério e Melro	Entroncamento	PTD ENT0042	1				1	32		-
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I2	Entroncamento	Golegã	PTD GLG0089	1				1	18	1	4
Tejo	Santarém	Zêzere	Santa Cita	30 kV	Zona Industrial I	Tomar	PTD TMR0242	1				1	23		-
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I2	Estremadura (Almoural)	Vila Nova da Barquinha	PTD VNB0061	1				1	18	1	1
Lisboa	Lisboa	Sacavém	Aeroporto	10 kV - I	C.N.0040, PTS 9333	Lisboa	PTD LSB1384	1				1	7		-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Pegões	30 kV - I	ST30-157-11 Pegões-Marateca	Montijo	PTD MTJ0492	1				1	25		-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	30 kV - I	U30-357 São Sebastião-Alcácer	Palmela	PTD PLM0779	1				1	15	1	4
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	15 kV - I2	ST15-07 Fonte da Talha	Setúbal	PTD STB0079	1				1	17		-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Sado	30 kV - I	ST30-02 Mitrena Sul II	Setúbal	PTD STB0545	1				1	8		-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Porteirinhos	15 kV	BJ15-50 Almodôvar	Almodôvar	PTD ADV0194	1	1	Umax=1,12 Un	3 em 13	1	41		-
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - I1	EV15-70 Parque Industrial	Vendas Novas	PTD VND0085	1				1	19		-
Sul	Portimão	Tunes	Montechoro	15 kV	FR15-231 Olhos d'Água	Albufeira	PTD ABF0239	1				1	6		-
Sul	Portimão	Tunes	Albufeira	15 kV - II	FR15-226 Marina	Albufeira	PTD ABF0492	1				1	9		-
Sul	Portimão	Portimão	Porto de Lagos	15 kV - II	FR15-19 Portimão II	Portimão	PTD PTM0461	1				1	36		-
								40	13			40	800	16	100
4.º Trimestre de 2011															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barrament o Nivel de	Saída	Concelho	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	Nº Sem NC	N.º PTD com	N.º de Cavas	N.º PTD	N.º Total
Norte	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV	Carrazeda de Ansiães	Carrazeda de Ansiães	PTD CR20048	1	1	Umax=1,12Un	1(13)	1	12		-
Norte	Bragança	Macedo	Bragança	30 kV - I	Vinhais	Vinhais	PTD VNH0042	1				1	42	1	16
Norte	Penafiel	Valdigem	Cameiro	15 kV	Baião (Loivos do Monte)	Baião	PTD BAO0148	1	1	Umax=1,104Un	9(11)	1	13		-
Norte	Penafiel	Torrão	Fornos	15 kV	Zona Industrial de Felgueiras	Castelo de Paiva	PTD CPV0057	1	1	Umax=1,126Un	4(6)	1	2		-
Norte	Penafiel	Torrão	Entre-os-Rios	15 kV - I	Freigil	Penafiel	PTD PNF0014	1	2	Umax=1,1075Un e PIt=1,28	7(7) e 2(7)	1	1	1	1
Norte	Vila Real	Chaves	Chaves	15 kV - I	Chaves I	Chaves	PTD CHV0186	1				1	20	1	1
Norte	Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	Vidago	15 kV - I1	Carrazedo	Vila Pouca de Aguiar	PTD VPA0103	1				1	15		-
Porto	Maia	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - II	Pidre I	Santo Tirso	PTD STS0335	1	1	PIt=1,00	1(13)	1	8	1	2
Porto	Maia	Ermesinde	Fânzeres	15 kV - I1	Valongo	Valongo	PTD VLG0191	1	1	PIt=1,27	13(13)	1	14	1	4
Porto	Maia	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - II	Canhões	Santo Tirso	PTD STS0353	1				1	5		-
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I2	Liceu	Espinho	PTD ESP0001	1				1	14		-
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I2	Jamaco	Espinho	PTD ESP0043	1				1	14		-
Porto	Porto	Custolas	Campo Alegre	15 kV - I2	S.24	Porto	PTD PRT0499	1				1	13	1	1
