

# Relatório de Qualidade de Serviço 2012



distribuição

Grupo EDP

EDP Distribuição

Maio 2013

EDP Distribuição – Energia, S.A.  
Rua Camilo Castelo Branco, 43  
1050-044 LISBOA  
[www.edpdistribuicao.pt](http://www.edpdistribuicao.pt)

Este relatório foi escrito ao abrigo do novo Acordo Ortográfico

## Errata ao Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição de 2012

Página	Nota	Onde se lê	Deve ler-se
26	Gráfico 4.1, 3ª coluna	99	100
	Gráfico 4.1, 4ª coluna	99	100
	Gráfico 4.1, legenda	2011	2012
			Tal como se mostra no gráfico que se segue a esta tabela
30	2ª coluna, 12ª linha	82 135	96 398
72	Tabela 5.21 – 1ª linha	2009-2011	2010-2012
	Tabela 5.21 – legenda	2011	2012
79	Tabela 5.22 – 1ª linha	2011	2012
	Tabela 5.22 – legenda	2012	2012
9	Anexo 3 – Tabela Balanço QEE	2011	2012
	Anexo 3 – Tabela Monit. Permanente	2011	2012

## 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 .....	9
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.....	13
3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes .....	15
3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição .....	16
3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes.....	17
3.2 Clientes residenciais.....	18
3.2.1 Metodologia utilizada .....	18
3.2.2 Indicadores globais de satisfação .....	19
3.2.3 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes .....	20
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 .....	22
3.2.6 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 .....	35
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. Conclusões AT.....	39
5.3. Rede MT .....	39
5.3.1. Interrupções na Rede MT .....	39
5.3.2. Indicadores MT .....	43
5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT .....	44
5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C .....	47
5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC e distritos .....	48
5.3.3. Rede de MT – Conclusões.....	56
5.4. Rede BT .....	57
5.4.1. Interrupções na rede BT .....	57
5.4.2. Indicadores BT .....	59
5.4.2.1 Evolução dos indicadores BT .....	59
5.4.2.2 Evolução dos indicadores BT por zonas A, B e C .....	60
5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC e distritos .....	61

5.4.3. Rede de BT – Conclusões .....	64
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 .....	68
5.7.1. Definição e Critérios das Ações de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica .....	69
5.7.2. Medições da QEE em 2012 .....	70
5.7.3 Monitorizações da QEE de periodicidade trimestral .....	72
5.7.3.1 Breve destaque da QEE observada em 2012.....	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).....	75
5.7.3.1.6 Interrupções de serviço em PTD.....	77
5.7.3.1.7. Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2010-2012 .....	77
5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente .....	78
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
5.7.6. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE.....	83

5.7.7. Conclusões .....	84
5.8. Ações relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico .....	85
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 2012, 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 nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que continuaram a exceder os padrões fixados regulamentarmente.

A evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnica, das redes elétricas da EDP Distribuição, registou em 2012 uma melhoria significativa dos indicadores de continuidade de serviço, tendo mesmo sido estabelecidos novos mínimos históricos para a totalidade dos indicadores em avaliação. Para estes resultados contribui certamente o facto de não se terem registado condições meteorológicas de carácter extraordinário e a melhoria relevante do desempenho das redes de distribuição de Alta, Média e Baixa Tensão.

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 58 minutos. Se forem consideradas apenas as interrupções de serviço resultantes de causas próprias o valor observado foi de 49 minutos. Este valor é cerca de 12% inferior ao valor registado em 2011 (56 minutos).

Durante o ano de 2012, 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.

É de referir o esforço que a Empresa continua a ter que canalizar no sentido de repor ativos e ultrapassar as situações de interrupção do fornecimento de energia elétrica a clientes, sequente ao elevado número de furtos de cobre na rede de distribuição, fundamentalmente na rede de baixa tensão (95%).



## 2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

### 2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2012, as instalações e os equipamentos em serviço,

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

	2011	2012
<b>Subestações <sup>(1)</sup></b>		
Nº de subestações	411	414
Nº de transformadores	721	726
Potência instalada (MVA)	16 809	17 047
<b>Linhas (incluindo ramais, em km)</b>	<b>83 256</b>	<b>83 319</b>
Aéreas	<b>66 725</b>	<b>66 777</b>
AT (60/130/150 kV)	8 592	8 625
MT (6/10/15/30 kV)	58 133	58 152
Cabos subterrâneos	<b>16 531</b>	<b>16 542</b>
AT (60/130/150 kV)	522	515
MT (6/10/15/30 kV)	16 009	16 027
<b>Postos de Transformação</b>		
Unidades	64 458	65 151
Potência instalada (MVA)	19 417	19 610
<b>Redes BT (km)</b>	<b>139 371</b>	<b>140 415</b>
Aéreas	106 744	107 516
Subterrâneas	32 627	32 899

Tabela 2.1 – Ativos de rede da EDP Distribuição

(1) Inclui subestações MAT e MT/MT

No final do ano de 2012 existiam 17 047 MVA instalados em 414 subestações, o que corresponde a um crescimento de potência instalada de 1,4% em relação ao ano de 2011. Os postos de

transformação de distribuição eram no final do ano 65 151 com uma potência instalada de 19 610 MVA, correspondendo a um crescimento de 1%.

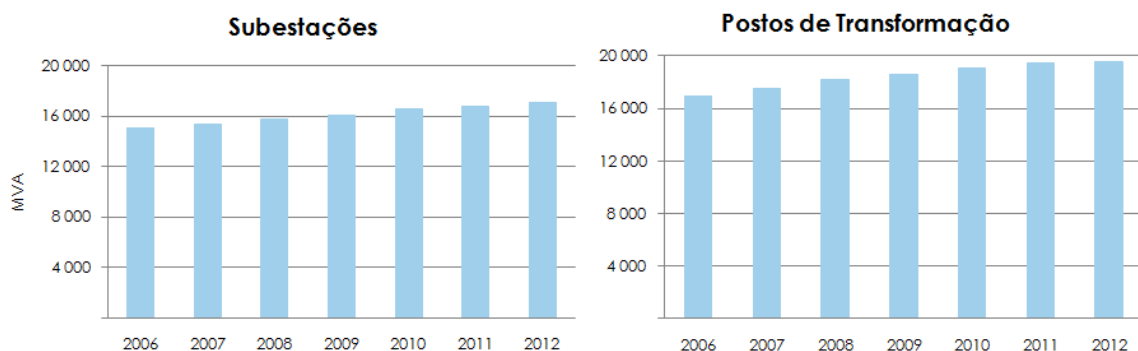


Gráfico 2.1 – Potência Instalada por Subestação e PT

A rede de alta tensão tinha, no final de 2012, uma extensão de 9 140 km, sendo 8 625 km de rede aérea (94%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração, respetivamente,

74 179 km e 140 415 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%.

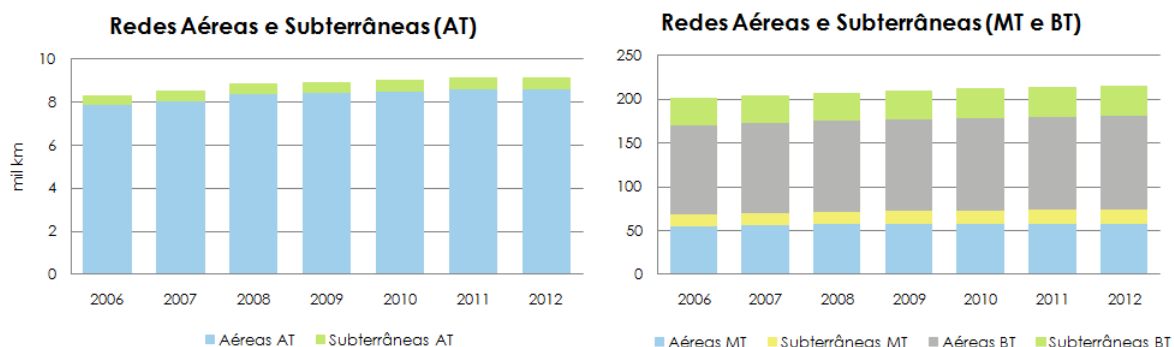


Gráfico 2.2 – Redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em termos gerais verifica-se um crescimento global da rede relativamente a 2011. 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.

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

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,09 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 pouco mais de metade 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).

8.º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades (1). Os utilizadores da rede estão distribuídos por estas zonas da seguinte forma: Zonas A (22%), B (31%) e C (47%).

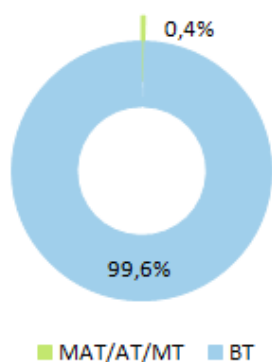


Gráfico 2.3 – Número de Utilizadores

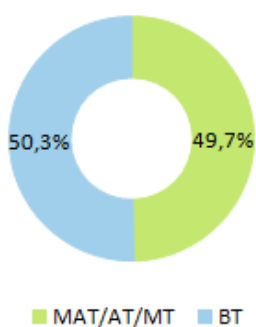


Gráfico 2.4 – Energia Entregue

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

(<sup>1</sup>)

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 2012 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 1001 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 permitiu 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 2009<sup>2</sup>. (“Fornecimento de energia elétrica” de 5,1 para 6,1 pontos; “Atendimento” de 5,2 para 6,1 pontos e

---

<sup>2</sup> 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 (usadas em 2009 e 2010) foi alterada para uma escala de 0 a 10.

“Satisfação Global com a EDP Distribuição” de 5,0 para 6,0 pontos.

Os clientes do segmento MAT/AT foram os que apresentaram maiores níveis de satisfação, enquanto os clientes de BTE 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 Mondego e Porto, sendo os da Direção de Rede e Clientes Sul e Tejo os menos satisfeitos.

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 anos anteriores, situando-se o nível médio de satisfação em 6,1.

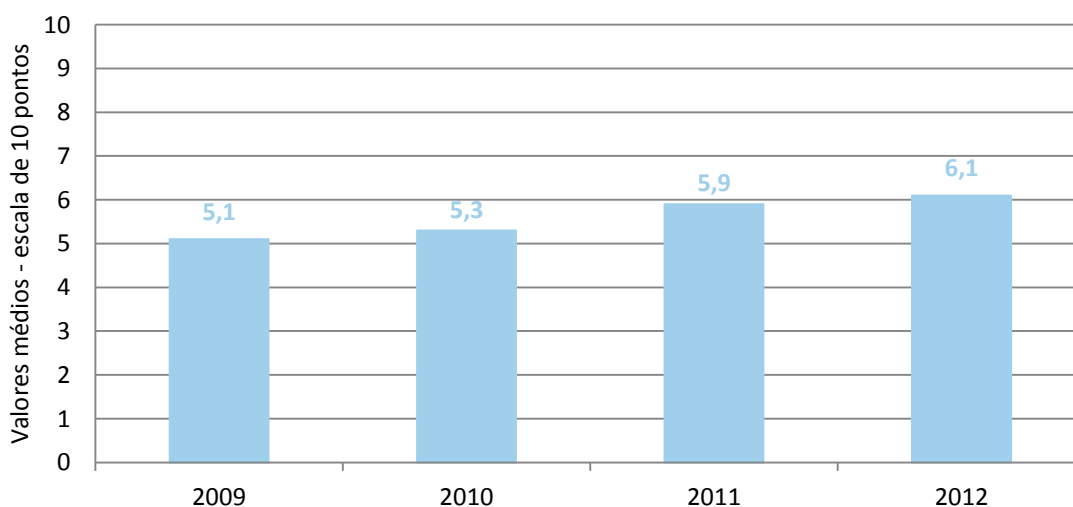


Gráfico 3.1 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Numa análise segmentada por nível de tensão verificou-se que a satisfação média melhorou em 2012 face aos níveis registados em anos anteriores nos níveis de tensão MAT/AT e MT. Os clientes de MAT/AT foram os mais

satisfeitos com o fornecimento de energia elétrica, sendo que o nível de satisfação subiu de 6,7 para 7,9 pontos. Os clientes BTE registaram menor nível de satisfação, mas com um índice superior aos 5 pontos.

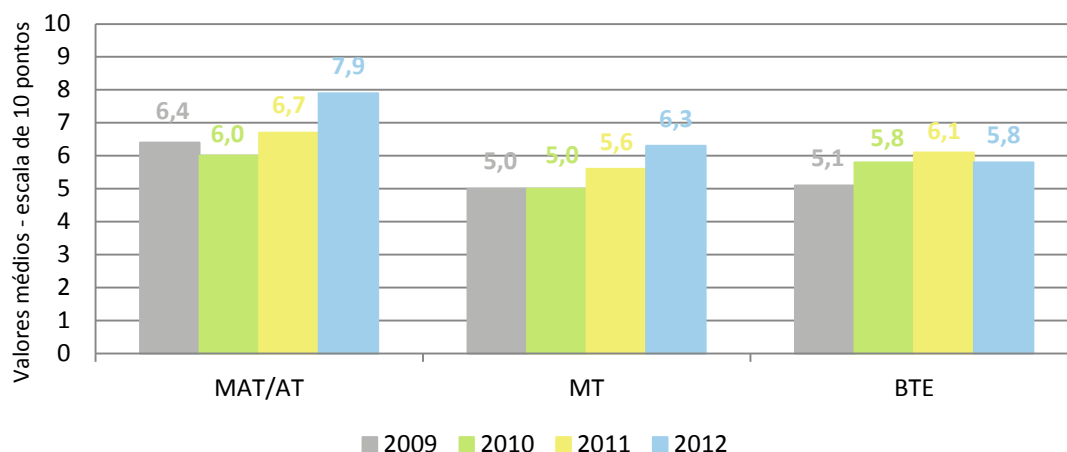


Gráfico 3.2 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por nível de tensão

Em termos de segmentação regional e à semelhança dos resultados obtidos em 2010 e 2011, os clientes das regiões Porto e Norte apresentaram níveis

de satisfação mais elevados sendo os clientes das regiões Sul e Tejo os que apresentaram um nível de satisfação mais baixo, mas superior aos 5 pontos.

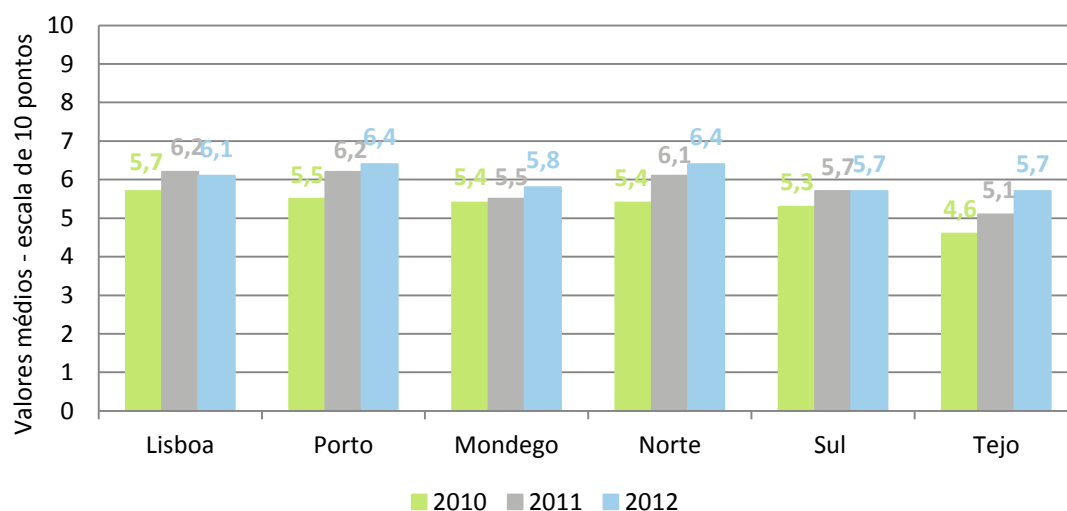


Gráfico 3.3 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentação por Direção de Rede e Clientes

### 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 “Qualidade de energia fornecida” 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 nova ligação/expansão/religação” e “Informação prestada durante as interrupções” são também indicadores importantes para a

satisfação e registaram menores níveis de valores registados em 2011. satisfação, embora melhores do que os

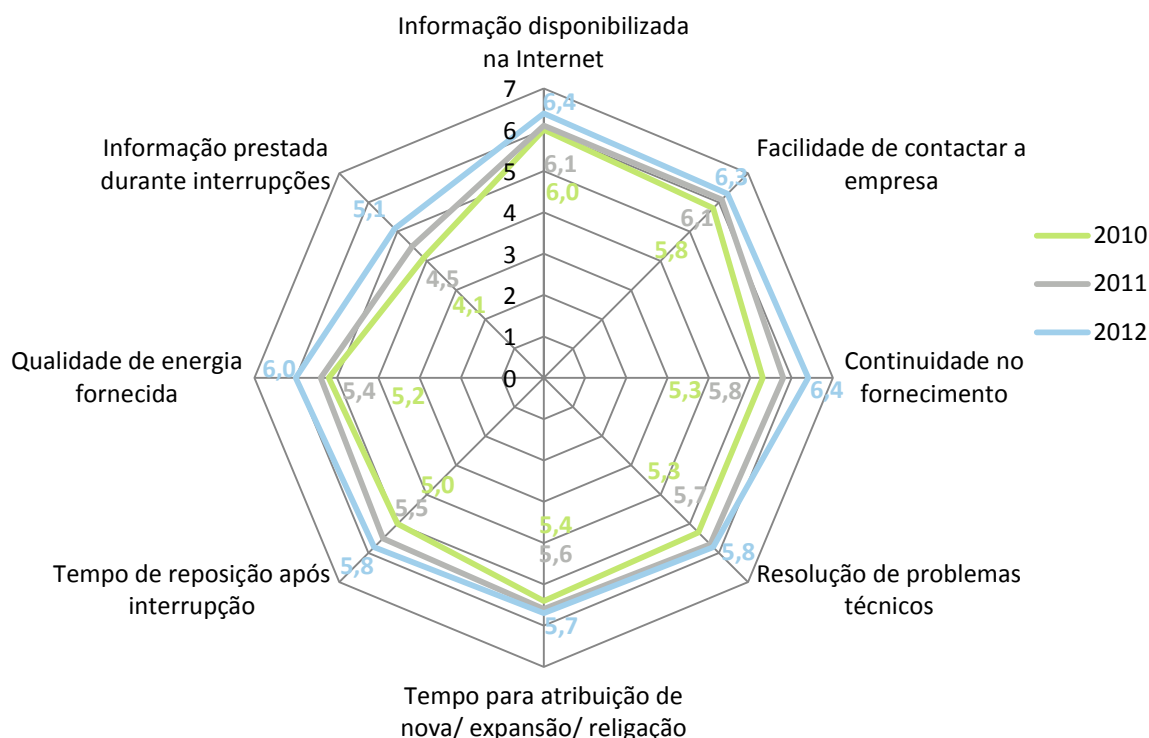


Gráfico 3.4 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica (escala de 0 a 10 pontos)

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 BTE apresentaram em geral menores níveis de satisfação.

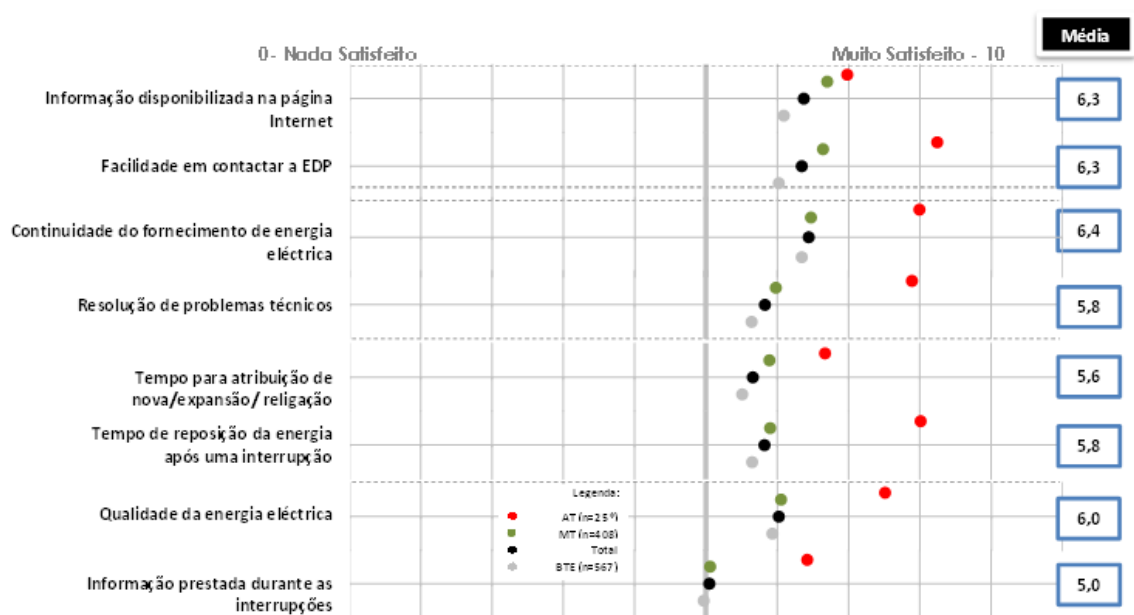


Gráfico 3.5 – Análise segmentada dos clientes por nível de tensão

### 3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes

Em 2012, os clientes empresariais declaram estar mais satisfeitos com o

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

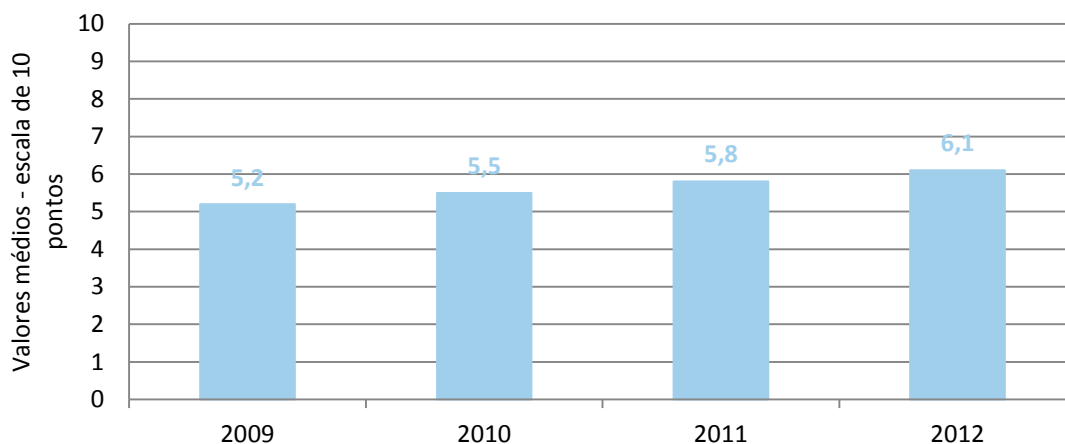


Gráfico 3.6 – Satisfação com Atendimento

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 MAT/AT e MT e uma estabilização no segmento BTE. De registar que o nível de satisfação dos

clientes empresariais de média tensão tem vindo a aumentar desde 2009, situando-se nos 6,2 pontos em 2012. Os clientes de MAT/AT continuaram a ser os mais satisfeitos, nomeadamente em termos de Atendimento (7,7 pontos).