Mondego	Castelo Branco	Ferro	Fundão	15 kV	Zona Industrial	Fundão	PTD FND0196	1				1	5		-
Mondego	Castelo Branco	Zêzere	Sertã	15 kV	Sertã I	Sertã	PTD SRT0238	1	1	Umax=1,114Un	2(8)	1	7	1	5
Mondego	Guarda	Chafariz	Guarda	15 kV - I2	Hospital	Guarda	PTD GRD0206	1				1	5	1	3
Mondego	Guarda	Pocinho	Marvão	30 kV	Meda	Meda	PTD MDA0011	1				1	16		-
Mondego	Guarda	Vila Chã	Sabugal	15 kV	Sabugal	Sabugal	PTD SBG0141	1				1	12		-
Mondego	Viseu	Bodiosa	Sátão	15 kV	Ferreira de Aves	Sátão	PTD SAT0005	1				1	16	1	5
Mondego	Viseu	Bodiosa	Sátão	15 kV	Zona urbana	Sátão	PTD SAT0058	1				1	22	1	2
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Vila Nova de Paiva	Vila Nova de Paiva	PTD VNP0028	1				1	24	1	9
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Santo Onofre	30 kV	Zona Industrial I	Caldas da Rainha	PTD CLD0261	1	1	PIt=1,38	2(11)	1	36	1	2
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Alhandra	30 kV	C.N.3158, SMA	Arruda dos Vinhos	PTD ARV0062	1				1	21		-
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - IV	Aramenha	Castelo de Vide	PTD CVD0005	1	2	Umax=1,113Un e USh=6,2%	1(13) e 1(13)	1	42		-
Tejo	Portalegre	Falagueira	Boavista	6 kV	Combatentes	Portalegre	PTD PTG0023	1				1	13		-
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - IV	Zona Industrial	Portalegre	PTD PTG0242	1	1	USh=6,1%	1(13)	1	42		-
Tejo	Santarém	Zêzere	Vila Moreira	30 kV - I1	Vila Moreira	Alcanena	PTD ACN0034	1				1	5		-
Tejo	Santarém	Zêzere	Vila Moreira	30 kV - I2	Alcanena	Alcanena	PTD ACN0097	1				1	33		-
Tejo	Santarém	Santarém	Cartaxo Norte	15 kV	Portela	Cartaxo	PTD CTX0087	1	1	Umax=1,101Un	2(13)	1	23		-
Tejo	Santarém	Santarém	Gloria	30 kV	Almeirim	Salvaterra de Magos	PTD SMG0119	1				1	30	1	5
Lisboa	Lisboa	Sacavém	Expo Sul	10 kV - I	C.N.2011, PS8627	Lisboa	PTD LSB8631	1				1	11		-
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Sobreda	15 kV - I	AL15-83 Laranjeiro	Almada	PTD ALM0207	1				1	18	1	1
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Laranjeiro	15 kV - II	AL15-85 Urbano	Almada	PTD ALM0500	1				1	16		-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Quinta do Conde	15 kV - II	AL15-10 Sesimbra	Sesimbra	PTD SSB0089	1	1	PIt=1,14		1	31		-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Santana	15 kV - I2	AL15-52 Tornmar	Sesimbra	PTD SSB0267	1				1	38	1	1
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Porteirinhos	15 kV	BJ15-50 Almodôvar	Almodôvar	PTD ADV0001	1				1	51		-
Sul	Beja	Alqueva	Vale Vargo	15 kV	BJ15-18 V.N.S.Bento	Serpa	PTD SRP0111	1	1	PIt=3,17	9(12)	1	238	1	58
Sul	Beja	Alqueva	Serpa	30 kV	BJ30-01 Vale Vargo	Serpa	PTD SRP0295	1	1	PIt=1,62	10(12)	1	228	1	3
Sul	Évora	Évora	Montemor	30 kV	EV30-22 Arraiolos	Montemor-o-Novo	PTD MMN0485	1	1	PIt=1,17	2(4)	1	49		-
Sul	Évora	Estremoz	Estremoz	15 kV - I	EV15-34 Santo André	Estremoz	PTD ETZ0001	1				1	139		-
Sul	Évora	Estremoz	Cerâmica	30 kV	Mora	Mora	PTD MOR0057	1	2	Umax=1,121Un e PIt=1,37	7(12) e 8(12)	1	187		-
Sul	Portimão	Portimão	Monchique	15 kV	FR15-89 Foia	Monchique	PTD MCQ0012	1	1	Umax=1,103Un	2(12)	1	37	1	1
Sul	Portimão	Tunes	Silves	15 kV	FR15-190 Silves	Silves	PTD SLV0001	1				1	37		-
Sul	Portimão	Tunes	São Bartolomeu de Messines	15 kV	FR15-85 Algoz	Silves	PTD SLV0121	1				1	37	1	6
								44	20			44	1642	19	126