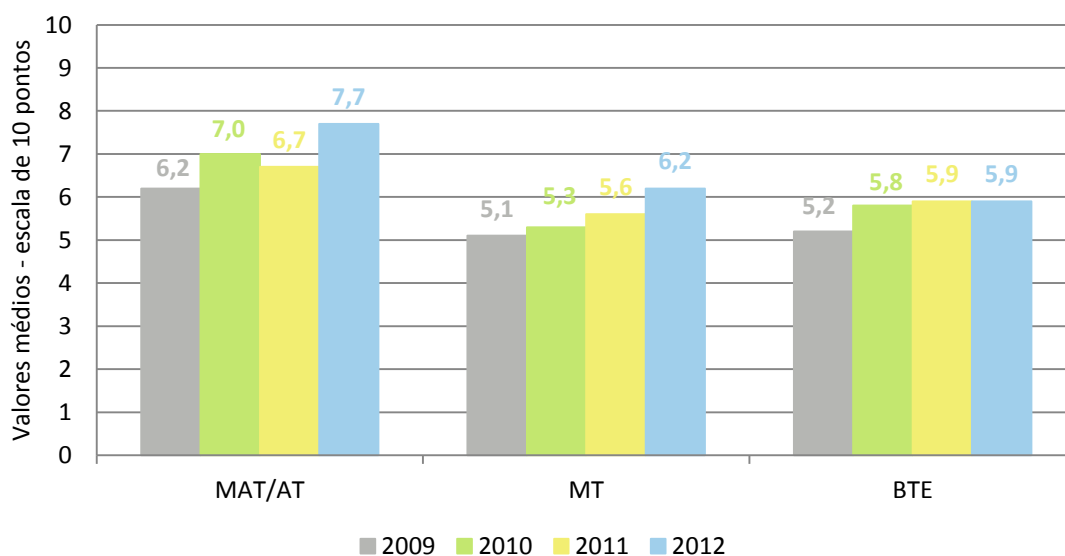


Gráfico 3.7 – Satisfação com o Atendimento, segmentação por nível de tensão



Em 2012, e em termos regionais, os clientes das Direções de Rede e Clientes Lisboa e Porto foram os mais satisfeitos com o atendimento prestado pela EDP

Distribuição. Face a 2011, verificou-se uma ligeira descida nos níveis de a satisfação dos clientes da Direção de Rede e Clientes Sul.

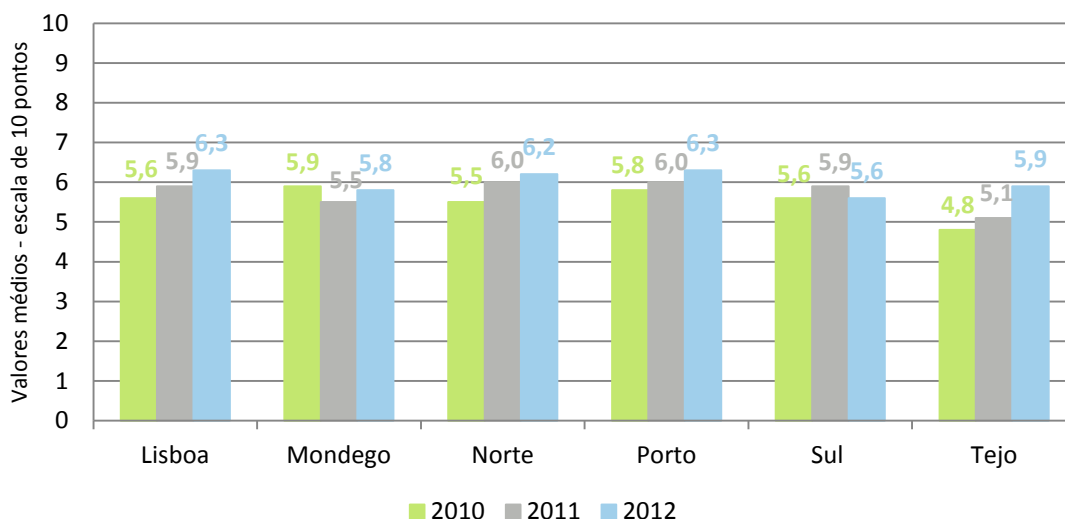


Gráfico 3.8 – Satisfação com o atendimento, segmentação por Direção de Rede e Clientes

### 3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição

2009, situando-se em 2012, nos 6,0 pontos.

A satisfação global dos clientes empresariais tem vindo a melhorar desde

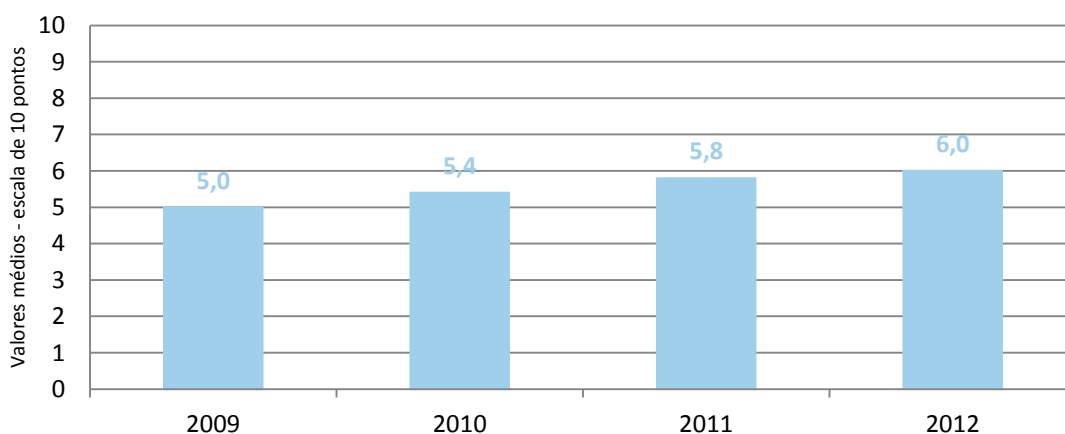


Gráfico 3.9 – Satisfação global com a EDP Distribuição

Os clientes MAT/AT foram os mais satisfeitos com a atuação da EDP Distribuição, (7,8 pontos) os de MT e BTE

registaram níveis de satisfação um pouco mais baixos (6,1 e 5,8 pontos, respetivamente).

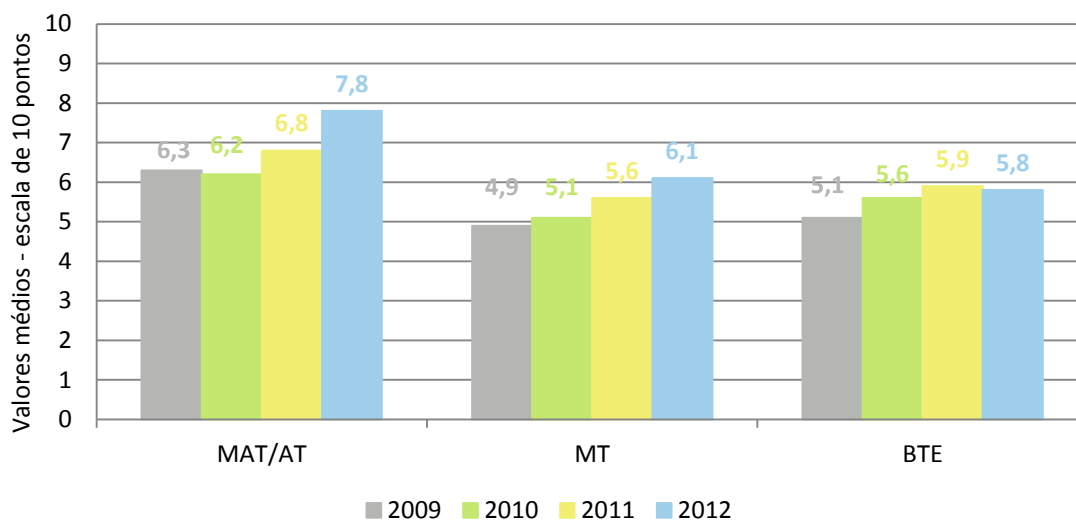


Gráfico 3.10 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por nível de tensão

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

satisfeitos e os da Direção de Rede e Clientes Sul os menos satisfeitos.

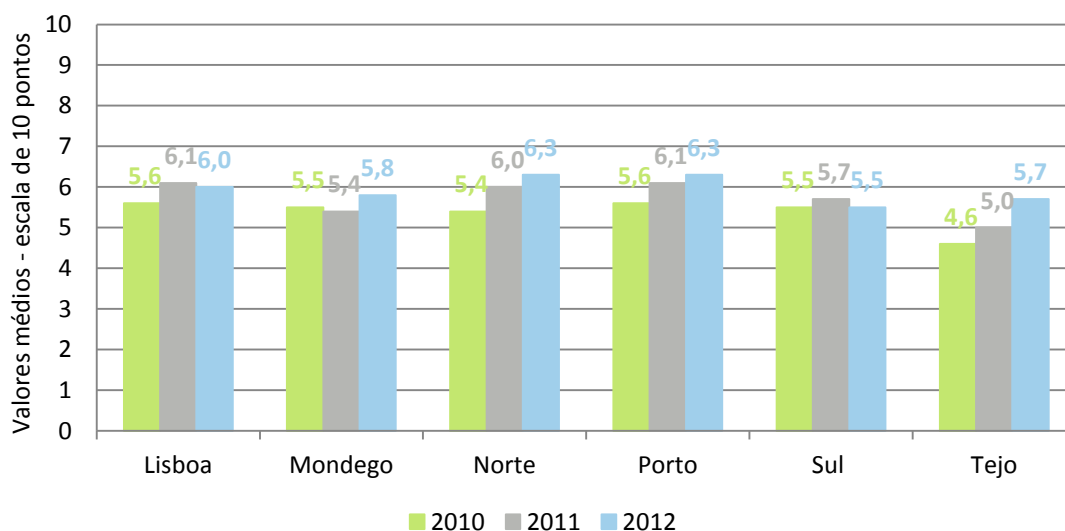


Gráfico 3.11 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentação por Direção de Rede e Clientes

### 3.1.7 Principais dúvidas/problemas dos clientes

Em 2012, 1 em cada 5 clientes afirmou ter tido dúvidas/problemas no ano anterior. As principais dúvidas/problemas que os clientes empresariais da Empresa

referiram prendem-se com questões técnicas da rede (oscilações de tensão; quantidade e duração das interrupções acidentais e resolução problemas técnicos).

Dos clientes que afirmaram ter tido dúvidas/problemas em 2012, 83%

contataram a Empresa. De todos os meios de contato disponíveis a linha telefónica, o correio eletrónico e o Gestor de Cliente foram os contatos preferidos e mais utilizados pelos utilizadores da rede. Outros meios utilizados foram a carta ou fax e o sítio da internet.

### **3.2 Clientes residenciais**

#### **3.2.1 Metodologia utilizada**

Em 2011, a empresa de estudos de mercado Instituto de Marketing Research (IMR) 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 no ponto de entrega pelos assuntos ligados com a contratação do fornecimento de energia eléctrica.

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 Número de pessoas com atividade económica, Região, Habitat/Dimensão dos agregados populacionais e Idade. O

cruzamento destas variáveis garantiu uma distribuição proporcional da amostra em relação à população portuguesa em geral (projeções feitas pela IMR 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, foram selecionadas, aleatoriamente: uma zona, uma rua, prédios e apartamentos.

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 2012		
Região	Entrevistas	Legenda
Norte Litoral	333	
Grande Porto	767	
Interior	405	
Centro Litoral	448	
Grande Lisboa	936	
Alentejo	190	
Algarve	189	
Total	3268	

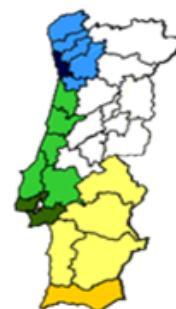


Gráfico 3.12 – Caracterização da amostra de 2012

O trabalho de campo foi realizado por uma equipa de cerca de 70 entrevistadores, recrutados e treinados pela IMR, que receberam formação adequada às especificidades deste estudo.

### 3.2.2 Indicadores globais de satisfação

Em 2012 assistiu-se a uma evolução positiva dos macro indicadores de satisfação dos clientes residenciais. A

satisfação global com o fornecimento de energia elétrica subiu para 7,6 pontos, continuando a ser o indicador melhor avaliado. Tanto o indicador de satisfação global com o atendimento como o indicador de satisfação global com a empresa ficaram em linha com os bons resultados de 2011, apresentando os valores de 7,2 e 7,1, respetivamente.

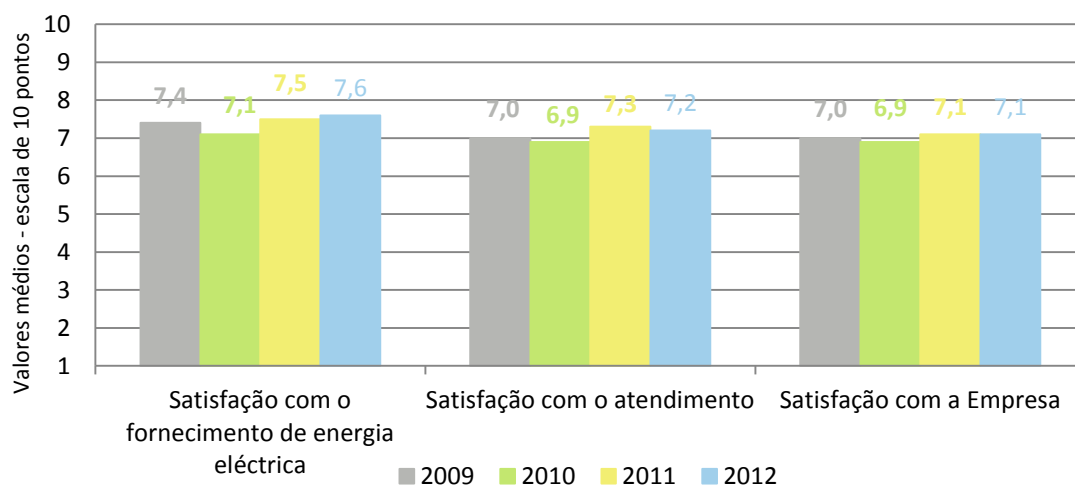


Gráfico 3.13 – Indicadores globais de satisfação do cliente

Em termos regionais verifica-se que os clientes residentes no Norte Litoral e no Grande Porto foram os mais

satisfeitos e os da região do Centro Litoral os menos satisfeitos.

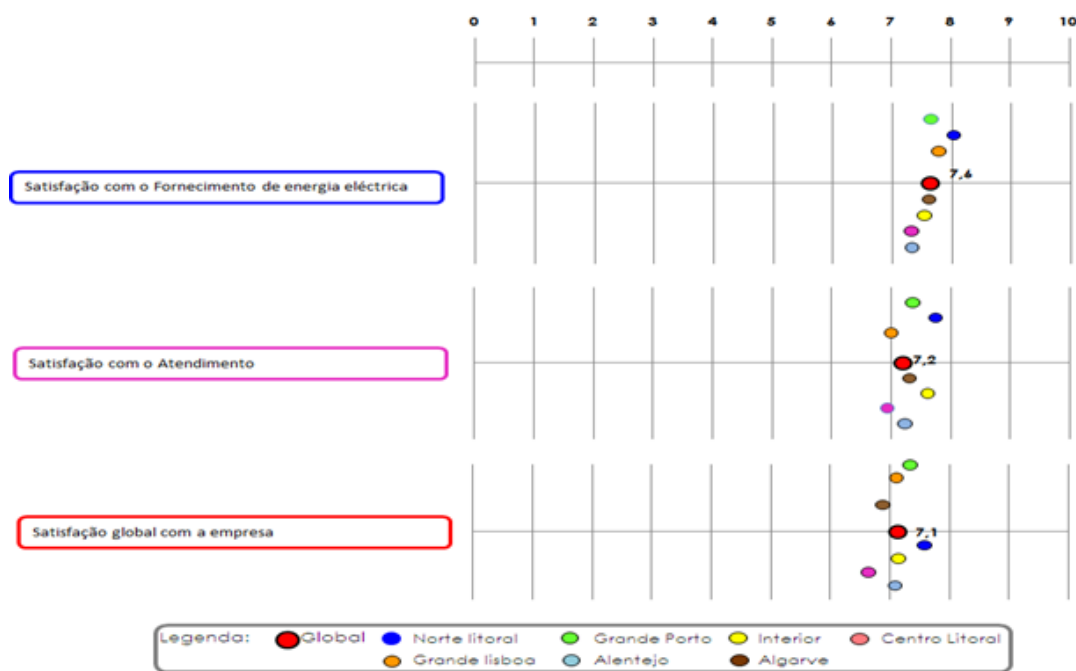


Gráfico 3.14 – Indicadores de satisfação por região

### 3.2.3 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes

Em 2012 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.

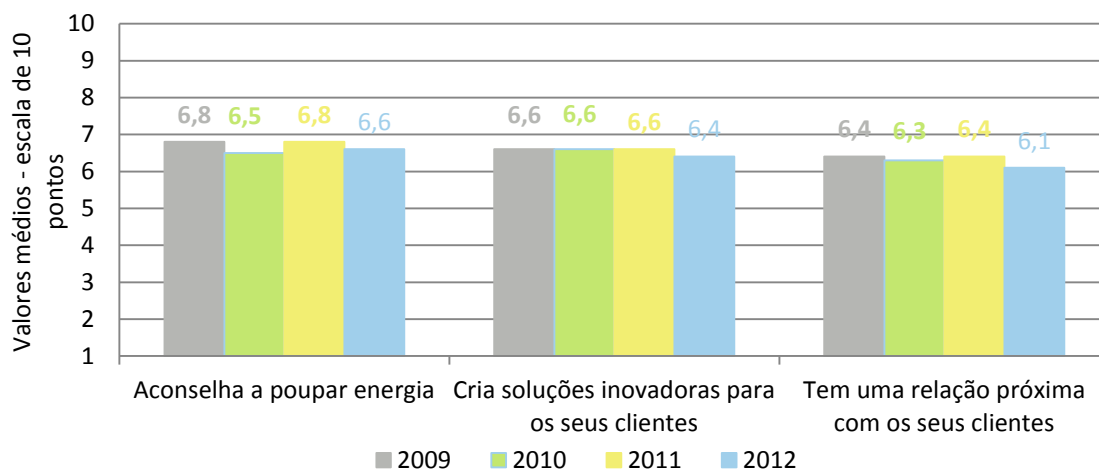


Gráfico 3.15 – Atributos relativos à relação da Empresa com os seus clientes

### 3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica

Os indicadores relacionados com a distribuição de energia elétrica melhoraram relativamente a 2011 e registaram bons níveis de satisfação. A Continuidade e a Qualidade no fornecimento de energia elétrica foram

os aspetos com melhor avaliação – níveis médios de satisfação acima dos 8 pontos; “Informação prestada durante as interrupções de fornecimento” é o item com pior avaliação, embora tenha apresentado o melhor valor desde 2009.

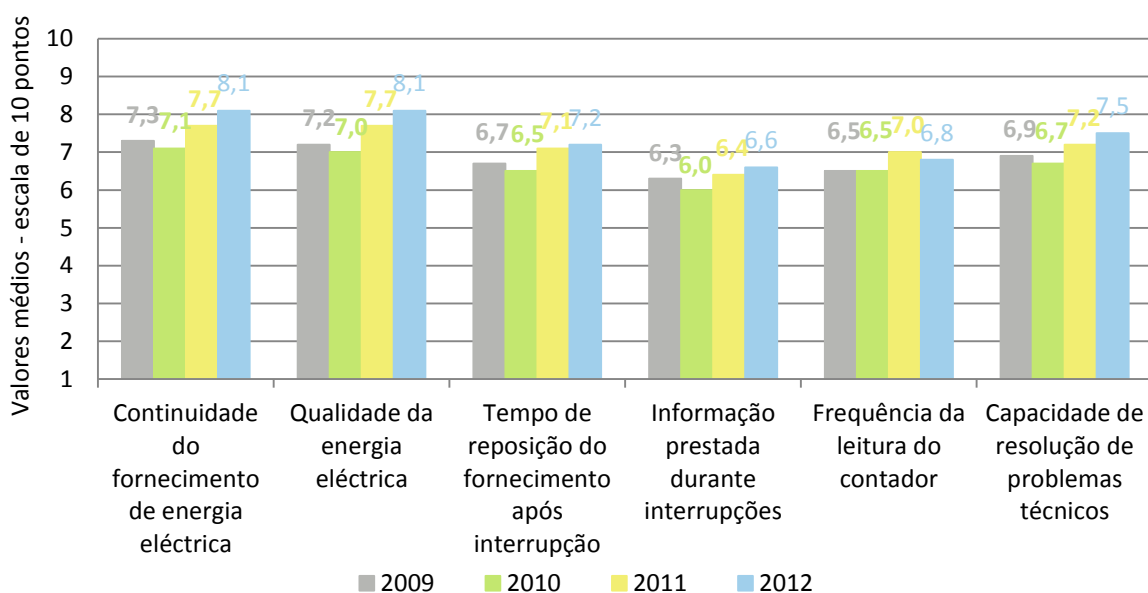


Gráfico 3.16 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica

### 3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes

Em 2012, verificou-se a manutenção da boa avaliação feita relativamente aos atributos relacionados

com o atendimento prestado, os quais se situaram nos 7 pontos. Foram considerados pontos fortes do Atendimento a “Facilidade em contactar a empresa”, e a “Cortesia dos colaboradores/operadores”.

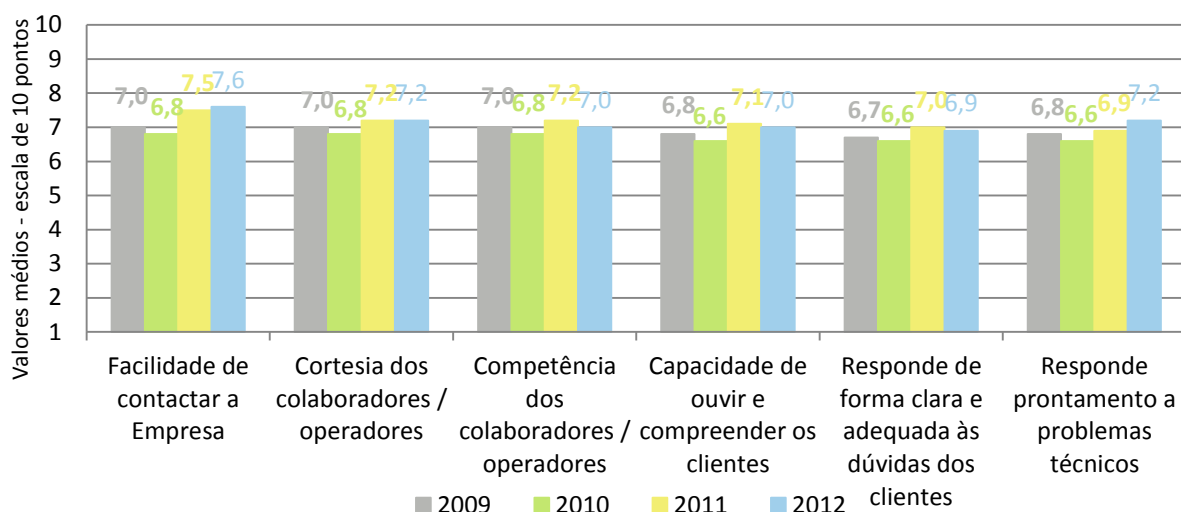


Gráfico 3.17 – Atributos ligados com o atendimento

### 3.2.6 Avaliação dos diferentes pontos de contacto

Os canais de contacto da EDP Distribuição mantiveram, em 2012, 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 (9 pontos). O nível de satisfação registado em relação à Linha para Comunicação de Avarias evoluiu positivamente desde 2010 passando de 7,0 pontos para 7,6 pontos em 2012.

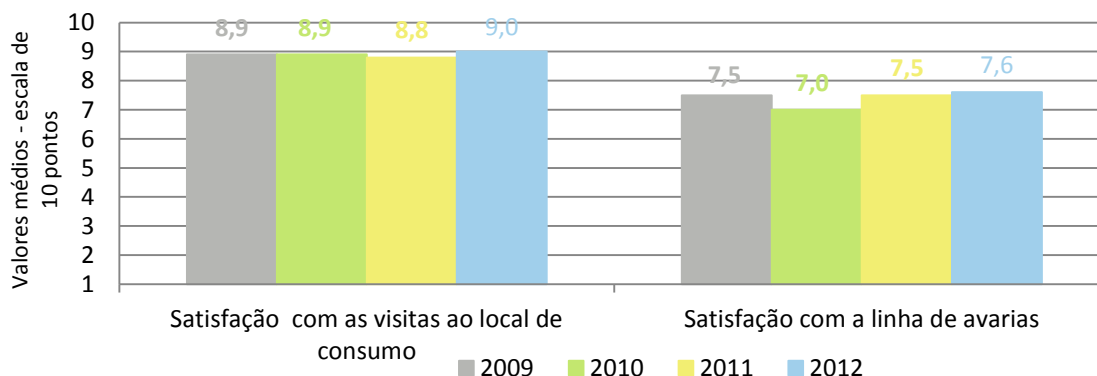


Gráfico 3.18 – Satisfação global com os pontos de contacto



Gráfico 3.19 – 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 igual ou próximo dos 9 pontos;
- Os clientes revelaram satisfação com o atendimento prestado através da linha telefónica para comunicação de avarias com os atributos a registarem níveis de satisfação entre os 6,9 e os 8,3 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 (6,9 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.

São de registar os níveis de desempenho da EDP Distribuição em termos da qualidade de serviço comercial.

### **4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes**

A Empresa tem presente, de forma permanente, 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, as ativações de fornecimento 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 2012 (%)
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de <b>20 dias úteis</b>	95	100
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de <b>20 dias úteis</b>	95	99
Percentagem de ativações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de <b>2 dias úteis</b> após a celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica	90	99
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até <b>20 minutos</b> , nos centros de atendimento	90	90
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até <b>60 segundos</b> , no atendimento telefónico	85	97
Percentagem de pedidos de informação respondidos até <b>15 dias úteis</b>	90	96
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até <b>4 horas</b> , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	99
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 para não cumprimento, 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 2012, 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. 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.

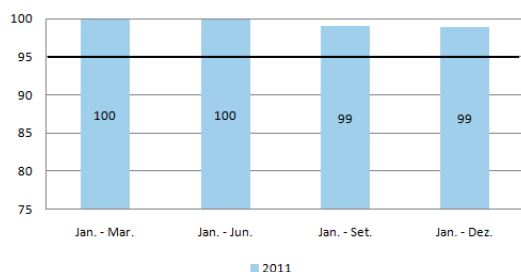


Gráfico 4.1 – Orçamentos de ramais de BT (%)

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 33 mil orçamentos elaborados em 2012, apenas 78 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

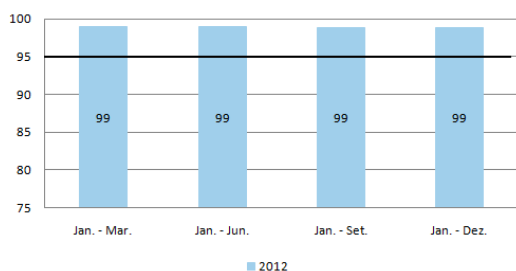


Gráfico 4.2 – Execução de ramais de BT (%)

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 16 mil ramais solicitados, 186 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.

De referir que o atual quadro económico do país estará na génese da redução do número de novos pedidos de ligação à rede. De facto, entre 2007 e 2012, o número de novas ligações à rede BT reduziu cerca de 50%, quer em termos de pedidos de orçamentos, quer na execução de ramais.

#### 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.

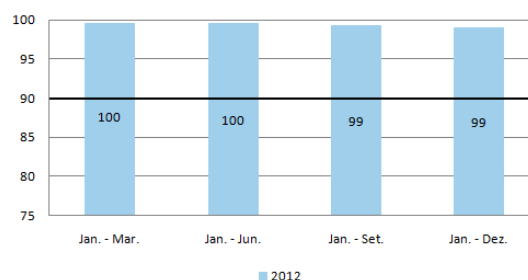


Gráfico 4.3 – Ativações de fornecimento de instalações BT (%)

Em 2012 este indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.3. Para o cálculo deste indicador são consideradas as situações seguintes à celebração de contrato 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 160 mil ativações de fornecimento verificadas em 2012, 159 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 (2011) tiveram maior número de utentes, de entre três conjuntos de Distritos pré-fixados (3). Os centros de atendimento que foram objeto de monitorização em 2012 foram Bragança, Porto, Vila da Feira, Leiria, Lisboa e Amadora, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 33,4 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2012, o indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.4.

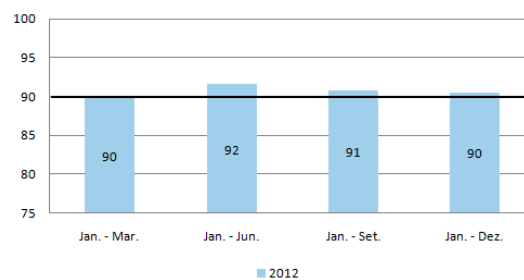


Gráfico 4.4 – Tempo de espera no atendimento presencial (%)

Da leitura do gráfico constata-se o cumprimento, em 2012, do padrão definido no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, o que correspondeu ao atendimento de 33 435 clientes, nos centros de atendimento monitorizados,

(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.

dos quais 30 257 clientes num prazo inferior a 20 minutos.

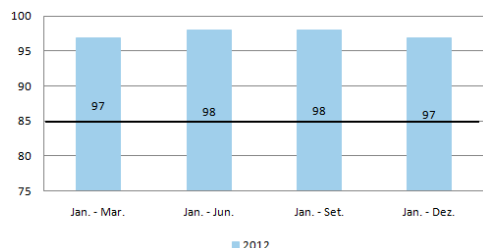


Gráfico 4.5 – Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado (%)

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 2012, a evolução constante do Gráfico 4.5.

No ano de 2012 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 8,8 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.

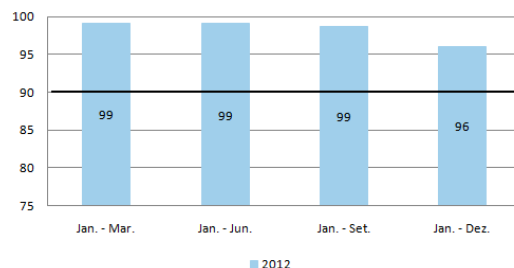


Gráfico 4.6 – Pedidos de Informação (%)

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 6 pontos percentuais. Tal correspondeu a que os cerca de 178 mil pedidos de informação<sup>4</sup> recebidos na Empresa, 168 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 registos das interrupções acidentais, longas, cuja responsabilidade seja imputável ao operador da rede.

<sup>4</sup> Inclui todo o tipo de pedidos de informação

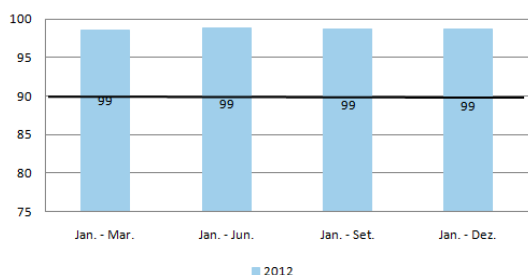


Gráfico 4.7 – Reposição de serviço após interrupções acidentais (%)

Assim durante o ano de 2012 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 9 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 12 milhões de situações (17 milhões em 2011 e 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 2012, 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 2012.

### 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 2012, a EDP Distribuição agendou 822 980 visitas combinadas. O número de compensações referentes ao incumprimento do intervalo combinado foi de 242, tendo a Empresa pago o montante de 4 380,0 EUR.

Das visitas combinadas, 82 135 (11,7%) não se realizaram por ausência do cliente, tendo sido cobrado, aos clientes, o montante de 5 148,0 EUR.

Visitas Combinadas		
Número de compensações pagas pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita	BT ≤ 20,7 kVA	281
	restante BT	3
	restantes clientes	0
Montante pago em compensações pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita (€)	BT ≤ 20,7 kVA	5 058
	restante BT	90
	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 2012, a EDP Distribuição registou 123 682 assistências técnicas a avarias na alimentação individual dos clientes. Foram pagas 30 compensações devido a intervenções realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, no valor total de 552,0 EUR.

No caso da avaria se situar na instalação individual do cliente e ser da responsabilidade deste, o cliente deverá pagar uma compensação ao operador da rede. Em 2012 foram pagas à EDP Distribuição 40 093 compensações no valor de 407 680 EUR.

Avarias na alimentação individual dos clientes		
Número de compensações pagas pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade	BT ≤ 20,7 kVA	38 010
	restante BT	2 033
	restantes clientes	50
Montante pago em compensações pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade (€)	BT ≤ 20,7 kVA	342 090
	restante BT	60 990
	restantes clientes	4 600

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 2012, a EDP Distribuição pagou 599 compensações no valor global de 11 034,0 EUR relativas à não observação do prazo regulamentarmente estabelecido.



## Reposição urgente do fornecimento

Em 2012 foram efetuadas 9 424 reposições em resposta à solicitação de

restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica em BT, tendo sido cobrados 232 523 EUR.

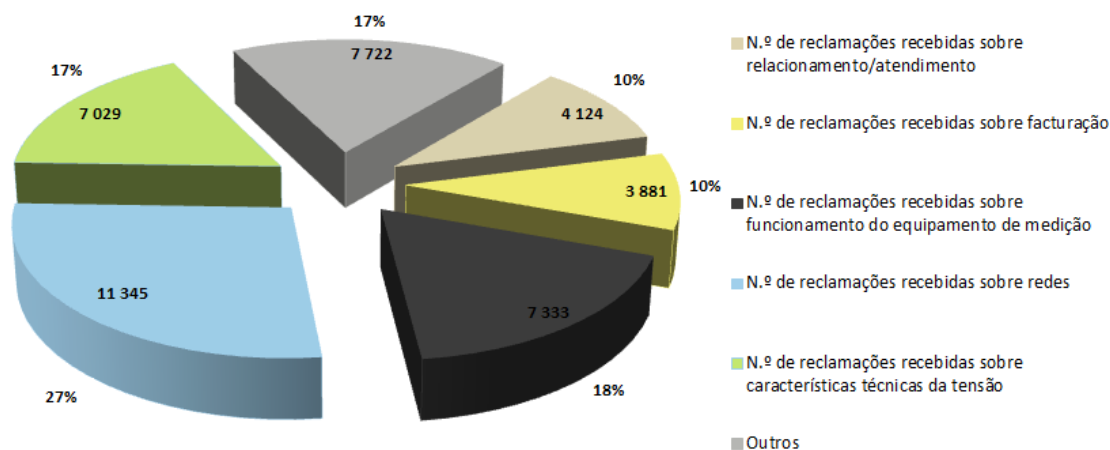


Gráfico 4.8 – Número de reclamações recebidas (Motivos)

## Reclamações

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

Em 2012, a EDP Distribuição recebeu 41 434 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, 27% foram referentes a “redes” e 18% referentes ao funcionamento dos equipamentos de medição.

Relativamente às reclamações respondidas fora do prazo, a Empresa pagou 193 compensações, o que correspondeu a 3 654,0 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 4 537 compensações por incumprimento do intervalo de tempo para realizar leituras num total de 81 990,0 EUR.

#### 4.4. Clientes com necessidades especiais

No final do ano de 2012 encontravam-se registados 941 clientes com necessidades especiais. O Gráfico 4.9 ilustra a distribuição destes clientes. No ano de 2012 verificou-se um aumento significativo do número de clientes com limitações no domínio da mobilidade, representando agora cerca de 30% do total de clientes com necessidades especiais (23% em 2011 e 17% em 2010). De referir ainda que 444 clientes (47% 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 2012 nenhuma ação junto da Associação Portuguesa de Deficientes (APD).

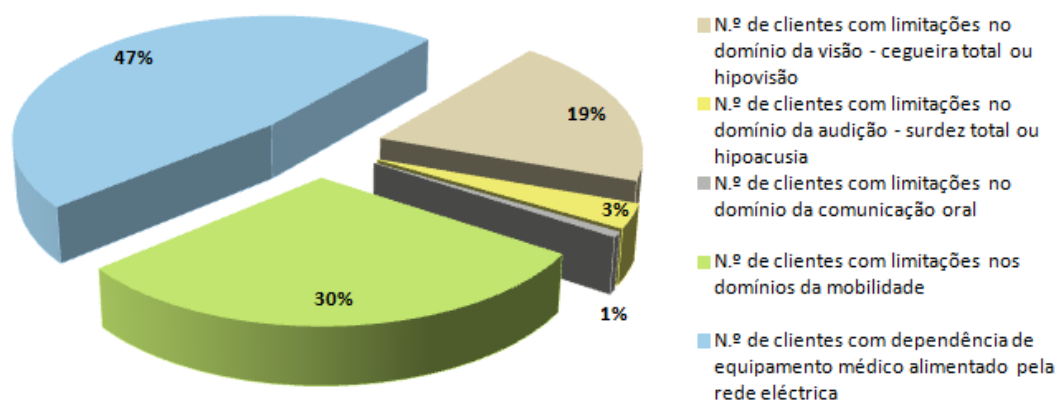


Gráfico 4.9 – Número de clientes com necessidades especiais

#### **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 elétrica (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 2012 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. Os resultados obtidos permitiram a identificação da necessidade de introdução de melhorias ao nível dos sistemas de tratamento das reclamações.

A EDP Distribuição, na função de Gestora do Processo de Mudança de Comercializador, introduziu melhorias nos modelos de gestão de dados com o objetivo de adequar o processo às alterações regulamentares publicadas em 2012. Estas alterações visaram dar resposta aos desafios colocados pela liberalização do mercado da eletricidade e refletir os resultados da experiência recolhida desde que se deu a liberalização total do mercado (setembro de 2006).

## 5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

---

Neste capítulo faz-se a caracterização da qualidade de serviço nas redes de distribuição AT, MT e BT da EDP Distribuição apresentando-se os diversos indicadores que caracterizam o comportamento das mesmas no ano de 2012.

De referir que estão concretizados os projetos de interligação automática entre os cinco sistemas empresariais prioritários no processo de gestão de avarias: sistema de informação geográfica, sistema SCADA, sistema de gestão de incidentes, sistema de suporte ao Contact Center e sistema de tratamento da informação de qualidade de serviço técnica, pelo que a intervenção humana é mínima no carregamento dos incidentes que afetam as redes elétricas.

Durante o ano de 2012 deu-se continuidade aos planos de melhoria da qualidade de serviço técnico em regiões bem definidas, tendo como objetivo fundamental a redução de assimetrias entre regiões de Portugal Continental. Neste contexto, deu-se continuidade à realização dos seis planos de melhoria nos

distritos de Aveiro (2), Viseu (1), Leiria (2) e Lisboa - zona norte (1).

Integrado no Programa Distribuição 2012, deu-se continuidade ao projeto Excelente Qualidade de Serviço que integra os seguintes principais projetos orientados 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 continental (integra os planos específicos de melhoria que abrangem os quatro distritos mencionados anteriormente);
- Uniformização do regime de neutro da rede de MT (substituição do regime de neutro isolado para impedante em cerca de 70 subestações); este plano foi concluído no final de 2012;
- Incremento do nível de telecomando e de automação da rede de Média Tensão, que envolveu a instalação de cerca de 1250 novos pontos de telecomando; este programa irá

continuar nos próximos 3 anos estando previsto atingir-se em 2015 cerca de 7500 pontos telecomandados na rede MT da EDP Distribuição.

seguida, Tabela 5.1, os valores associados às interrupções verificados em 2012.

## 5.2. Rede AT

### 5.2.1. Interrupções na rede AT

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

Interrupções Acidentais AT	Tempos [min]	Origens dos Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções sem afetação de clientes		224	2	226
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t \leq 3$	409	16	425
inferiores a 1 min. (religações automáticas)	$t < 1$	240	6	246
no intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	169	10	179
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	139	15	154
<b>TOTAL</b>		<b>772</b>	<b>33</b>	<b>805</b>

Interrupções Previstas AT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t \leq 3$	7	1	8
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	105	0	105
<b>TOTAL</b>		<b>112</b>	<b>1</b>	<b>113</b>

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. De referir que não existiram interrupções com origem nas instalações de Clientes AT

As interrupções de curta duração (acidentais + previstas) correspondem a 47% do total das interrupções verificadas na Rede AT, das quais 57% 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 e longa duração).