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

SE de AT/MT_ Balanço da Monitorização em Regime Permanente da QEE da EDP Distribuição do 1.º Trimestre de 2011														
1.º Trimestre 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramen to Nivel Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1				1	20	1	5
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1				1	23	1	4
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	35		
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	21		
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	44		
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	77		
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				0	0		
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				0	0		
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1				1	8		
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	23		
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Lousã	1	1				1	12		
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	61		
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - III	Vila Franca de Xira	1	1				1	25		
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - IV	Vila Franca de Xira		1				1	33		
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas	1	1				1	33		
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1				1	5		
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	16		
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	16	1	1
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	23		
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	14		
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	17		
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	15		
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	7		
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=1,06	4(6)	1	156	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	83		
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	65	1	3
Norte	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	14		
						19	27	1			25	846	5	14
2.º Trimestre 2011														
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramen to Nivel Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1	1	Plt=1,11	13(13)	1	33	1	1
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1	1	Plt=1,14	13(13)	1	35	1	1
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	34		
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	32		
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	29		
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	54		
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	60	1	1
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - III	Vila Franca de Xira	1	1				1	20		
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - IV	Vila Franca de Xira		1				1	19		
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	15		
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	16		
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1				1	16		
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	26	1	3
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	55	1	1
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	47	1	2
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	21	1	1
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	27	1	2
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas	1	1				1	58	1	1
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1				1	22		
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	66		
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=1,51	9(12)	1	87	1	7
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	29		
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	27		
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	23		
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	20		
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	20		
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	31		
						19	27	3			27	922	10	20

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre 2011													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	N.º Total IS em Barr
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1	1	Plt=1,16	11(13)	1	27	2
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1	1	Plt=1,18	11(13)	1	19	1
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	22	1
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	16	3
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	19	4
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	26	3
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	165	1
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - III	Vila Franca de Xira	1	1				1	8	
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - IV	Vila Franca de Xira		1				1	9	
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	4	
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	6	
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1	1	U7h=5,78%	1(11)	1	15	1
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	14	
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	23	
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	11	
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	8	
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	14	2
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas	1	1				1	20	
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1				1	30	2
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	21	
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	2	Plt=1,58 e U7h=5,4%	2(11) e 4(11)	1	91	
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	79	
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	90	
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	6	
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	5	
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	8	
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	16	
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	11	
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	10	1
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1				1	9	
						22	30	5			30	802	11
4.º Trimestre 2011													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	N.º Sem NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	N.º Total IS em Barr
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	55	7
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	152	9
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	112	1
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - III	Vila Franca de Xira	1	1				1	43	
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - IV	Vila Franca de Xira		1				1	42	
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1	1	Plt=1,28	13(13)	1	33	
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1	1	Plt=1,28	13(13)	1	22	
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	34	1
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	27	1
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I1	Porto de Mós	1	1				1	3	
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I2	Porto de Mós		1				1	6	
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - I	Sintra	1	1				1	2	
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - II	Sintra		1				1	2	
Norte	Braga	Oleiros	Lijó	15 kV	Barcelos	1	1	1	Plt=1,18	2(3)	1	0	
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	6	
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	23	1
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1				1	16	
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	23	
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	22	
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1				1	14	
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	16	
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	19	
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	23	
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	22	
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	30	
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas	1	1				1	162	1
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas		1				1	47	1
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	16	
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	2	Plt=1,05 e U5h=7,4%	2(12)	1	242	3
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	12	
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	13	
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	22	1
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	19	
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	21	
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	23	3
						25	35	5			35	1324	11

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Quadro-Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2009-2011																			
Nº de Monit. Efectuadas e n.º de Elementos em NC						Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente									
										U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites					
						Cavas				Int Serv				Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem	
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT)	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2011	110	169	19	167	60	169	7464	167	5193	64	244	65	552	31	13	7	9	34	1
2010	107	166	7	167	73	166	6988	167	5790	67	172	70	708	23	6	22	2	44	1
2009	101	166	19	166	75	166	6466	166	5409	71	437	82	819	33	17	12	3	49	1