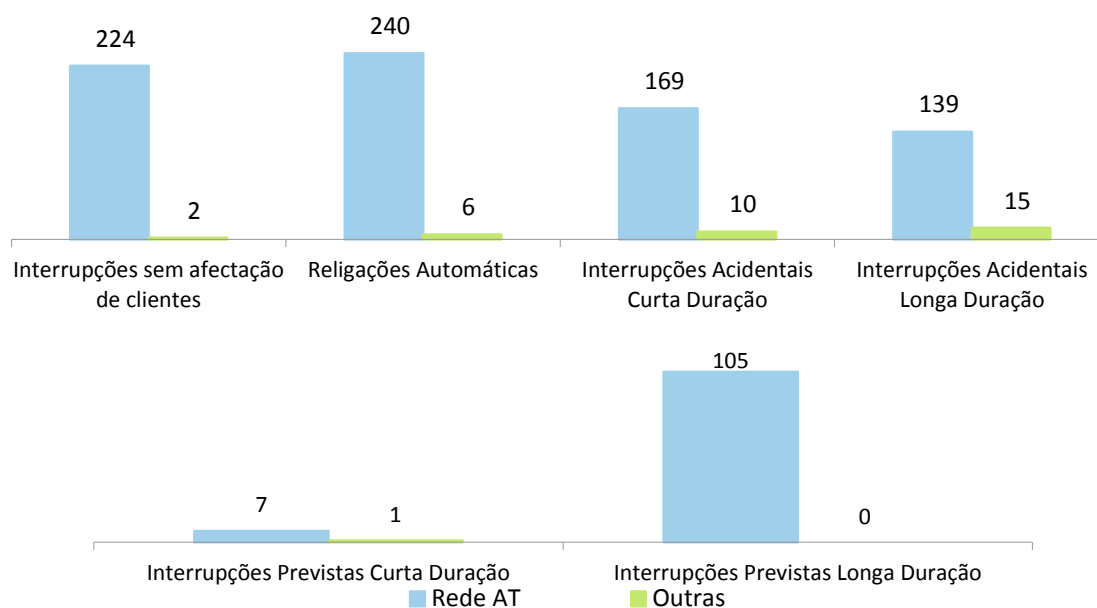


Gráfico 5.1 – Distribuição das Interrupções na rede AT, acidentais e previstas (n.º)

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 90% para o valor total das interrupções acidentais AT conforme indicado na Tabela 5.2 e Gráfico 5.2.

Origem	Nº Interrupções Acidentais AT
RNT	0
Rede AT	139
Rede MT	15
<b>TOTAL</b>	<b>154</b>

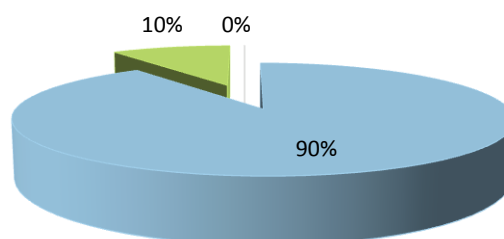


Tabela 5.2 & Gráfico 5.2 – Interrupções acidentais AT (longa duração) – Origem

Na Tabela 5.3 e no Gráfico 5.3 é feita a análise de todas as interrupções AT (acidentais e previstas) de longa duração que afetaram clientes, só com origem no

nível de tensão AT em termos de causas Internas e Externas à rede. Verifica-se que as causas Internas contribuíram com 89% para o total das interrupções AT.

CAUSAS		Nº Interrupções AT
Externas	Estranhas à Rede	25
	Razões de Segurança	2
Internas	Internas à Rede	81
	Causas Atmosféricas	12
	Causas Desconhecidas	19
	Trabalhos Inadiáveis	1
	Previstas	104
TOTAL		244

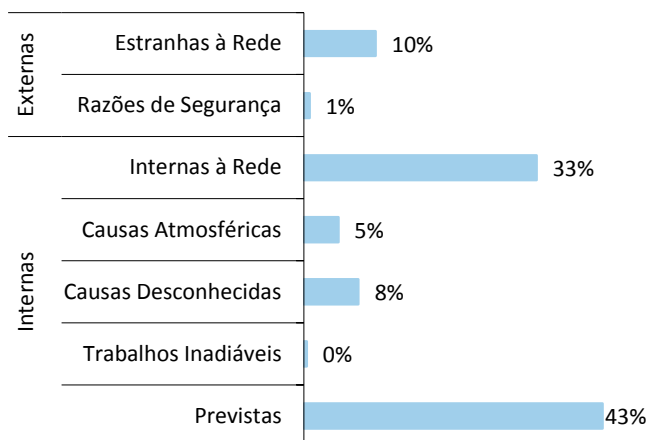


Tabela 5.3 & Gráfico 5.3 – Causas das interrupções acidentais e previstas AT (longa duração) – Origem AT

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 81% das interrupções AT correspondem a cinco grupos de causas, 39% (102)

Acordo com o Cliente, 19% (50) Material/Equipamento, 9% (23) Humanas, 7% (19) Desconhecidos e 7% (17) Proteções/ Automatismos/ Teleação/ Telecomunicações (Gráfico 5.4).

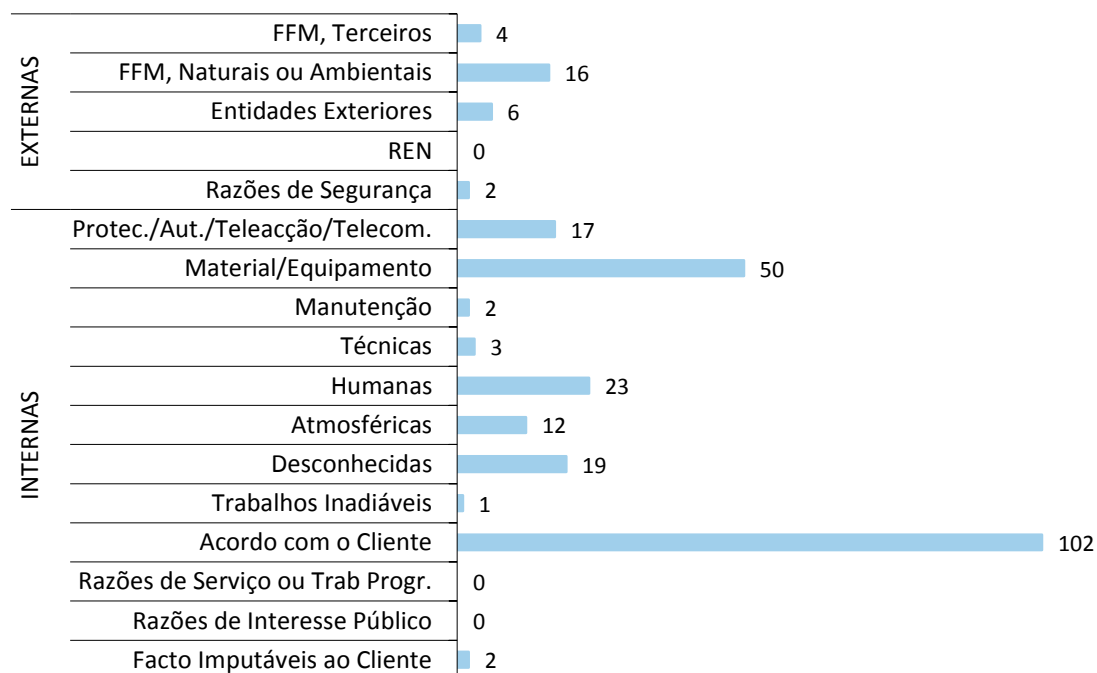


Gráfico 5.4 – N.º de interrupções acidentais e previstas AT – Grupo de causas

### 5.2.2. Interrupções relevantes na rede AT

Em 2012 não se registaram na rede AT incidentes relevantes, o que demonstra o bom desempenho destes ativos em consequência da estratégia adequada de gestão do investimento, da reabilitação e da substituição destes ativos que a EDP Distribuição tem vindo a realizar ao longo dos anos.

### 5.2.3. Conclusões AT

Comparativamente a 2011, regista-se uma redução significativa do número de incidentes de curta e longa duração ocorridos na rede AT – redução de cerca de 37%.

No essencial, esta melhoria no desempenho da rede AT deve-se ao trabalho de análise sistemática dos incidentes ocorridos na rede AT, de que tem resultado a identificação de ações de melhoria, ao projeto de otimização do desempenho dos sistemas de proteção e de automatismos da rede AT, ao investimento realizado e à plena concretização do programa de manutenção dos ativos existentes.

## 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 2012, na rede MT ou que a perturbaram.

Interrupções Acidentais MT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Curta Duração	$t < 3$	20 657	61	20 718
inferiores a 1 min. (religações automáticas)	$t < 1$	13 076	19	13 095
no intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	7 581	42	7 623
Interrupções Acidentais Longa Duração	$t > 3$	4 530	149	4 679
<b>TOTAL</b>		<b>25 187</b>	<b>210</b>	<b>25 397</b>

Interrupções Previstas MT	Tempos [min]	Origens das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Curta Duração	$t < 3$	875	32	907
Interrupções Previstas Longa Duração	$t > 3$	390	14	404
<b>TOTAL</b>		<b>1 265</b>	<b>46</b>	<b>1 311</b>

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 20 718 (78%). Neste número estão incluídas as religações automáticas, 13 095, que representam 63% das interrupções acidentais de curta duração e

49% do total das interrupções (acidentais e previstas).

Relativamente às interrupções previstas, conforme se pode verificar no Gráfico 5.5, 404 (31%) foram interrupções de longa duração e os restantes 69% (907) corresponderam a interrupções de curta duração.

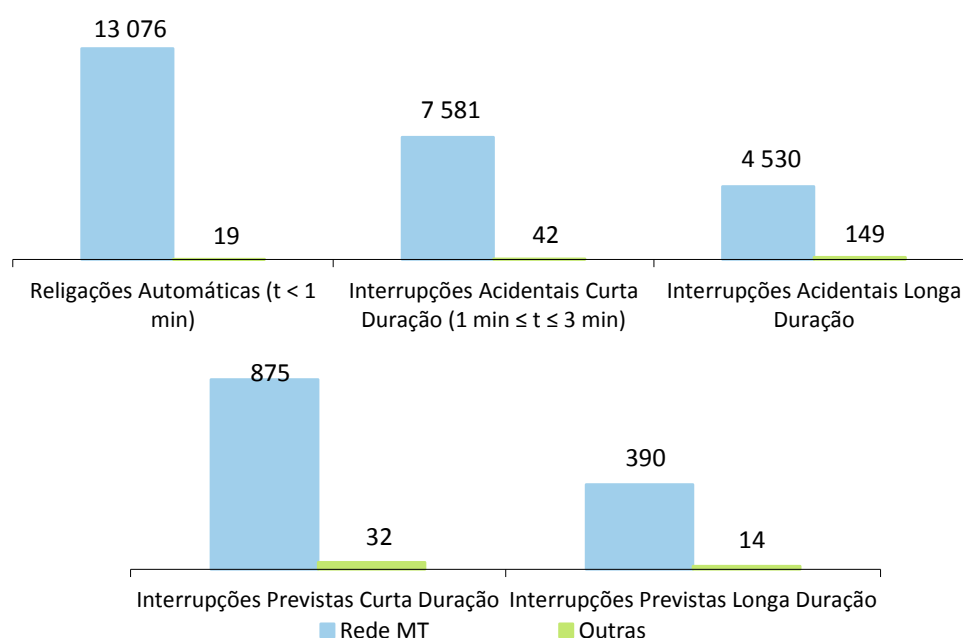


Gráfico 5.5 – Distribuição das Interrupções na rede MT, acidentais e previstas

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	0
Rede AT	38
Rede MT	4 530
Outros	111
<b>TOTAL</b>	<b>4 679</b>

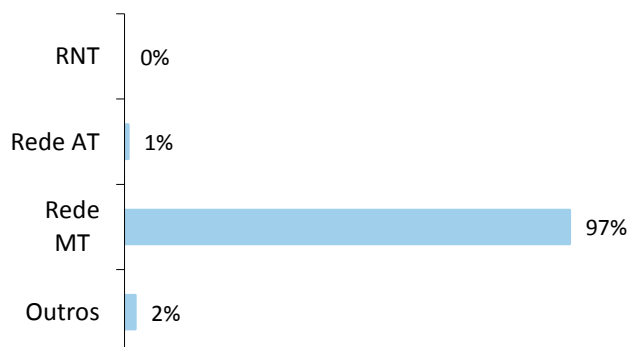


Tabela 5.5 & Gráfico 5.6 – Origem das interrupções acidentais MT (longa duração)

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 80% para o total das interrupções MT (Tabela 5.6 e Gráfico 5.7).

CAUSAS		N.º Interrupções MT
Externas	Estranhas à Rede	971
	Razões de Segurança	12
Internas	Internas à Rede	2 657
	Causas Atmosféricas	439
	Causas Desconhecidas	451
	Trabalhos Inadiáveis	337
	Previstas	53
<b>TOTAL</b>		<b>4 920</b>

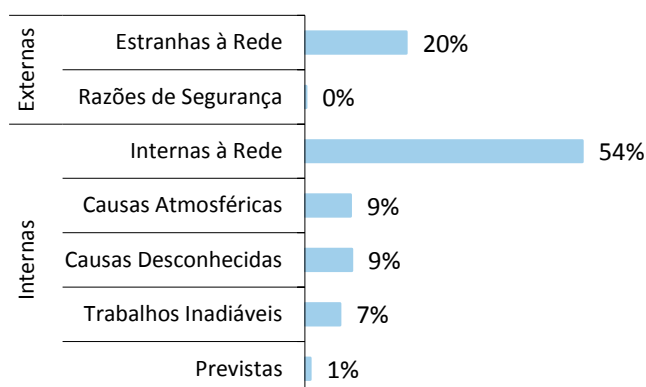


Tabela 5.6 & Gráfico 5.7 – Causas das interrupções acidentais e previstas MT (longa duração) – Origem MT

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 81% das interrupções

corresponderam a seis grupos de causas, 40% (2 069) Material/Equipamento, 9% (459) Desconhecidas, 9% (446) Atmosféricas, 9% (440) FFM Terceiros, 7% (354) FFM Naturais ou Ambientais e 7% (347) Trabalhos Inadiáveis (Gráfico 5.8).

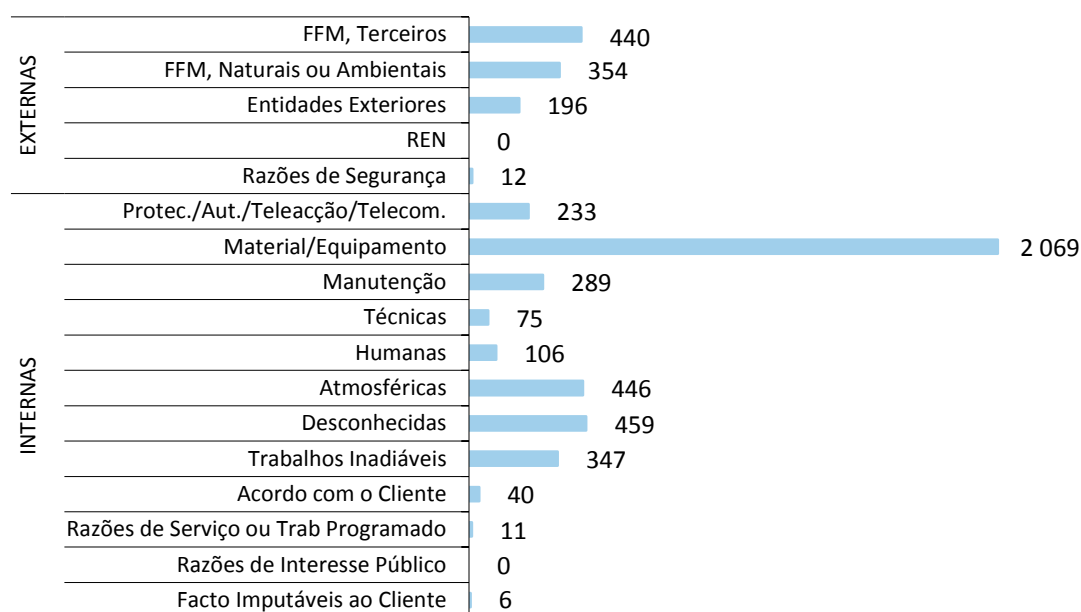


Gráfico 5.8 – N.º interrupções (acidentais e previstas) MT – Grupo de causas

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 61% do total (Gráfico 5.9).

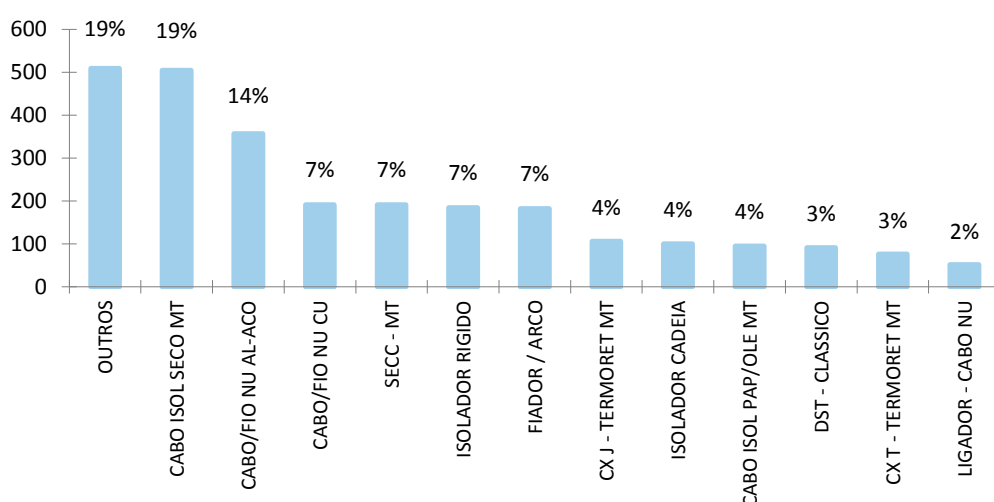


Gráfico 5.9 – N.º interrupções acidentais MT por elemento avariado

No agrupamento “Outros” estão incluídos os restantes elementos avariados (cerca de 50 tipos de elementos de rede) cuja percentagem individual de avaria é inferior a 2%. Este gráfico confirma 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	2010	2011	2012
Rede MT	11,14	9,21	6,11

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 verificou uma redução de 34% em relação ao ano anterior, o que reflete a melhoria registada nos indicadores de qualidade de serviço. Em 2012 não foram considerados, para efeitos de cálculo do IKR, os incidentes ocorridos em PTC.

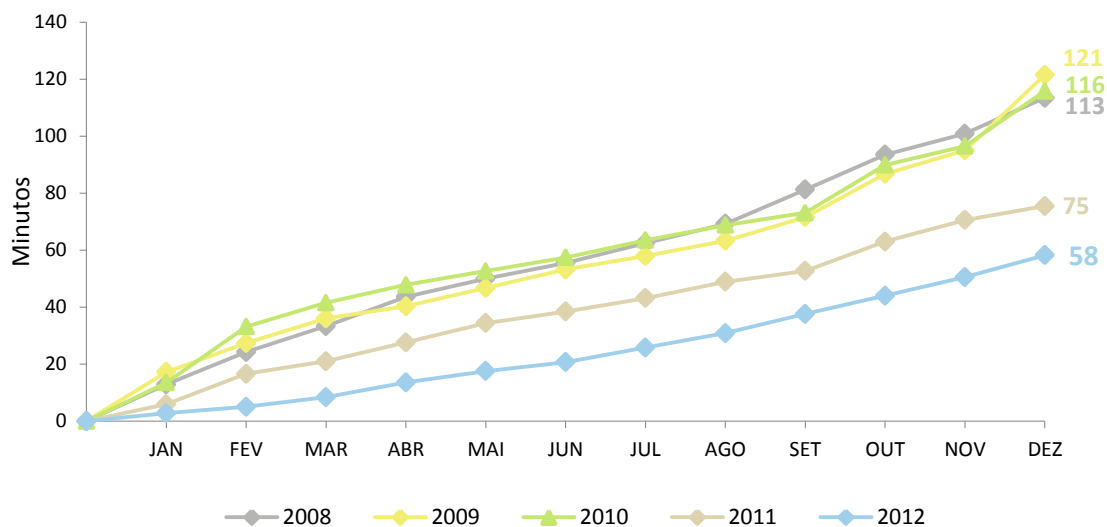


Gráfico 5.10 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (interrupções de longa duração)

### 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 (2008-2012), registando-se em 2012 uma

melhoria considerável face aos 4 anos anteriores (período durante o qual se registou uma estabilização deste indicador em torno dos 107 minutos).

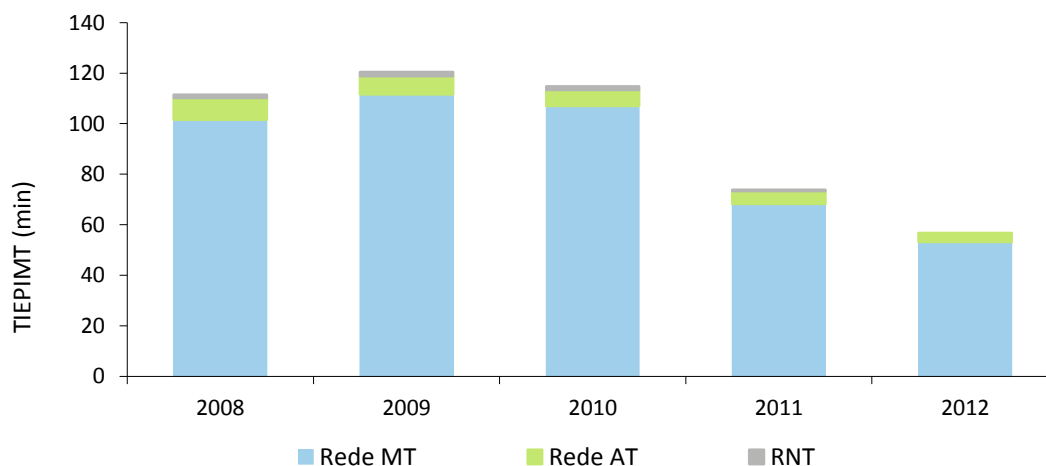


Gráfico 5.11 – Interrupções (acidentais + previstas) que contribuem para o TIEPI MT

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 cinco anos.

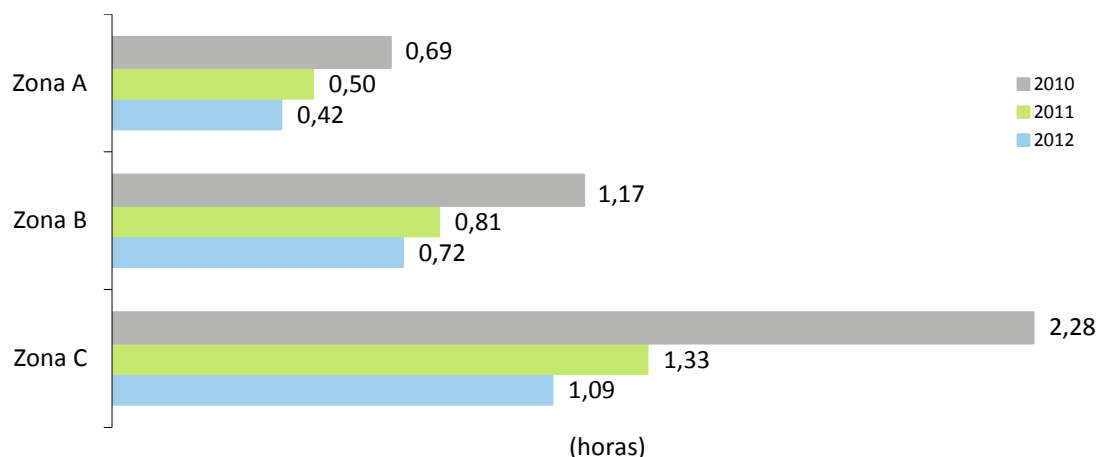


Gráfico 5.12 – Evolução do TIEPI MT por zonas A, B e C do RQS

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 2012, por Zonas de qualidade de serviço do RQS (A, B e C), está indicado no Gráfico 5.12. Registou-se em 2012, comparativamente a 2011, uma melhoria significativa em todas as zonas, em especial na Zona C.

### 5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT

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

Indicadores	Ano 2011	Ano 2012	Variação 12/11
<b>TIEPIMT [min]</b>	75,48	58,20	-22,9%
<b>END [MWh]</b>	5 103,22	3 943,81	-22,7%

Tabela 5.8 – Evolução dos indicadores

No período em análise constata-se uma redução de 22,9% no TIEPIMT e de 22,7% na END.

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	0	0	0,0	0	0,0	0
Rede AT	38	5	3,6	0,0	241,0	0,1
Rede MT	4 530	390	52,7	0,5	3 569,0	36,7
Outros	111	9	1,4	0,0	96,9	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>4 679</b>	<b>404</b>	<b>57,7</b>	<b>0,5</b>	<b>3 906,9</b>	<b>36,9</b>

Tabela 5.9 – Interrupções por origem

De salientar que em 2012 diminuíram os valores dos indicadores no que respeita às interrupções previstas (3 098 interrupções previstas em 2011, face a 404 realizadas em 2012). Esta tendência resultou da ação da EDP Distribuição com o objetivo de minimizar o impacto nos clientes das intervenções

previstas na rede, o que foi conseguido 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.

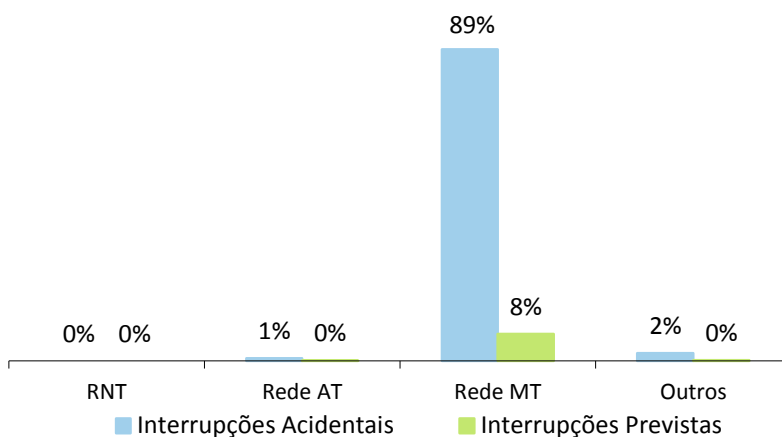


Gráfico 5.13 – Distribuição percentual do n.º de interrupções MT por origem

A representação gráfica da distribuição percentual do número de interrupções acidentais e previstas em função da sua origem permite concluir que são as interrupções com origem na própria

rede MT (acidentais - 89% e previstas - 8%), que têm o maior contributo para o número total de interrupções, como se pode observar 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.

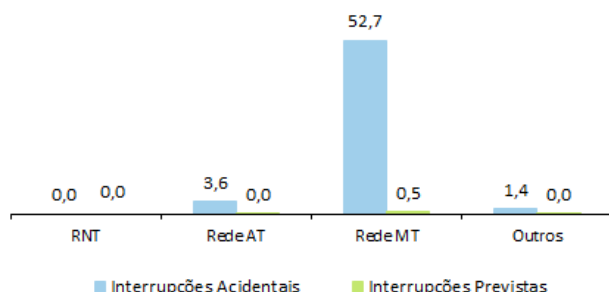


Gráfico 5.14 – Distribuição TIEPI MT por origem das interrupções

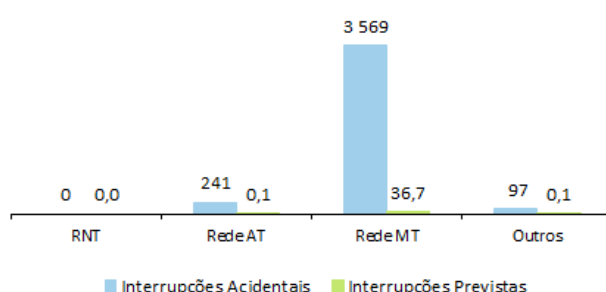


Gráfico 5.15 – Distribuição do END por origem das interrupções

CAUSAS		TIEPIMT [min]	END [MWh]
Externas	Estranhas à Rede	12,2	821,9
	Razões de Segurança	0,1	3,6
Internas	Internas à Rede	34,8	2 350,6
	Causas Atmosféricas	3,7	265,2
	Causas Desconhecidas	1,9	127,7
	Trabalhos Inadiáveis	0,5	33,0
	Previstas	0,1	3,8
TOTAL		53,2	3 605,7

Tabela 5.10 – Indicadores por tipo de causas – Origem MT

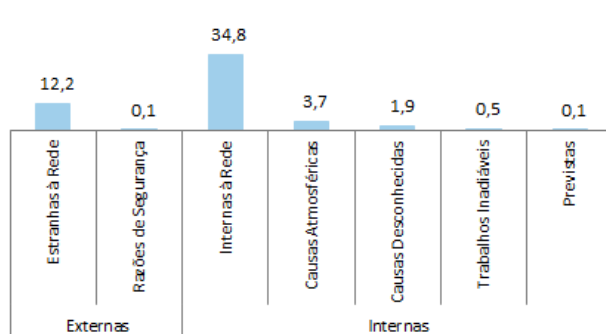


Gráfico 5.16 – TIEPI MT tipo de causas de interrupções MT, acidentais +previstas, origem MT

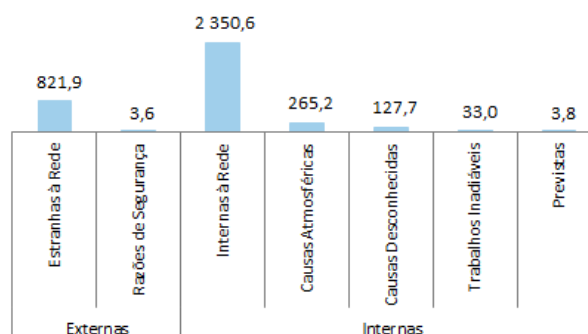


Gráfico 5.17 – END tipo de causas de interrupções MT, acidentais +previstas, origem MT

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, independentemente da sua origem, é apresentada na Tabela 5.11.

Indicadores	Ano 2011	Ano 2012	Variação 12/11
<b>SAIFI MT [nº]</b>	2,40	1,75	-27,2%
<b>SAIDI MT [min]</b>	125,72	87,77	-30,2%

Tabela 5.11 – Evolução dos indicadores

Constata-se assim uma redução de 27% no indicador SAIFI MT e de 30% no indicador SAIDI MT, comparativamente a 2011.

Em resumo e em termos dos indicadores TIEPI MT, END, SAIFI MT e SAIDI MT, verifica-se a evolução favorável em

todos eles, entre 2011 e 2012 (Gráfico 5.18).

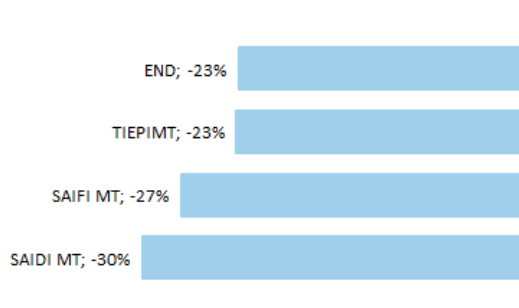


Gráfico 5.18 – Evolução dos indicadores, variação 2010-2011

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

Neste ponto é feita uma análise mais detalhada ao desempenho das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição em termos de zonas de qualidade de serviço.

		INDICADORES	ZONA A	ZONA B	ZONA C
2011	<b>TIEPI MT [min]</b>	Acidentais	34,58	61,24	111,69
		Previstas	0,27	0,44	1,75
	<b>END [MWh]</b>	Acidentais	534,00	1 243,72	3 260,43
		Previstas	4,17	9,07	51,83
	<b>SAIFI MT [nº]</b>	Acidentais	0,84	1,60	2,89
		Previstas	0,02	0,03	0,08
2012	<b>SAIDI MT [min]</b>	Acidentais	37,29	80,56	155,45
		Previstas	0,43	0,70	2,84
	<b>TIEPI MT [min]</b>	Acidentais	28,30	49,25	80,00
		Previstas	0,09	0,38	0,88
	<b>END [MWh]</b>	Acidentais	446,67	1 029,07	2 431,13
		Previstas	1,49	8,29	27,15
	<b>SAIFI MT [nº]</b>	Acidentais	0,80	1,32	2,02
		Previstas	0,01	0,02	0,05
	<b>SAIDI MT [min]</b>	Acidentais	33,71	61,33	105,61
		Previstas	0,19	0,70	1,50

Tabela 5.12 – Indicadores de qualidade de serviço, por zona



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.<sup>o</sup> <sup>5</sup>.

Em termos globais e comparativamente a 2011, verificaram-se reduções dos valores dos indicadores em todas as zonas de qualidade de serviço.

De facto, da análise da evolução dos quatro indicadores de continuidade de serviço para as interrupções acidentais, por Zona, conclui-se o seguinte:

- TIEPI MT: registou uma redução em todas as zonas A (19%), B (20%) e C (29%).
- END: registou uma redução nas três zonas definidas no RQS, sendo que na Zona C essa redução foi bastante significativa (cerca de 26%).
- SAIFI e SAIDI MT: registaram reduções nas três zonas, sendo que na zona C foram mais significativas (cerca de 30% e 32%, respetivamente)

Relativamente às interrupções previstas regista-se que se trata 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.

#### **5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC 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).

##### **Indicador TIEPI MT**

Todas as DRC atingiram desvios favoráveis (com variações compreendidas entre -35% e -15%) relativamente aos valores obtidos em 2011, com exceção para a DRC Sul.

---

<sup>5</sup> Casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de segurança e facto imputável ao cliente

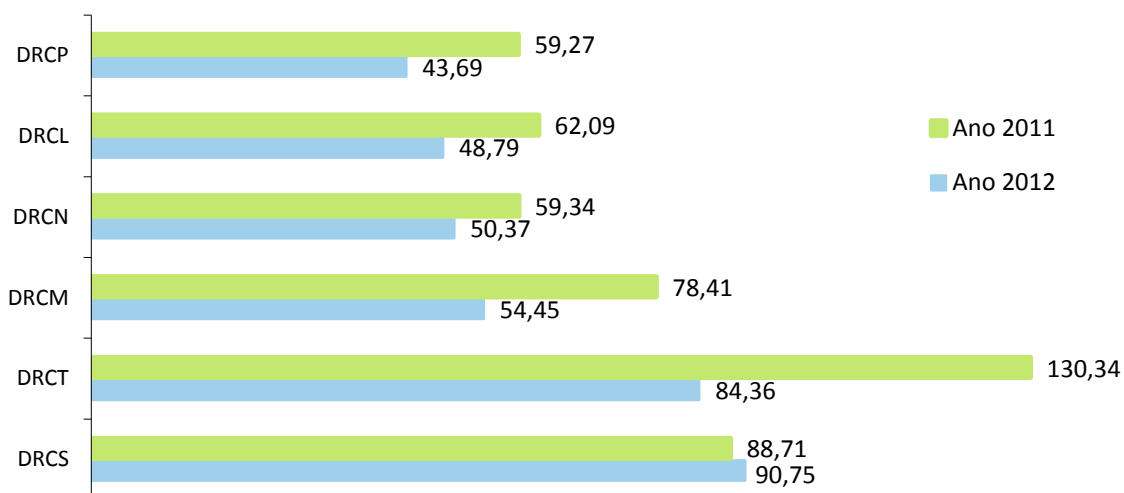


Gráfico 5.19 – TIEPI MT por DRC (min.)

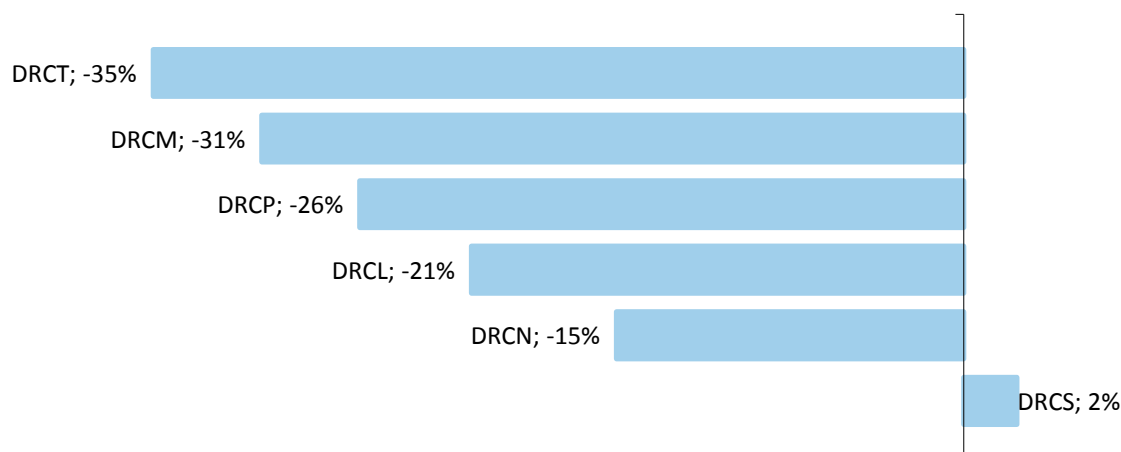


Gráfico 5.20 – TIEPI MT variação 2011-2012 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem CFFM e CFFM) e comparativamente a

2011, conduz a desvios mais favoráveis em todos os distritos, exceto Faro (23%), Vila Real (3%) e Évora (3%).

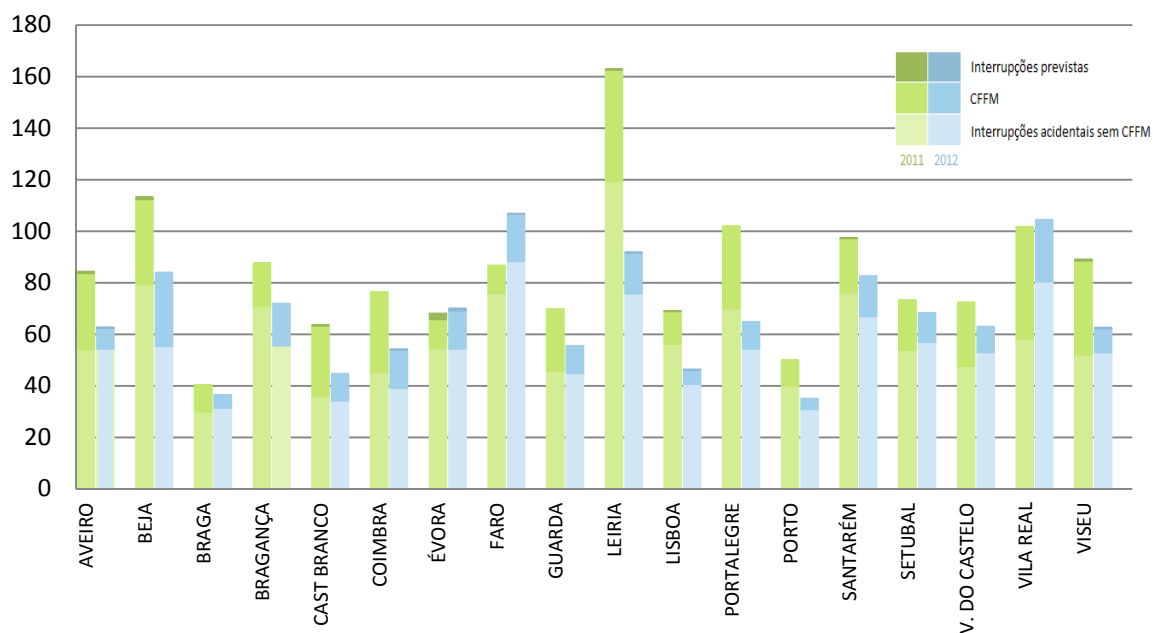


Gráfico 5.21 – TIEPI MT por distrito (min.)

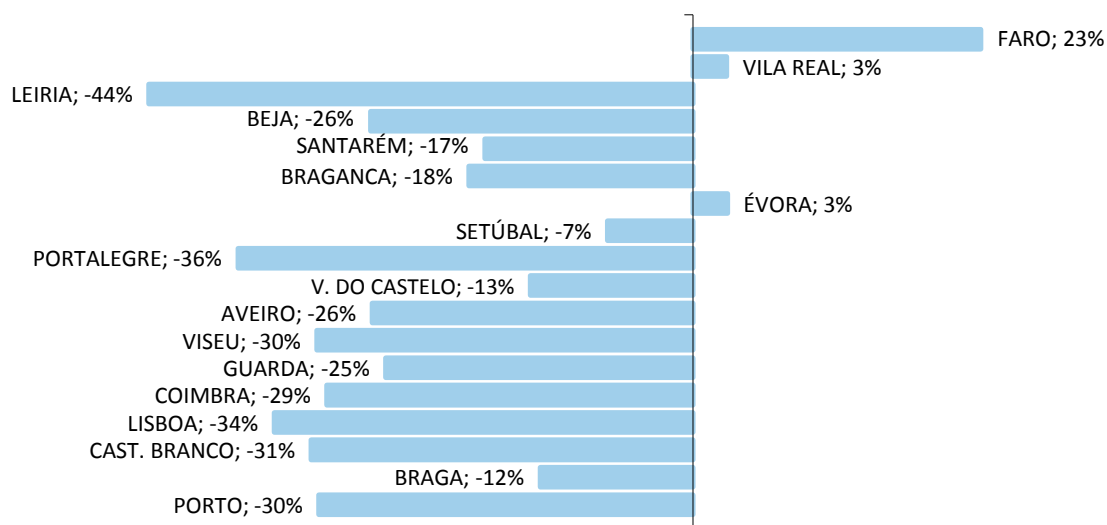


Gráfico 5.22 – TIEPI MT variação 2010-2011 por distrito

### Indicador END MT

Todas as DRC atingiram desvios favoráveis (reduções superiores a 15%)

relativamente aos valores obtidos em 2011, com exceção na DRC Sul.