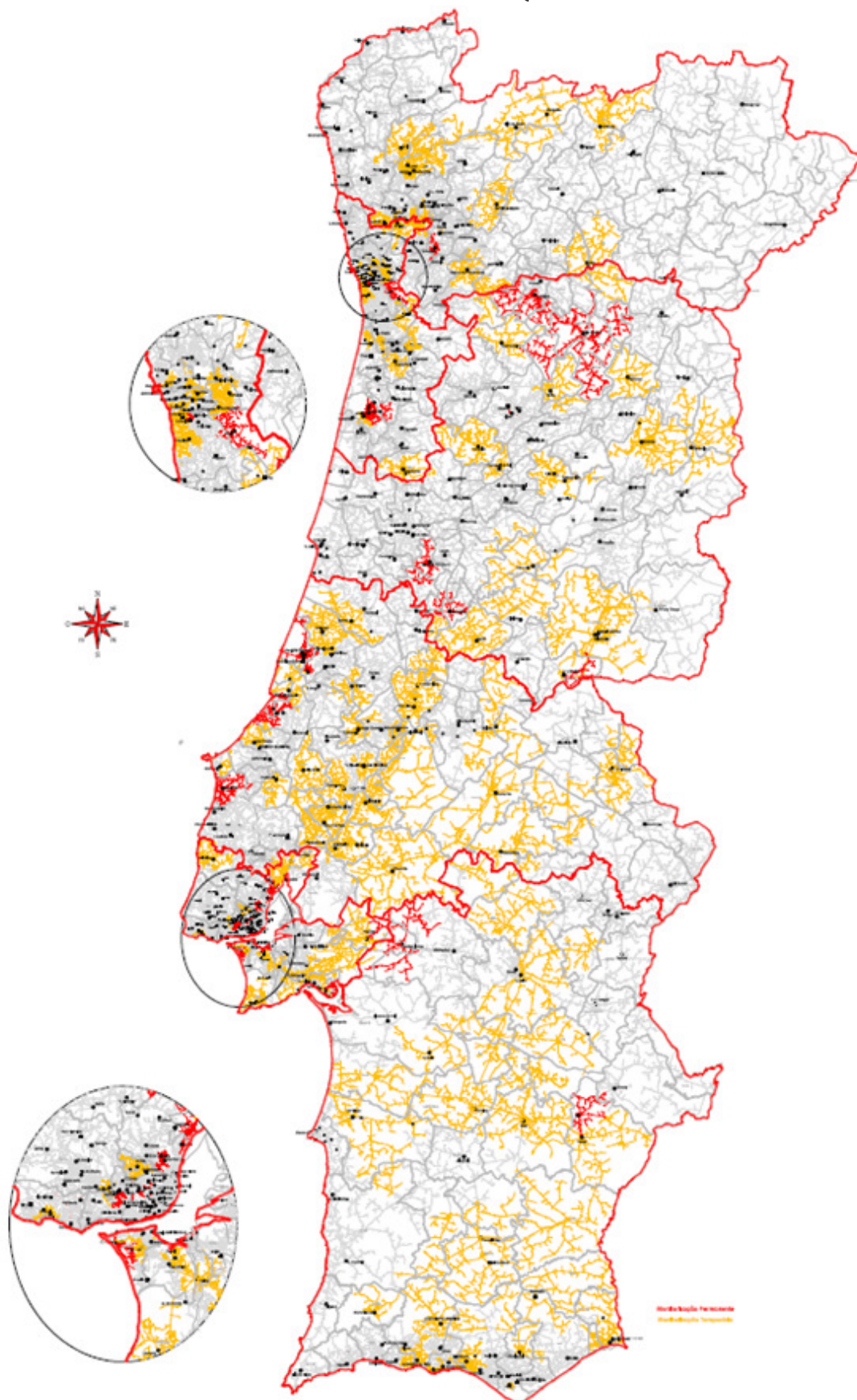
Quadro-Resumo da Análise das Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2011 em Modo Permanente													
Nº de Monit. Efect e n.º de Barr em NC				Perturbações em Reg. Transitório		Perturbações em Regime Permanente							
						U < 0,01 Un		Parâm. fora dos limites					
				Cavas		Int Serv		Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem	
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT	Bar/SE	Bar/SE	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2011	85	119	14	116	3894	37	84		3		11		