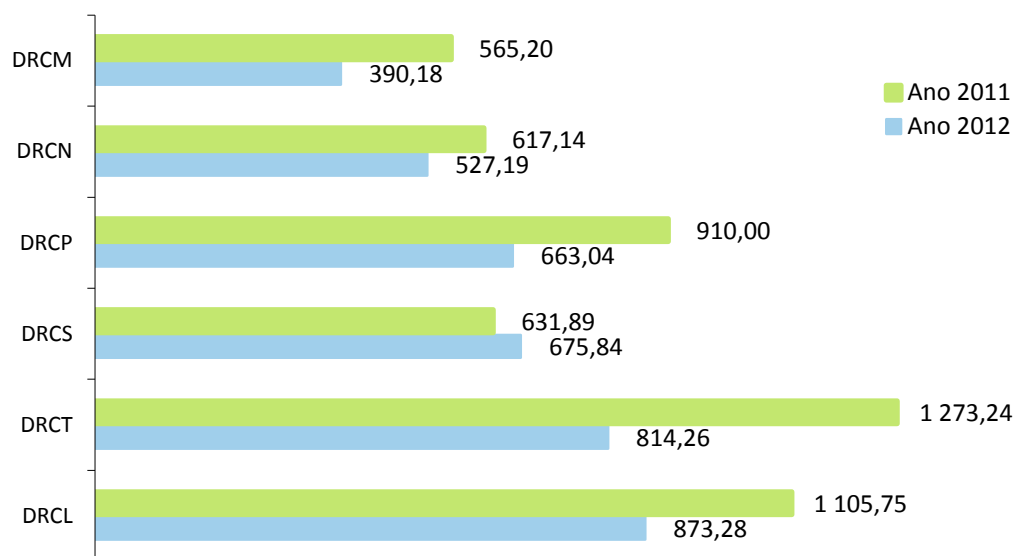


Gráfico 5.23 – END MT por DRC (MWh)

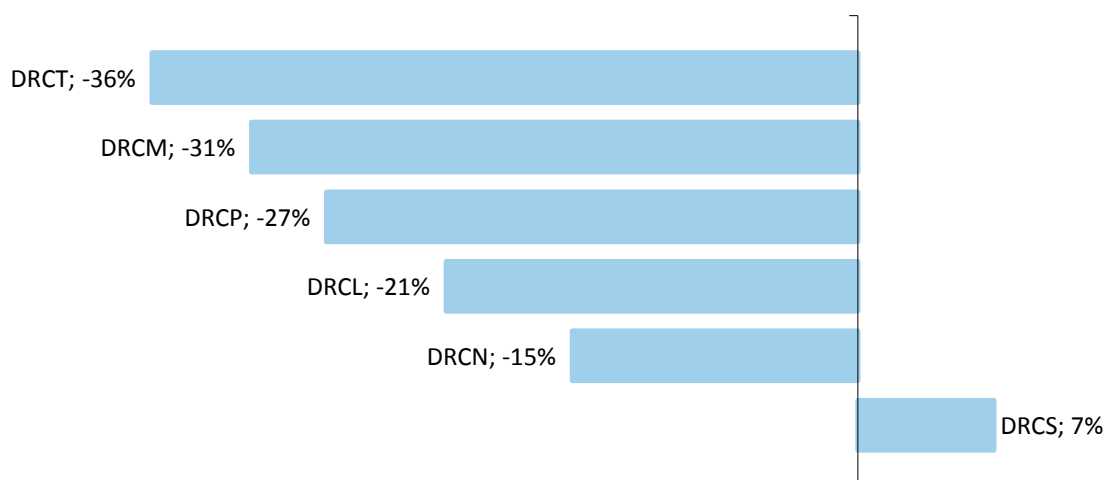


Gráfico 5.24 – END MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) e comparativamente a 2011, indica desvios favoráveis em todos os distritos, exceto Faro (28%), Vila Real (3%) e Évora (10%).

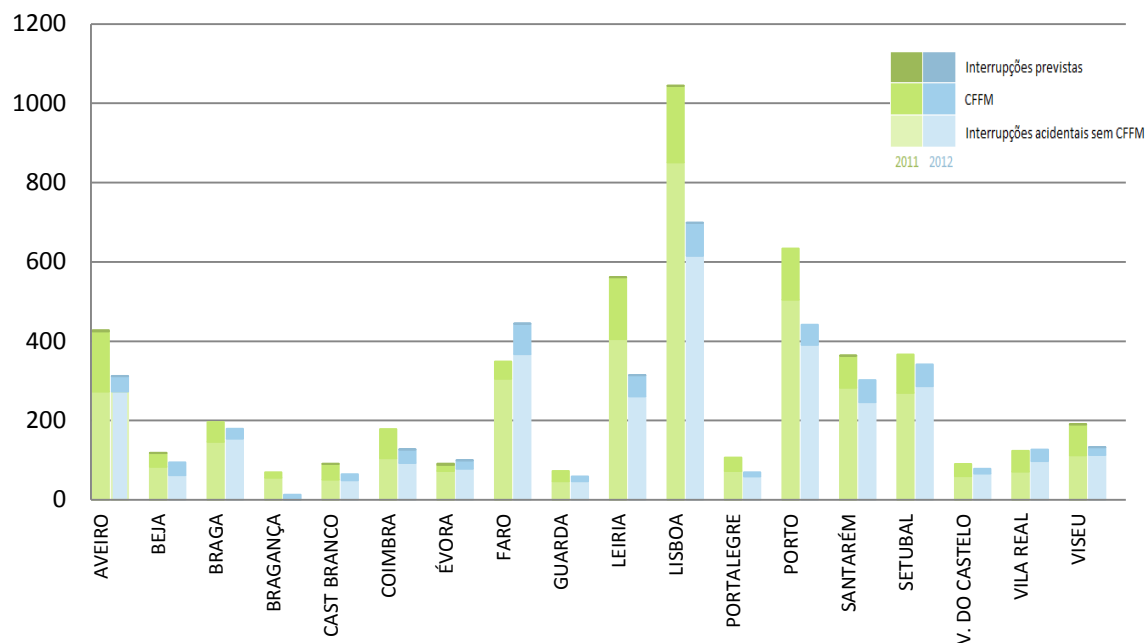


Gráfico 5.25 – END MT por distrito (MWh)

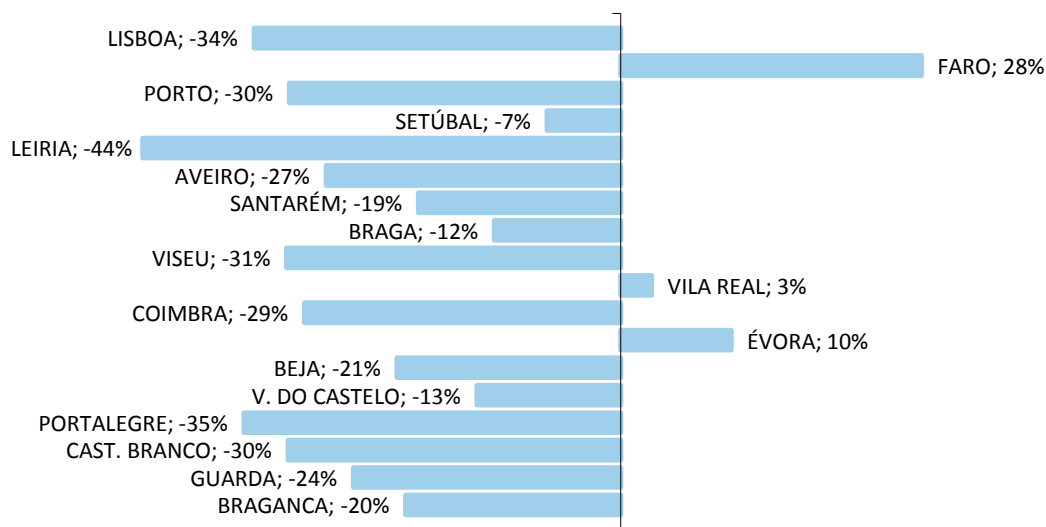


Gráfico 5.26 – END MT variação 2010-2011 por distrito

### Indicador SAIFI MT

Todas as DRC atingiram desvios favoráveis relativamente aos valores

obtidos em 2011 (reduções superiores a 22%).

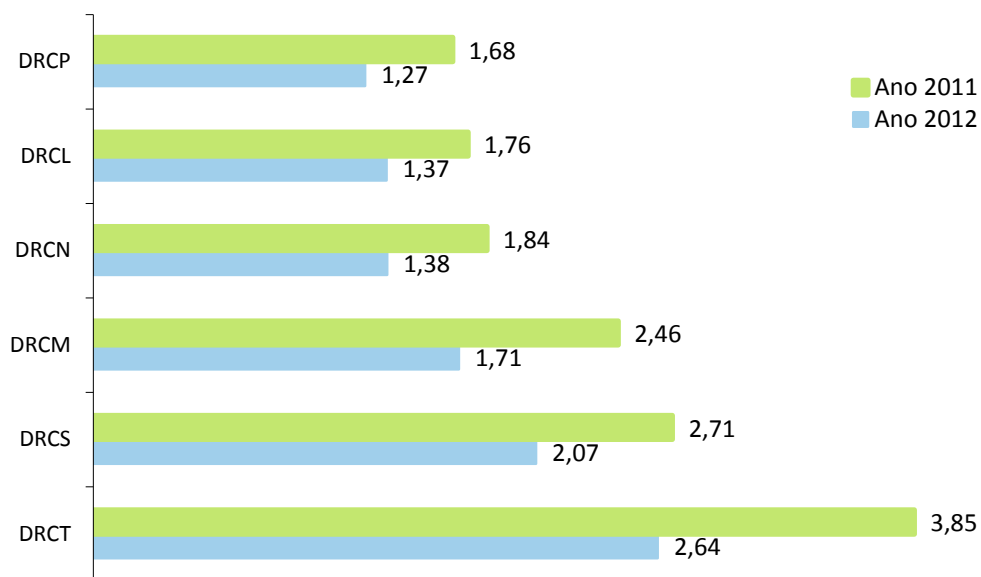


Gráfico 5.27 – SAIFI MT por DRC (n.º)

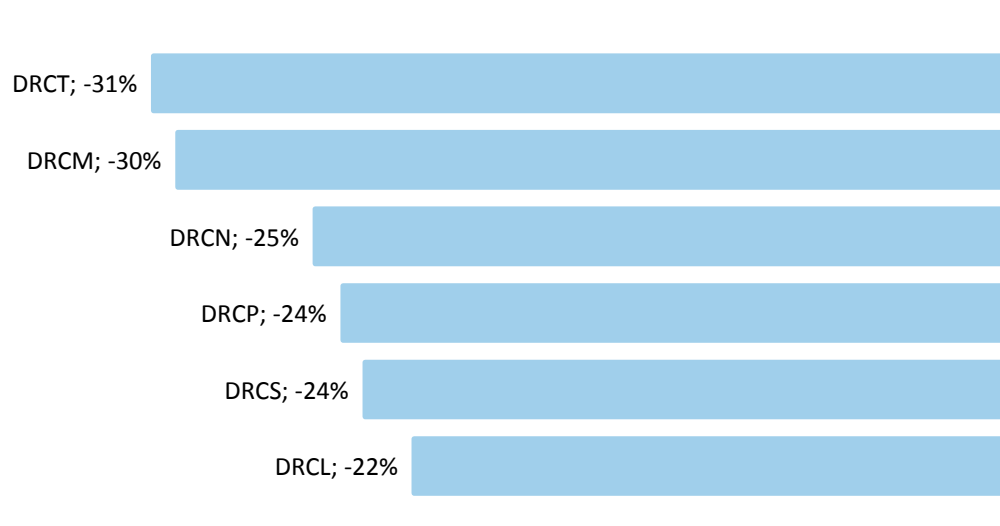


Gráfico 5.28 – SAIFI MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) feita comparativamente a 2011, indica desvios favoráveis em todos os distritos, exceto Faro, cuja variação foi de 22%.

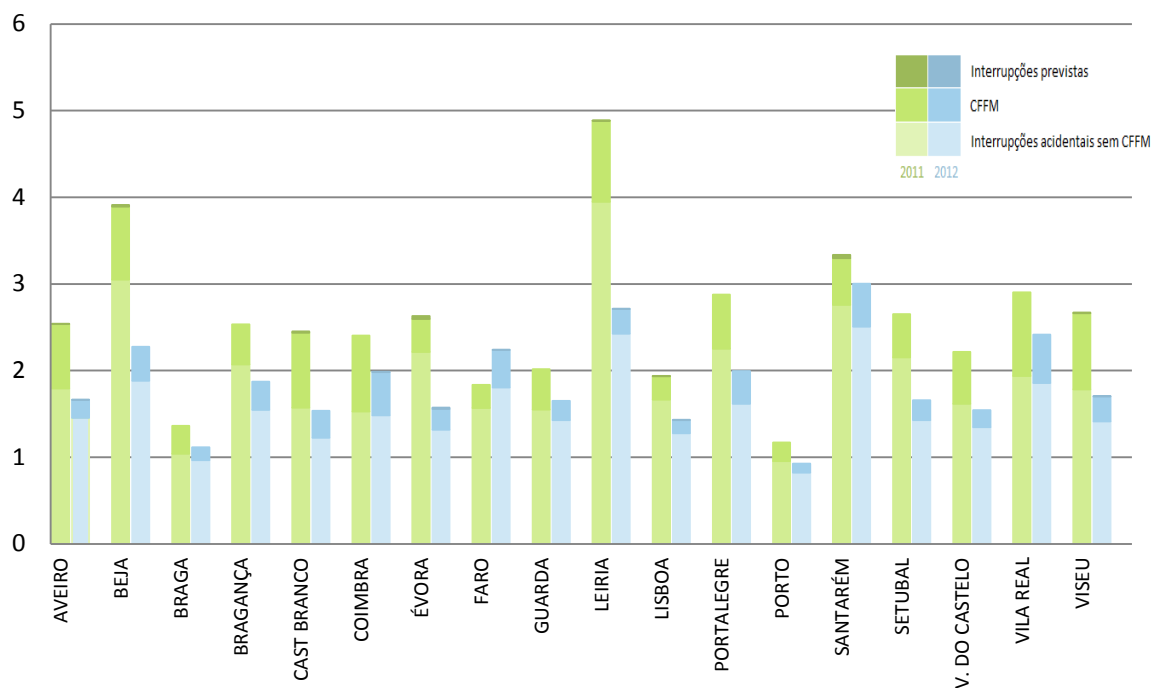


Gráfico 5.29 – SAIFI MT por distrito (n.º)

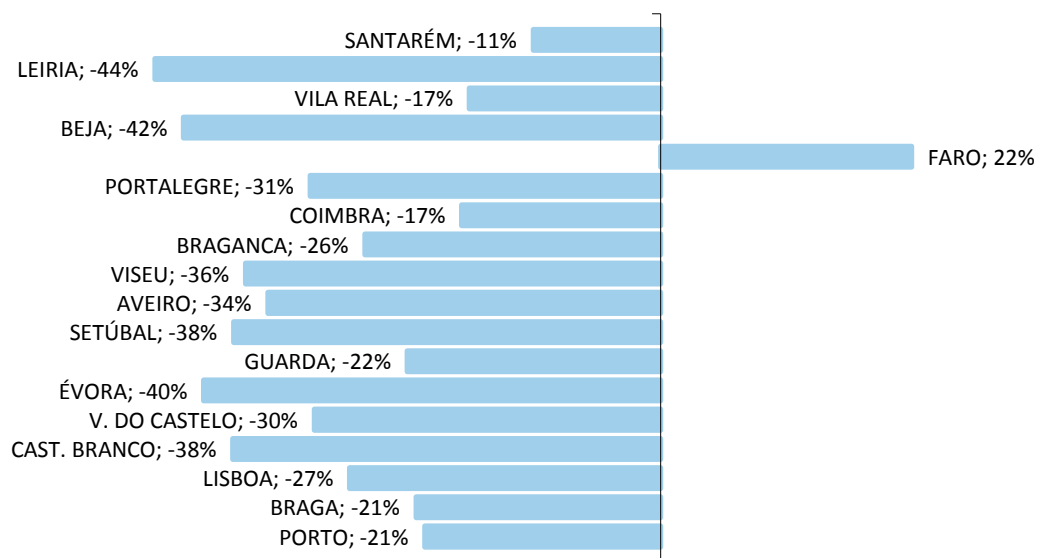


Gráfico 5.30 – SAIFI MT variação 2010-2011 por distrito

**Indicador SAIDI MT** relativamente aos valores obtidos em 2011.

Todas as DRC atingiram desvios favoráveis (superiores a 14%),

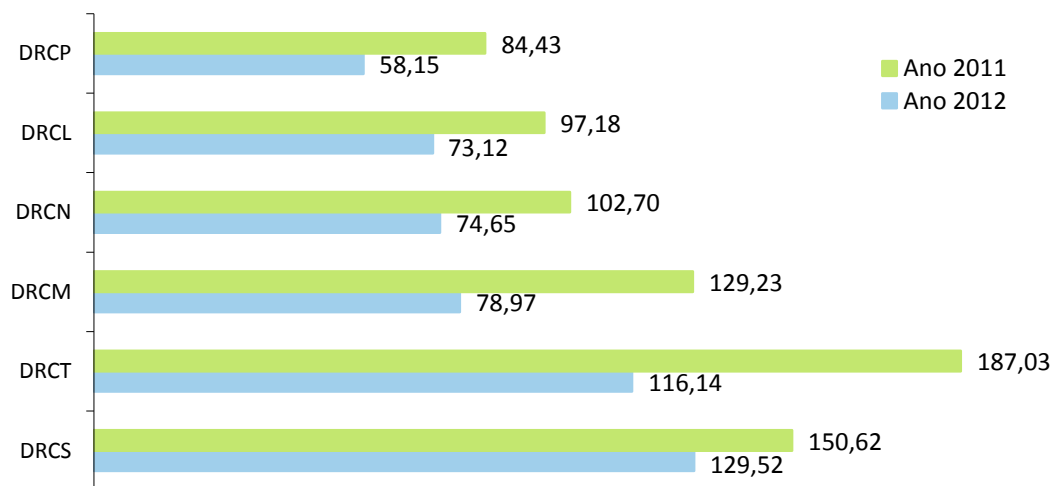


Gráfico 5.31 – SAIDI MT por DRC (min.)

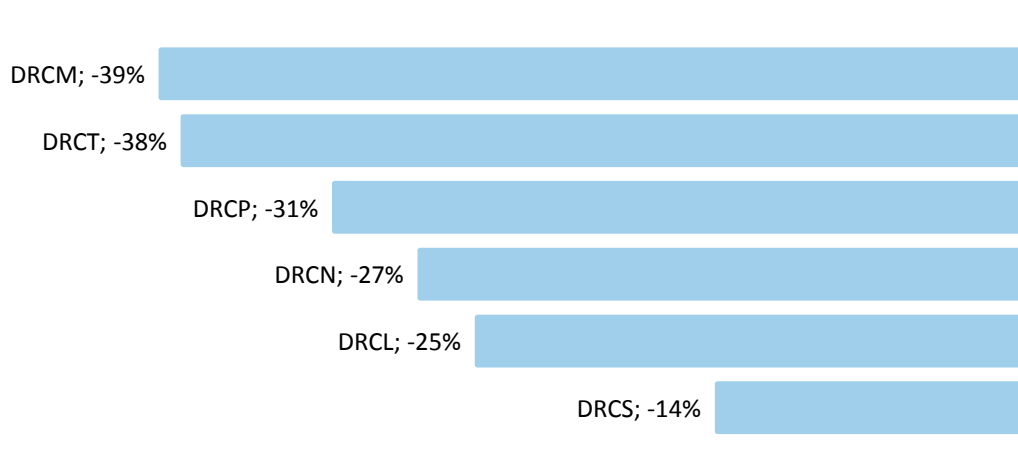


Gráfico 5.32 – SAIDI MT variação 2010-2011 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem

CFFM e CFFM) feita comparativamente a 2011, indica desvios favoráveis em todos distritos com exceção de Faro, cuja variação foi de 22%.



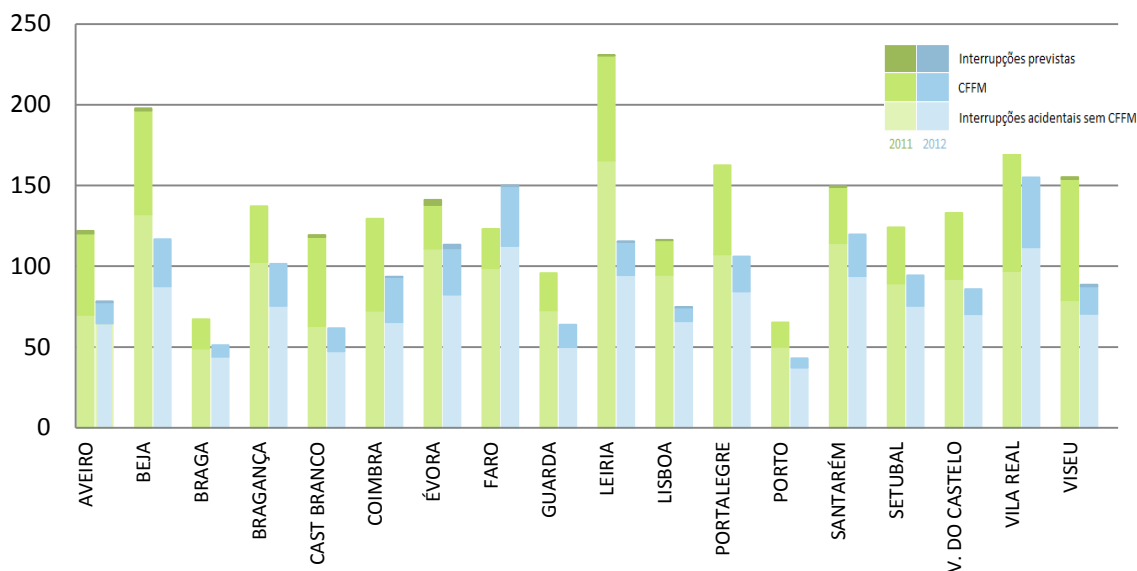


Gráfico 5.33 – SAIDI MT por distrito (min)

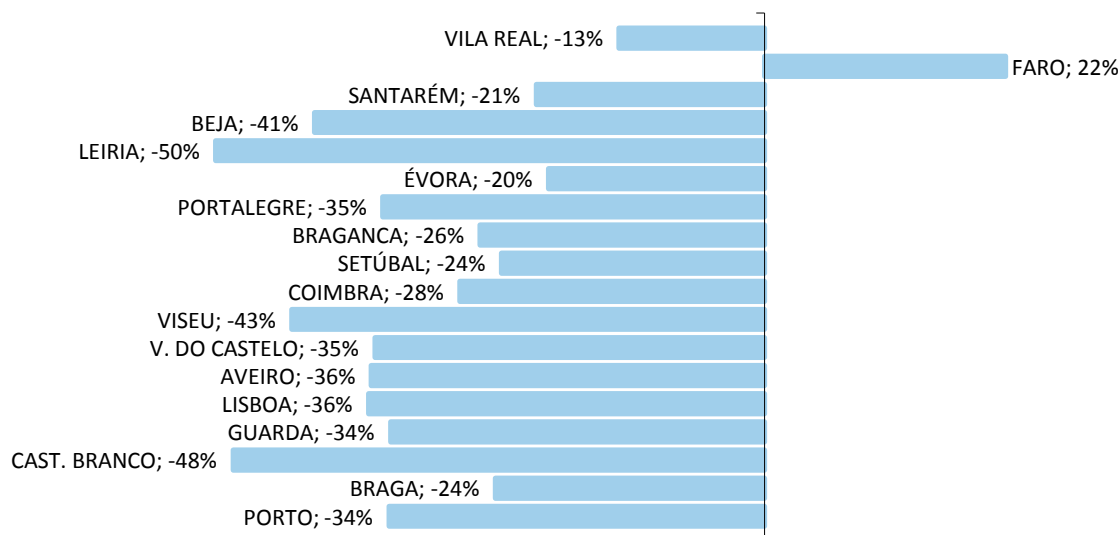


Gráfico 5.34 – SAIDI MT variação 2010-2011 por distrito

### 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 2011. Em termos regionais, tomando por referência os

distritos, regista-se igualmente uma melhoria em quase todos os distritos, com exceção do distrito de Faro em todos os indicadores e dos distritos de Vila Real e Évora nos indicadores TIEPI MT e END.