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

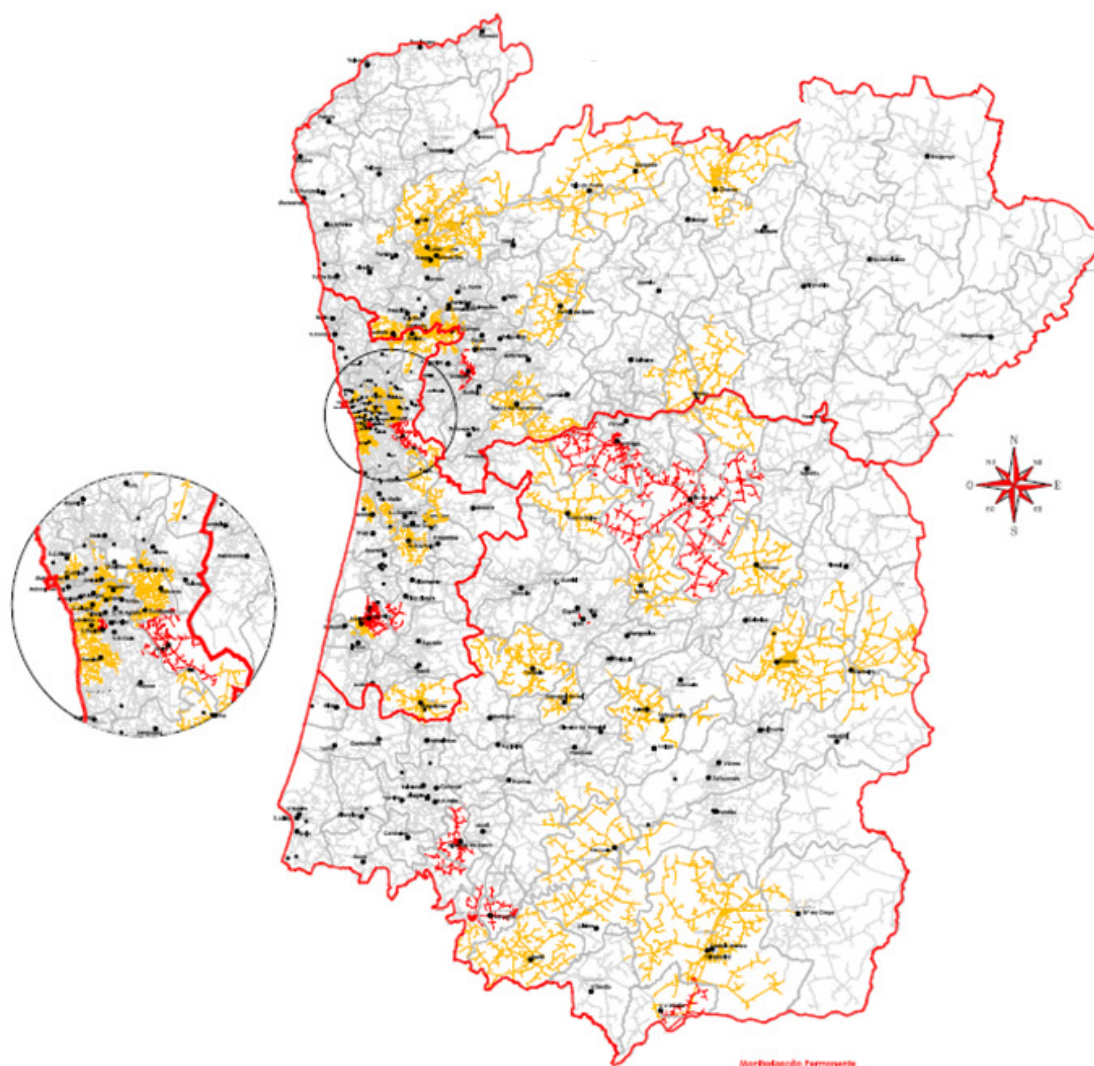
Balanço da QEE da EDPD em 2011 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração										
Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un <= U < 0,9 Un) em Barr. MT										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	592	38,12%	267	17,19%	103	6,63%	64	4,12%	1026	66,07%
2º Trim	926	33,73%	594	21,64%	178	6,48%	169	6,16%	1867	68,01%
3º Trim	492	39,77%	243	19,64%	61	4,93%	61	4,93%	857	69,28%
4º Trim	600	31,10%	320	16,59%	175	9,07%	138	7,15%	1233	63,92%
Totais	2610	34,97%	1424	19,08%	517	6,93%	432	5,79%	4983	66,76%
Duração de Cavas de Tensão em Barr. MT										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	717	46,20%	434	27,90%	204	13,10%	92	5,90%	1447	93,20%
2º Trim	1058	38,54%	865	31,50%	335	12,20%	242	8,80%	2500	91,10%
3º Trim	620	50,12%	325	26,30%	121	10,50%	87	7,50%	1153	93,20%
4º Trim	722	37,43%	549	28,50%	277	14,36%	241	12,50%	1789	92,70%
Totais	3117	41,76%	2173	29,11%	937	12,55%	662	8,87%	6889	92,30%
Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un <= U < 0,9 Un) em PTD										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	251	23,03%	220	20,18%	79	7,25%	124	11,38%	674	61,83%
2º Trim	468	28,18%	350	21,72%	147	8,85%	132	7,95%	1097	66,04%
3º Trim	184	23,00%	197	24,63%	77	9,63%	58	7,25%	516	64,50%
4º Trim	323	19,67%	365	22,23%	134	8,16%	166	10,11%	988	60,17%
Totais	1226	23,61%	1132	21,80%	437	8,42%	480	9,24%	3275	63,07%
Duração de Cavas de Tensão em PTD										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	290	26,60%	316	28,90%	152	13,90%	164	15,00%	922	84,60%
2º Trim	491	29,60%	479	28,80%	304	18,30%	237	14,30%	1511	91,00%
3º Trim	196	24,50%	265	33,10%	162	20,30%	96	12,00%	719	90,00%
4º Trim	428	26,10%	540	32,90%	206	12,50%	241	14,70%	1415	86,20%
Totais	1405	27,06%	1600	30,81%	824	15,87%	738	14,21%	4567	87,95%