No caso concreto do distrito de Faro a evolução desfavorável registada comparativamente a 2011, esteve

relacionada com condições meteorológicas mais desfavoráveis que ocorreram durante o último trimestre, de que é exemplo o Tornado que ocorreu na zona de Lagoa e Silves no dia 16 de Novembro 2012.

Regista-se ainda que o programa de redução de assimetrias que tem vindo a ser executado pela EDP Distribuição nos últimos anos, com especial incidência nos distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e Lisboa (região norte), tem tido resultados muito favoráveis sendo de destacar em 2012 a redução significativa nos indicadores de continuidade de serviço, superior a 30% comparativamente a 2011, registada nos distritos de Leiria e Viseu.

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 0,5 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 seguidamente um quadro que sintetiza os valores associados às interrupções nela verificadas ou que a perturbaram (interrupções acidentais e previstas).

Interrupções BT	Origens	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Interrupções Acidentais	22 267	133 010
Interrupções Previstas	4 263	27
<b>TOTAL</b>	<b>26 530</b>	<b>133 037</b>

Tabela 5.13 – 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.

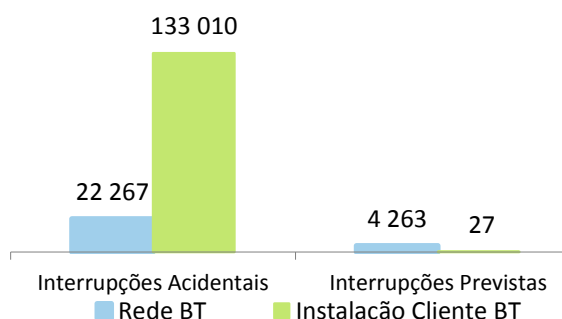


Gráfico 5.35 – Tipo de Interrupção BT por origem

De realçar o elevado número de interrupções registadas nas instalações dos clientes comparativamente com as ocorridas nas redes da EDP Distribuição (representaram 83% do total dos interrupções).

Em relação ao ano de 2011, 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 71% destas interrupções tiveram origem nas seguintes quatro causas: Manutenção, Material/Equipamento, Técnicas e Trabalhos Inadiáveis.

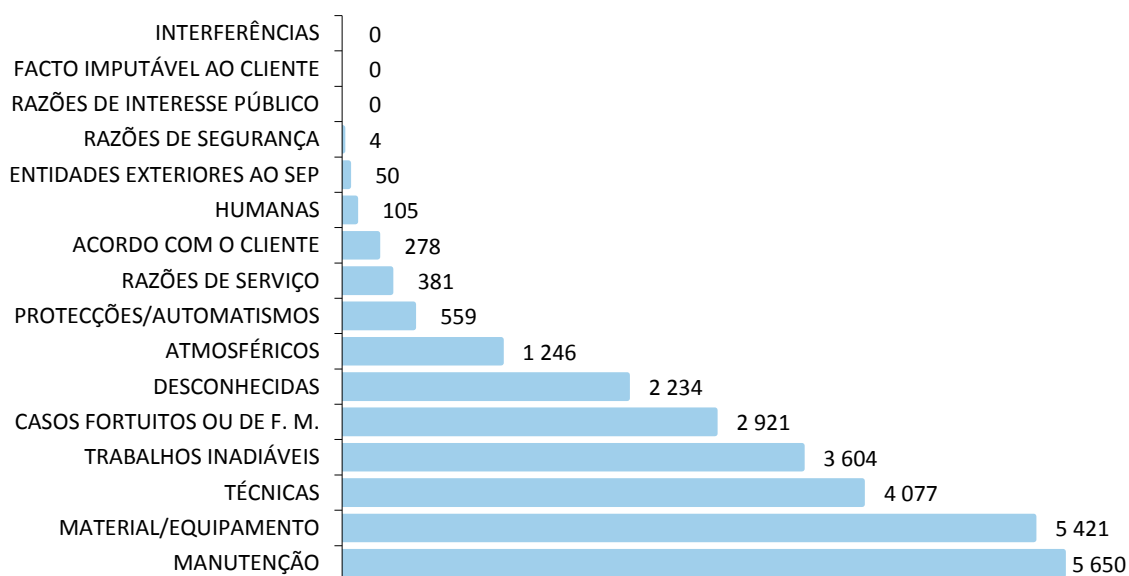


Gráfico 5.36 – N.º de interrupções acidentais de BT, grupo de causas – origem BT

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 36% 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, nas instalações coletivas e individuais. Este elemento da rede BT determina o elevado peso da causa Manutenção, mencionada anteriormente.

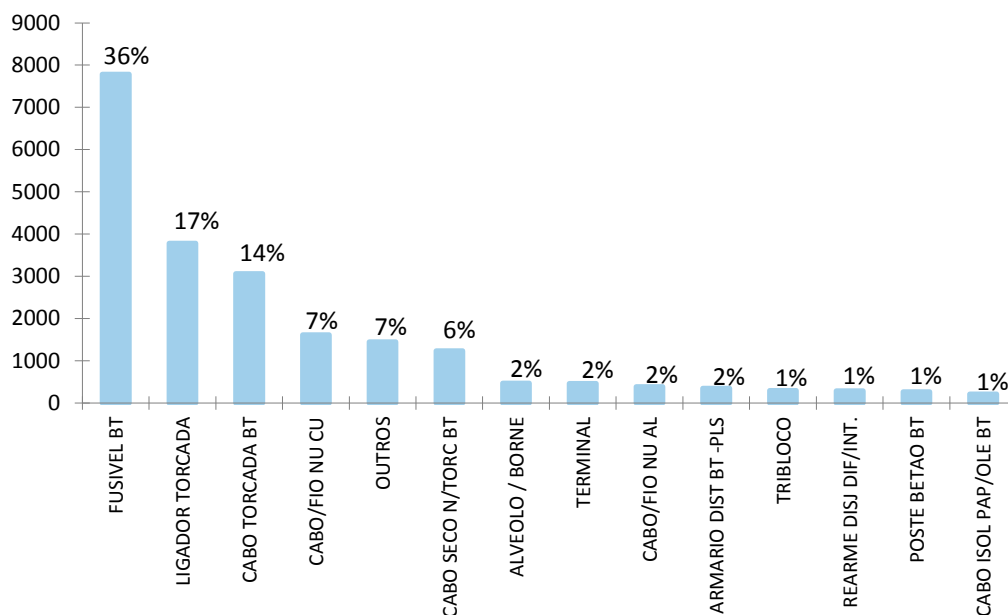


Gráfico 5.37 – N.º de interrupções acidentais BT, grupo de causas – origem BT

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 2009 a 2012, a evolução apresentada na Tabela 5.14

Número de Incidentes/1000 Clientes	2009	2010	2011	2012
Rede BT	5,52	6,46	5,62	3,67
Instalação de utilização/cliente	29,90	32,57	28,89	21,93

Tabela 5.14 – Número de incidentes por 1000 clientes

Para este indicador e comparativamente a 2011 registaram-se reduções significativas de 35% ao nível da rede BT e de 24% 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 2011	Ano 2012	Variação 12/11
<b>SAIFI BT [nº]</b>	2,47	1,88	-23,8%
<b>SAIDI BT [min]</b>	134,05	95,83	-28,5%

Tabela 5.15 – Evolução dos indicadores de Frequência e Duração BT

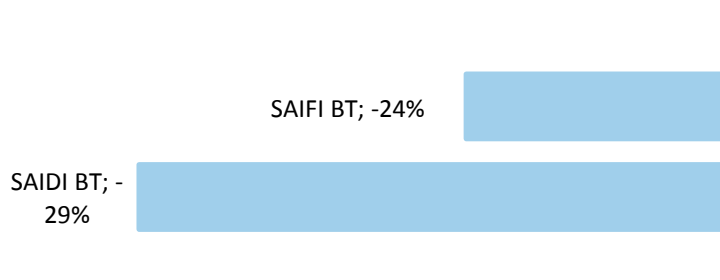


Gráfico 5.38 – Indicadores BT – Variação 2011-2012

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

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

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

INDICADORES			ZONA A	ZONA B	ZONA C
2011	<b>SAIFI BT [nº]</b>	Acidentais	1,11	1,75	3,40
		Previstas	0,06	0,07	0,13
	<b>SAIDI BT [min]</b>	Acidentais	56,29	92,08	189,83
		Previstas	2,99	3,34	5,87
2012	<b>SAIFI BT [nº]</b>	Acidentais	0,96	1,53	2,38
		Previstas	0,06	0,08	0,13
	<b>SAIDI BT [min]</b>	Acidentais	46,83	69,66	127,90
		Previstas	3,63	4,10	4,14

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.

Em 2012 registou-se uma evolução favorável no indicador de frequência média (SAIFI BT) e no indicador de duração média

(SAIDI BT) em todas as zonas A, B e C comparativamente a 2011.

#### 5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC 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 em 2012 manteve-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

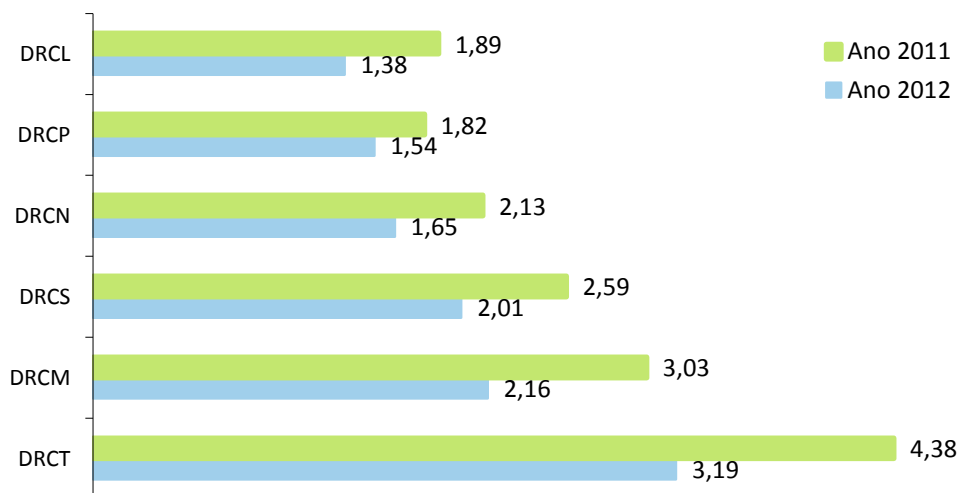


Gráfico 5.39 – SAIFI BT por DRC (n.º)

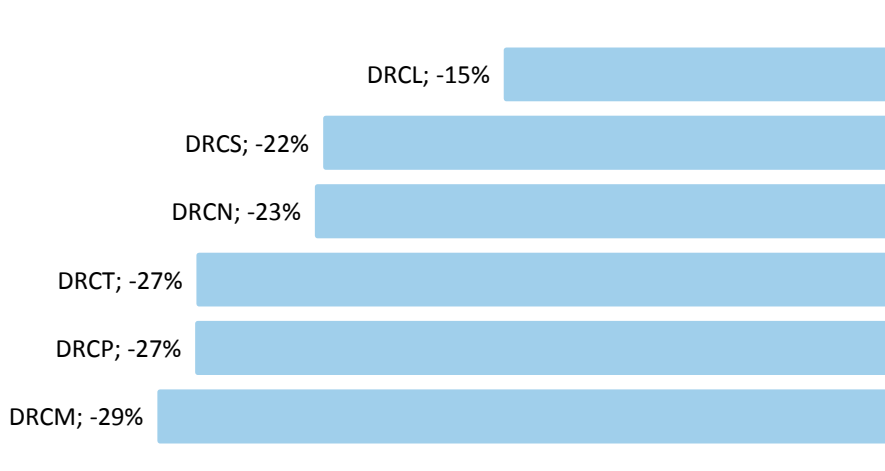


Gráfico 5.40 – SAIFI BT variação 2011-2012 por DRC

Todas as DRC atingiram desvios favoráveis (reduções superiores a 15%)

relativamente aos valores obtidos em 2011.

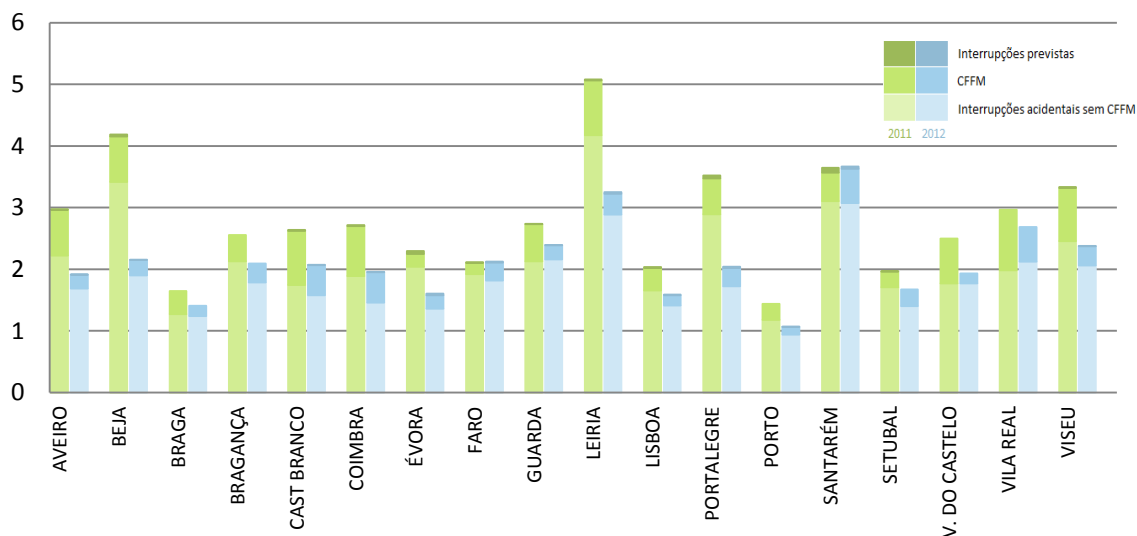


Gráfico 5.41 –SAIFI BT por distrito (n.º)

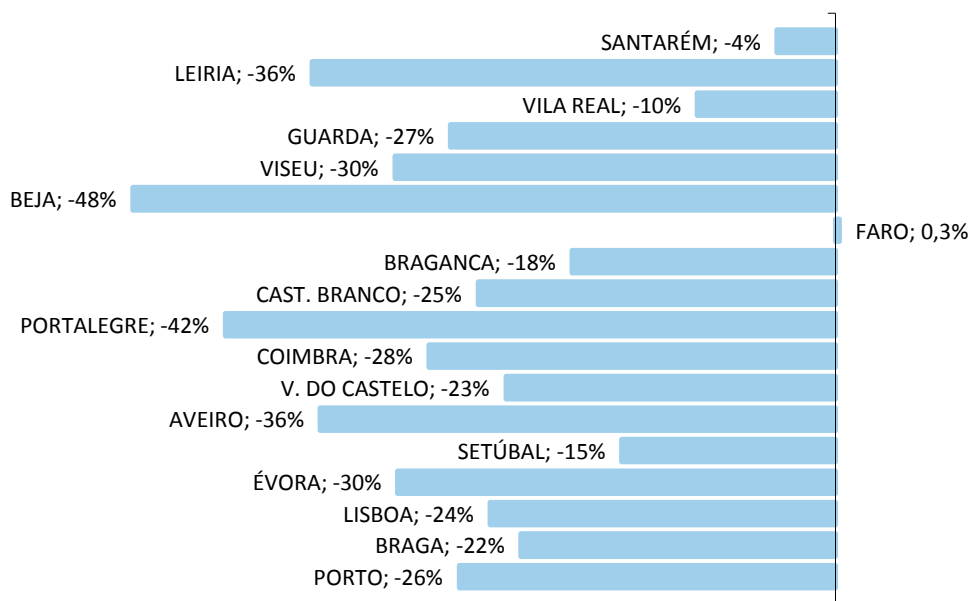


Gráfico 5.42 – SAIFI BT variação 2011-2012 por distrito

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem CFFM e CFFM) e comparativamente a

2011, indica desvios favoráveis em todos os distritos à exceção de Faro (0,3%).

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

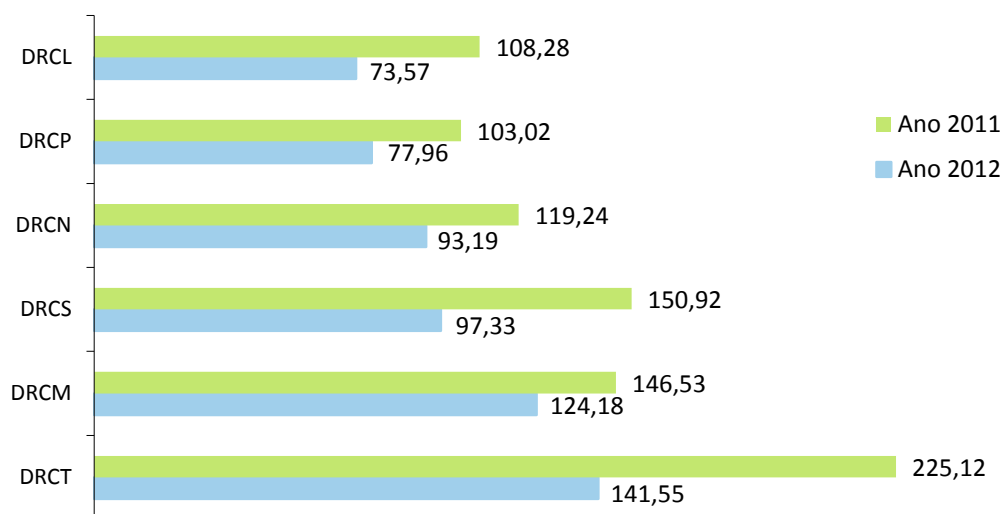


Gráfico 5.43 – SAIDI BT por DRC (min.)

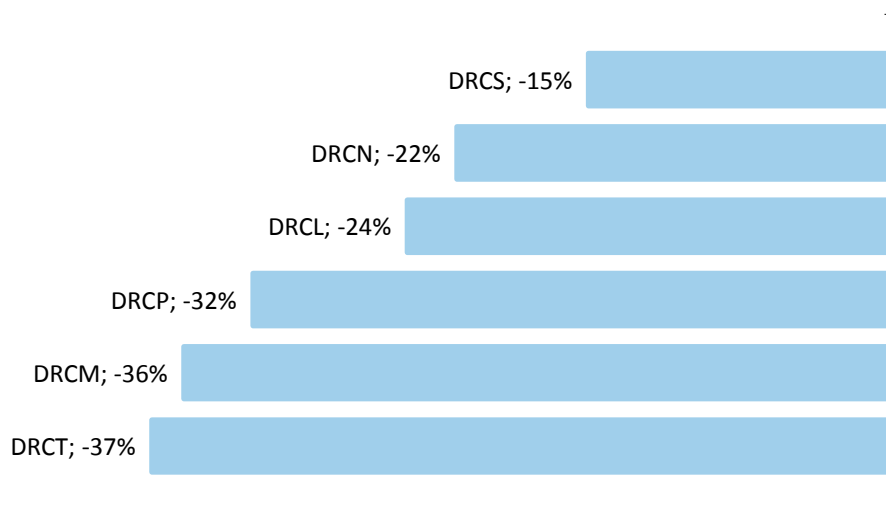


Gráfico 5.44 – SAIDI BT variação 2011-2012 por DRC

Observando o Gráfico 5.44 verifica-se que todas as DRC atingiram desvios favoráveis (reduções superiores a 15%)

relativamente aos valores obtidos em 2011.