Monitorização Permanente da QEE da EDPD_2011 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração										
Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un <= U < 0,9 Un) em Barramentos de MT										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	243	28,72%	179	21,16%	62	7,33%	48	5,67%	532	62,88%
2º Trim	329	35,68%	241	26,14%	69	7,48%	35	3,80%	674	73,10%
3º Trim	235	29,30%	139	17,33%	67	8,35%	39	4,86%	480	59,85%
4º Trim	317	23,94%	304	22,96%	99	7,48%	115	8,69%	835	60,07%
Totais	1124	28,86%	863	22,16%	297	7,63%	237	6,09%	2521	64,74%
Duração de Cavas de Tensão em Barramentos de MT										
	0,01 < t <= 0,1 s		0,1 < t <= 0,25 s		0,25 < t <= 0,5 s		0,5 < t <= 1 s		0 < t <= 1 s	
1º Trim	294	34,75%	250	29,55%	129	15,25%	92	10,87%	765	90,43%
2º Trim	366	39,70%	302	32,75%	115	12,47%	68	7,38%	851	92,30%
3º Trim	248	30,09%	224	27,90%	160	20,00%	91	11,30%	722	90,02%
4º Trim	348	26,28%	420	31,72%	196	14,80%	188	14,20%	1152	87,01%
Totais	1256	32,25%	1196	30,71%	600	15,41%	439	11,25%	3490	89,63%

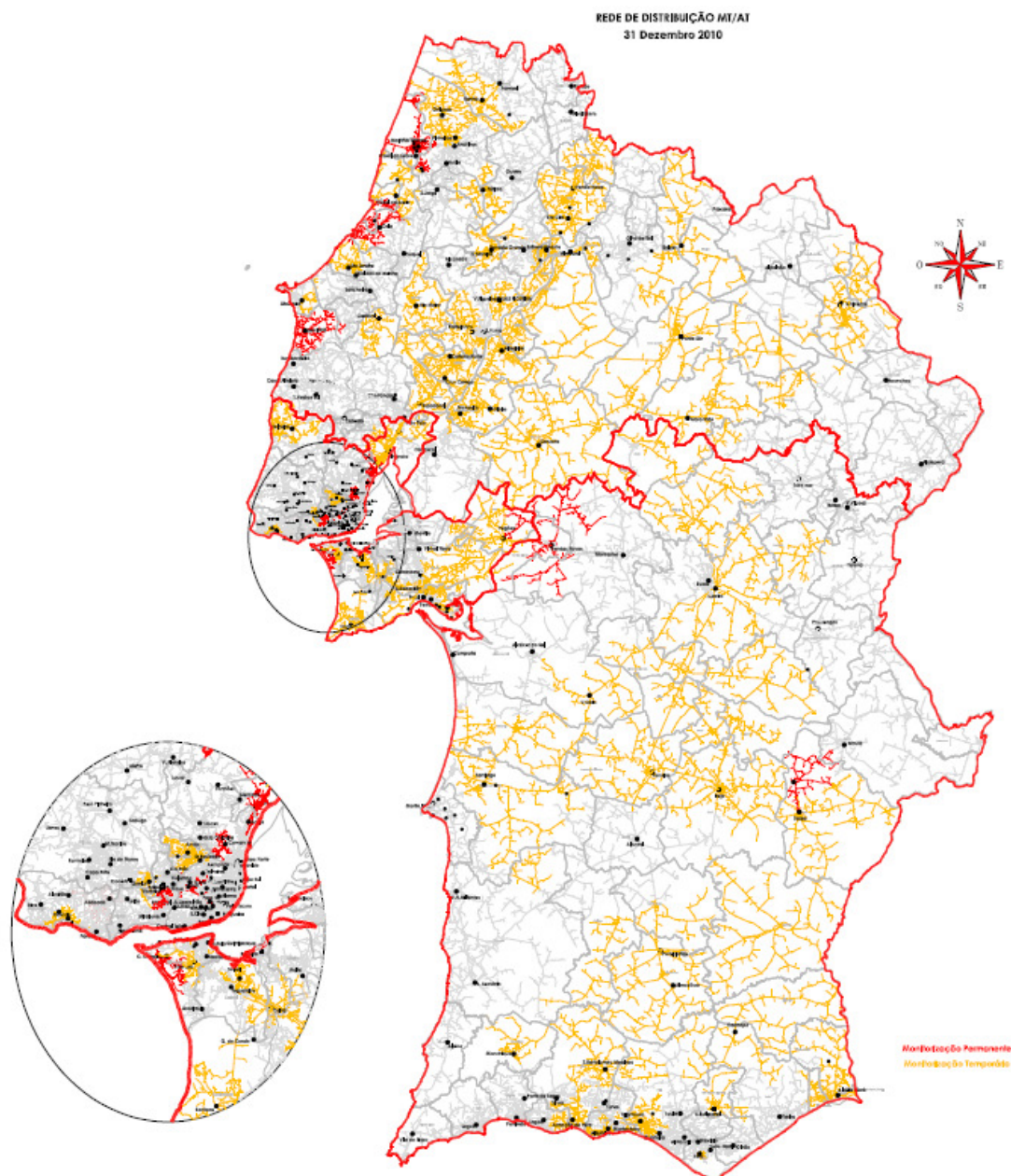
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA



QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA



QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA



ANEXO 4

Definições e siglas

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Apresentam-se em seguida as definições adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50 160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica” e dos seguintes regulamentos publicados: Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

A

Alta Tensão (AT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

Avaria - condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

B

Baixa Tensão (BT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

C

Carga - valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

Causa - todo o conjunto de situações que deram origem ao aparecimento de uma ocorrência.

Cava da tensão de alimentação - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, U_c (ou da tensão de referência deslizante, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min. O valor de uma cava de

tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

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

Cliente - pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica.

Compatibilidade eletromagnética (CEM) - aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Concessão da RND - contrato através do qual o Estado outorga a exploração da Rede Nacional de Distribuição exercida em regime de serviço público.

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

Condução da rede - ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

Consumidor - cliente final de eletricidade.

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

D

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Defeito (elétrico) - anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões - estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Despacho Nacional ou Regional de uma rede - órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia.

Disparo - abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - “System Average Interruption Duration Index”) - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

E

Elemento avariado - todo o elemento da rede elétrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

Emissão (eletromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

Energia não distribuída (END) - valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um

determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

Energia não fornecida (ENF) - valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente 1 ano civil).

Entrada - canalização elétrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Exploração - conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e os não elétricos.

F

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

Fornecedor - entidade com capacidade para efetuar fornecimentos de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades; produtor em regime ordinário, cogrador, comercializador ou comercializador de último recurso.

Frequência da tensão de alimentação (f) - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - “System Average Interruption Frequency Index”) - quociente do número total de

DEFINIÇÕES E SIGLAS

interrupções nos pontos de entrega, num determinado período, pelo número total de pontos de entrega.

I

Imunidade (a uma perturbação) - aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.

Incidente - qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisível que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como por exemplo um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder.

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

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

Instalação de utilização - instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção accidental - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção breve - interrupção com uma duração igual ou inferior a 3 min.

Interrupção do fornecimento ou da entrega - situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1 % da tensão declarada U_c , nas fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa - interrupção com uma duração superior a 3 min.

Interrupção prevista - interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Isolamento - isolar um elemento de rede (ou uma instalação) consiste na abertura de todos os órgãos de corte visível (seccionadores, ligações amovíveis, disjuntores de proteção de todos os secundários dos transformadores de tensão, etc.) de modo a garantir, de forma eficaz, a ausência de alimentação proveniente de qualquer fonte de tensão.

L

Limite de emissão (duma fonte de perturbação) - valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade - valor mínimo requerido do nível de imunidade.

M

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Manobras - ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia relativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

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

Manutenção corretiva (reparação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

Manutenção preventiva (conservação) - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.

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

Muito Alta Tensão (MAT) - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

N

Nível de compatibilidade (eletromagnética) - nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.

Nível de emissão - nível duma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo,

aparelho ou sistema particular e medido duma maneira especificada.

Nível de imunidade - nível máximo duma perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

Nível de perturbação - nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.

Nível (duma quantidade) - valor duma quantidade avaliada duma maneira especificada.

O

Ocorrência (evento) - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

Operador Automático (OPA) - dispositivo eletrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

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

Operador da rede de distribuição - entidade titular de concessão ao abrigo da qual está autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

Origem da ocorrência - localização da ocorrência na rede elétrica que provocou a respetiva ocorrência.

P

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Padrão individual de qualidade de serviço - nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes.

Perturbação (eletromagnética) - fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

Ponto de entrega (PdE) - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega, os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação - ponto da rede eletricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede) - é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica.

Ponto de medida - ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

Posto elétrico (de uma rede elétrica) - parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de corte - posto englobando aparelhagem de manobra (disjuntores ou interruptores) que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas, no mesmo nível de tensão, e incluindo geralmente barramentos.

Posto de seccionamento - posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas, por meio de seccionadores.

Posto de transformação - posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

Potência nominal - é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

Potência de recurso - valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

Produtor - pessoa singular ou coletiva que produz energia elétrica.

PTC - Posto de Transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

PTD - Posto de Transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor de energia elétrica.

R

Ramal - canalização elétrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

Rede - conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com

DEFINIÇÕES E SIGLAS

vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de distribuição - parte da rede utilizada para a transmissão da energia elétrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte - parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Rede Nacional de Distribuição (RND) – a rede nacional de distribuição em média e alta tensão.

Rede Nacional de Transporte (RNT) - rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os respetivos bens e direitos conexos.

Regime Especial de Exploração - situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco elétrico ou a minimizar os seus efeitos.

Religação - operação automática de disparo e fecho de disjuntor, para eliminar defeito transitório em rede aérea, originando uma interrupção inferior a 1 segundo.

Reposição de serviço – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

S

Severidade da tremulação - intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

Severidade de curta duração (Pst) medida num período de 10 min;

Severidade de longa duração (Plt) calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

Sistema de comando – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de controlo – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica.

Sistema de proteção – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

Sobretensão temporária à frequência industrial - sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória - sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Subestação - posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

T

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Tempo de interrupção equivalente (TIE) - quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) - quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

Tempo de reposição de serviço – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

Tensão de alimentação - valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão de alimentação declarada (Uc) - tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada U_c .

Tensão harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:

individualmente, segundo a sua amplitude relativa (U_h) em relação à fundamental (U_1), em que “h” representa a ordem da harmónica;

globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

Tensão inter-harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (U_n) - tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Trabalho programado (ocorrência programada) - toda a ocorrência que tenha origem numa causa voluntária. Tem geralmente um pedido de indisponibilidade associado e dá origem a uma ou mais interrupções previstas.

Tremulação (“flicker”) - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

U

Utilizador da rede – pessoa singular ou coletiva que entrega energia elétrica à rede ou que é abastecido através dela.

V

Variação de tensão - aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