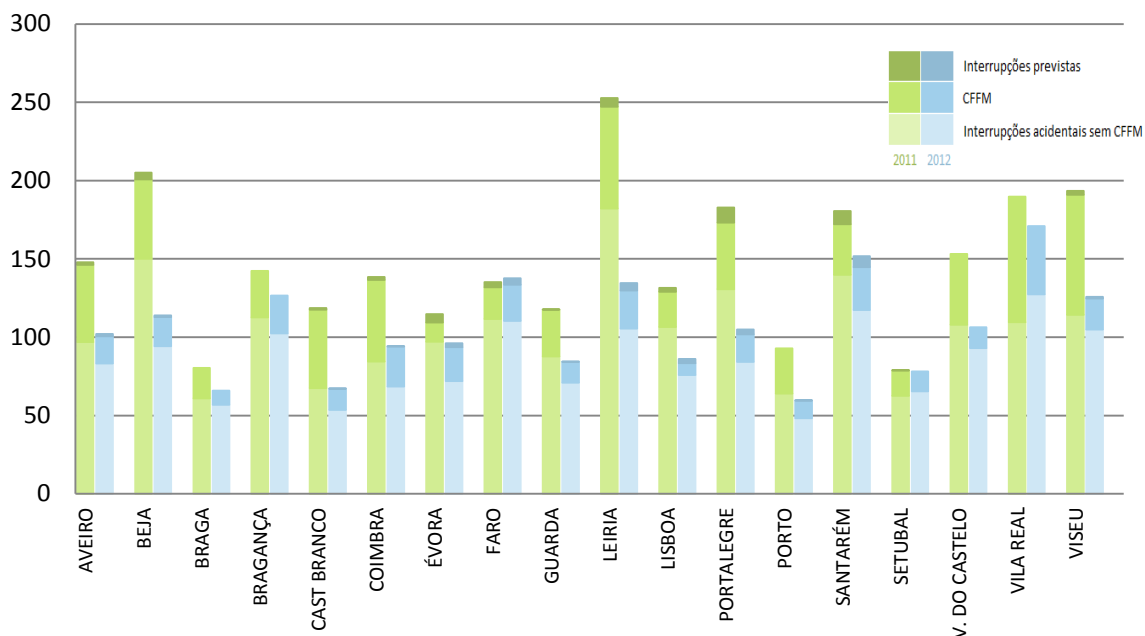


Gráfico 5.45 –SAIDI BT por distrito (min.)

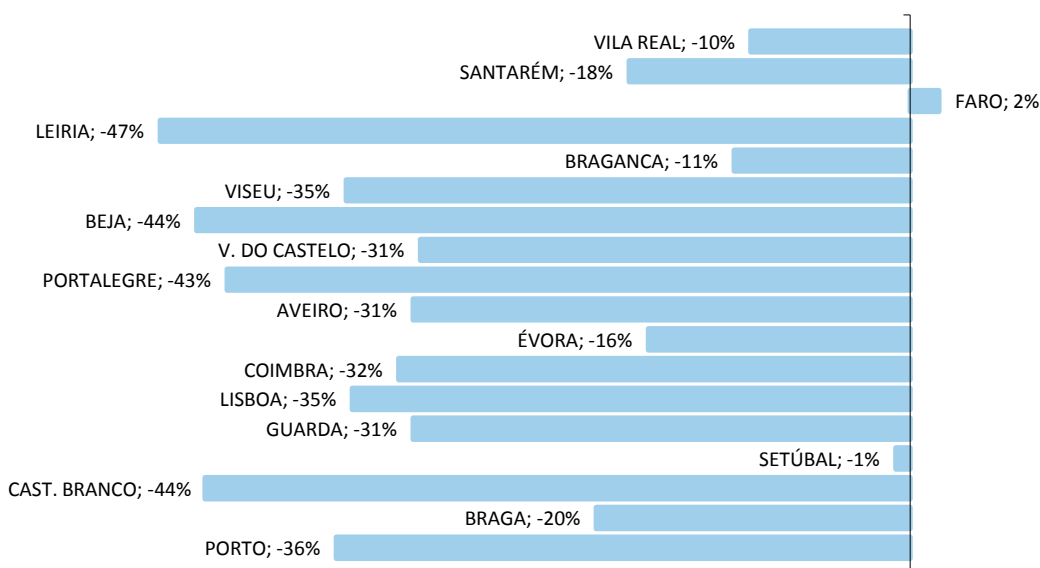


Gráfico 5.46 – SAIDI BT variação 2011-2012 por distrito

Para o mesmo indicador a análise por distrito (com segmentação por interrupções previstas, acidentais sem CFFM e CFFM) e comparativamente a 2011, indica desvio favorável em todos os distritos do País, exceto Faro com 2%.

### 5.4.3. Rede de BT – Conclusões

Relativamente à rede BT registou-se em 2012 comparativamente a 2011 uma melhoria significativa dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT devido essencialmente à melhoria registada no desempenho rede

MT. O SAIFI BT melhorou 24% e o SAIDI BT 29%.

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

## 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	0,42	4	0,72	10	1,09
SAIFI MT [nº]	3	0,71	6	1,17	8	1,73
SAIDI MT [h]	3	0,49	5	0,88	10	1,40

Tabela 5.17 – Indicadores Padrão / Valor real MT

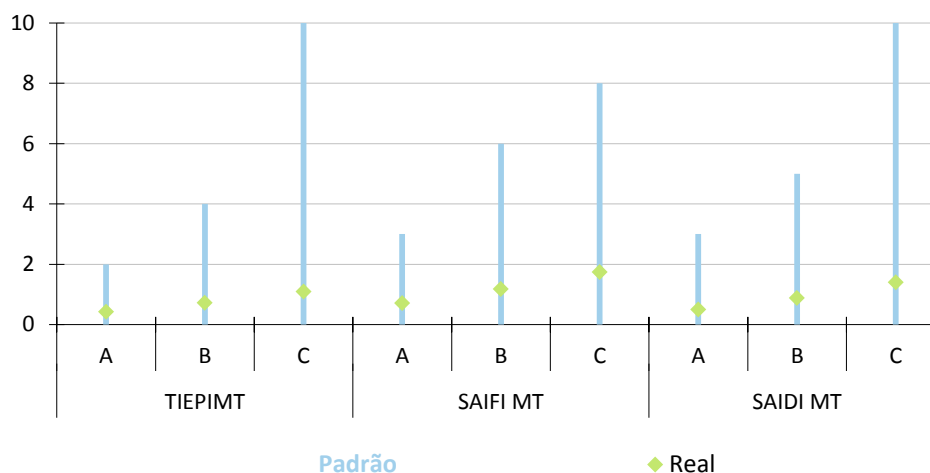


Gráfico 5.47 – Cumprimento do RQS por zona – rede MT

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 Artigo 16.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	0,90	6	1,40	8	2,10
SAIDI BT [h]	4	0,73	7	1,03	12	1,76

Tabela 5.18 – Indicadores Padrão / Valor real BT

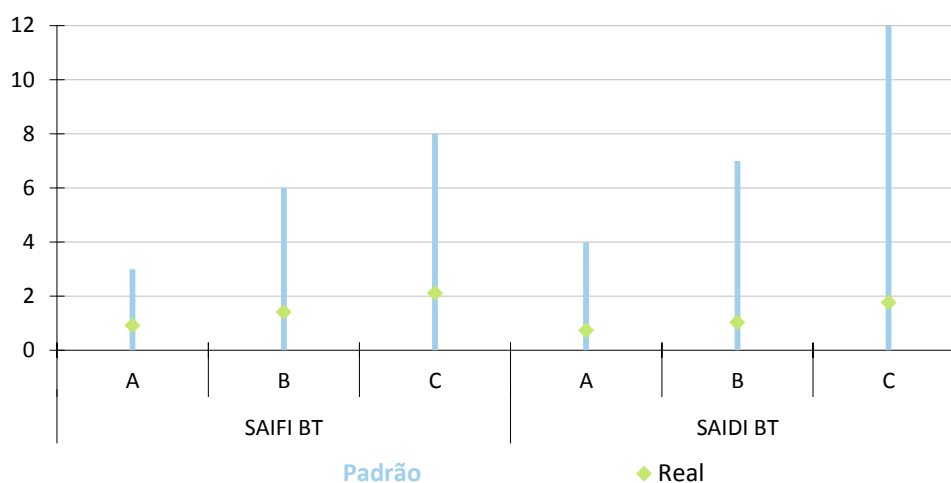


Gráfico 5.48 – Cumprimento do RQS por zona – rede BT

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 2012 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	1	18,44	0,00
		Total	1	18,44	0,00
	MT	A	60	16 207,96	93,35
		B	32	4 936,61	31,19
		C	5	230,68	0,00
		Total	97	21 375,25	124,54
	BTE	A	80	3 212,94	106,20
		B	24	1 902,17	0,00
		C	6	271,57	0,00
		Total	110	5 386,68	106,20
	BTN	A	9 123	41 102,26	2 579,70
		B	4 115	20 990,55	1 347,39
		C	893	3 640,30	165,40
		Total	14 131	65 733,11	4 092,49
TOTAL			14 339	92 513,48	4 323,23

Tabela 5.20 – Compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais

Os 14 339 incumprimentos foram na sua totalidade referentes a incumprimentos relativos à duração das interrupções. O número de incumprimentos pagos aos clientes foi de 11 710, tendo sido transferidos para o fundo de reforço dos Investimentos os montantes referentes a 2 629 incumprimentos.

### 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:

- Nível elevado da QEE fornecida pela EDP Distribuição aos seus clientes, em 2012;
- Aumento de cerca de 13%, relativamente ao ano anterior, do n.º total de horas despendidas com a monitorização da QEE, que, em 2012, se cifrou em mais de 1 milhão de horas: 1 138 080;
- Cerca de 7% das Subestações de AT/MT da EDP Distribuição,

tinham os seus Barramentos de MT em modo de monitorização permanente da QEE;

- Cerca de 34% das Subestações de AT/MT estiveram sob um dos modos de monitorização da QEE regularmente praticados pela EDP Distribuição: trimestral ou permanente (todo o ano);
- Diminuição de 84% relativamente a 2011, dos casos de Não Conformidade (NC) detetados nos Barramentos de MT, em modo de monitorização trimestral;
- Diminuição de cerca de 16% no número de Barramentos de MT, em modo de monitorização trimestral, afetados por Interrupções de Serviço (IS);
- Diminuição de 34% no número total de interrupções de serviço (IS) sofridas pelos PTD monitorizados em 2012;
- Diminuição significativa no número total de cavas de tensão registadas, quer em Barramentos de MT (57%), quer em PTD (22%).

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 2012**

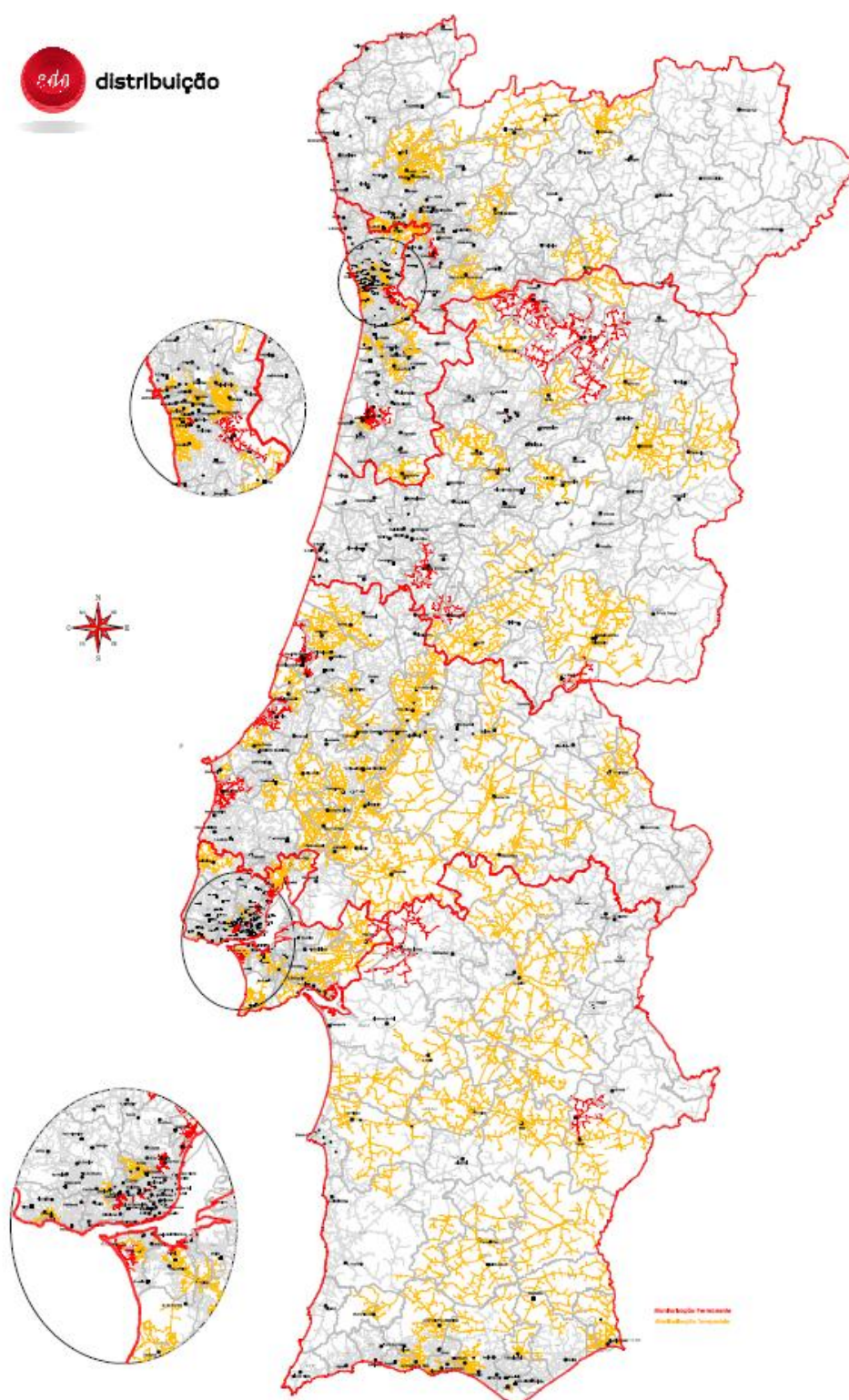
As ações de monitorização da QEE da EDP Distribuição incidem preferencialmente em instalações que cubram zonas consideradas como prioritárias, pela concentração de clientes previsivelmente mais sensíveis às perturbações da QEE, procurando-se, tanto quanto possível, coordená-las com as

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 2012, o número total de horas de monitorização da QEE, cifrou-se em 1 138 080, 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 13% relativamente ao número total de horas de monitorização da QEE despendidas pela Empresa em 2011.

No mapa da 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). No Anexo 3 apresenta-se o mapa de Portugal com a representação da rede alvo de monitorização no período de 2010 a 2012.







### 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 2012, medições em:

- 112 Subestações de AT/MT;

- 183 Barramentos de MT;
- 167 PTD, lado BT.

Na Tabela 5.21 apresenta-se uma síntese dos principais resultados das monitorizações realizadas nos últimos 3 anos.

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									
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT)	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Cavas				Int Serv				Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem		Udes		F	
						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	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2012	112	183	3	167	66	163	3228	167	4031	54	266	66	364		30	2	7	1	36				
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		

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

#### 5.7.3.1 Breve destaque da QEE observada em 2012

##### 5.7.3.1.1 Não Conformidades em barramentos de MT

Como nota saliente, pode dizer-se que a qualidade da energia elétrica fornecida pela EDP Distribuição, em 2012, a partir dos barramentos de MT das suas instalações, continuou a situar-se num plano bastante 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.

Continua a poder considerar-se que de um modo geral as situações de NC detetadas não levantam preocupação significativa, em razão da reduzida magnitude com que, nos indicadores correspondentes a tais situações de NC, foram excedidos os máximos regulamentares, bem como da sua diminuta influência na QEE fornecida aos clientes.

Com efeito, em 2012, tivemos 3 (1,6%) barramentos de MT, em situação de NC, distribuídos por:

- distorção harmónica da tensão: 2 registos, por ligeira ultrapassagem do máximo regulamentar ( $U_{15h}=0,5\%$ ) da sua 15ª harmónica,

resultante de um sinal de telecomando introduzido na Rede, sem que daí adviesse qualquer repercussão para os clientes;

- parâmetro da tremulação/flicker de longa duração da tensão (Plt=1,2): 1 caso registado em que se ultrapassou ligeiramente o respetivo valor máximo regulamentar (Plt=1), igualmente sem consequência para os clientes.

Os referidos registos de NC, nesta modalidade de monitorização da QEE, representam uma redução de 84% relativamente aos valores registados no ano anterior. Esta melhoria atesta o esforço e o cuidado que a Empresa tem colocado na questão da qualidade de serviço, bem como no planeamento e aplicação de ações adequadas de manutenção preventiva e corretiva da rede. Os elementos da rede visados são aqueles cujo comportamento mais diretamente pode contribuir para a obtenção de bons indicadores ao nível da qualidade de serviço.

#### **5.7.3.1.2 Interrupções de serviço em barramentos de MT (situação em que $U < 0,01 U_n$ )**

Em 2012, nas monitorizações de periodicidade trimestral, foram afetados por esta perturbação 54 (29,5%) dos

barramentos de MT, nos quais se registaram 266 interrupções.

No geral, estas situações tiveram curta duração, dada a atuação dos meios operacionais da Empresa visando a rapidez da reposição do serviço. De referir que, em muitas situações deste tipo, em resultado de trabalhos urgentes de manutenção ou remodelação na rede, o serviço ficou assegurado, se não na totalidade, pelo menos na sua maior parte, por alimentações alternativas ou de recurso obtidas a partir de manobras de reconfiguração da rede, não chegando, por isso, os clientes, na maioria dos casos, a sofrer interrupções de fornecimento de energia nas suas instalações. Nestes casos optou-se por não retirar os dados de monitorização dos períodos em causa.

#### **5.7.3.1.3 Cavas de tensão em barramentos de MT**

Em 2012, registou-se um número total de 3 228 cavas de tensão, o que representa uma diminuição de 57% relativamente a 2011. Este valor é 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 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (1064, 33% do total).

As regiões do país que incluem maiores extensões de zonas rurais, onde predominam as redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições atmosféricas e demais fenómenos naturais, contribuem para que estas sejam as zonas mais afetadas pelos defeitos elétricos e, conseqüentemente, pelas cavas de tensão deles resultantes, na maioria, de muito curta duração, da ordem de algumas dezenas de milissegundos, mas que, em geral, não causam interrupções no fornecimento de energia.

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.

No Gráfico 5.49 trata-se do universo 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. Este tipo de cavas representou 68% do total de cavas de tensão ocorridas.

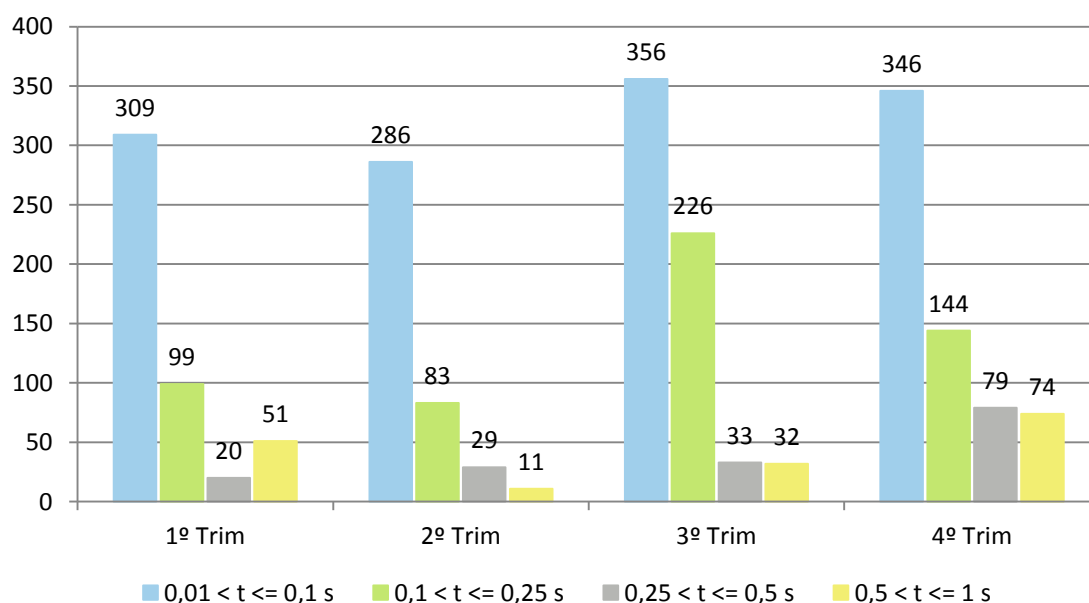


Gráfico 5.49 – Nº de cavas de tensão com profundidade até 30% de  $U_n$  ( $0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$ ) em barramento MT

No Gráfico 5.50, considerou-se a totalidade das cavas, quanto a profundidades i.e.,  $0,01 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$ ,

mantendo-se a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração (até 1s). Este tipo de cavas representou 94% do total de cavas de tensão ocorridas

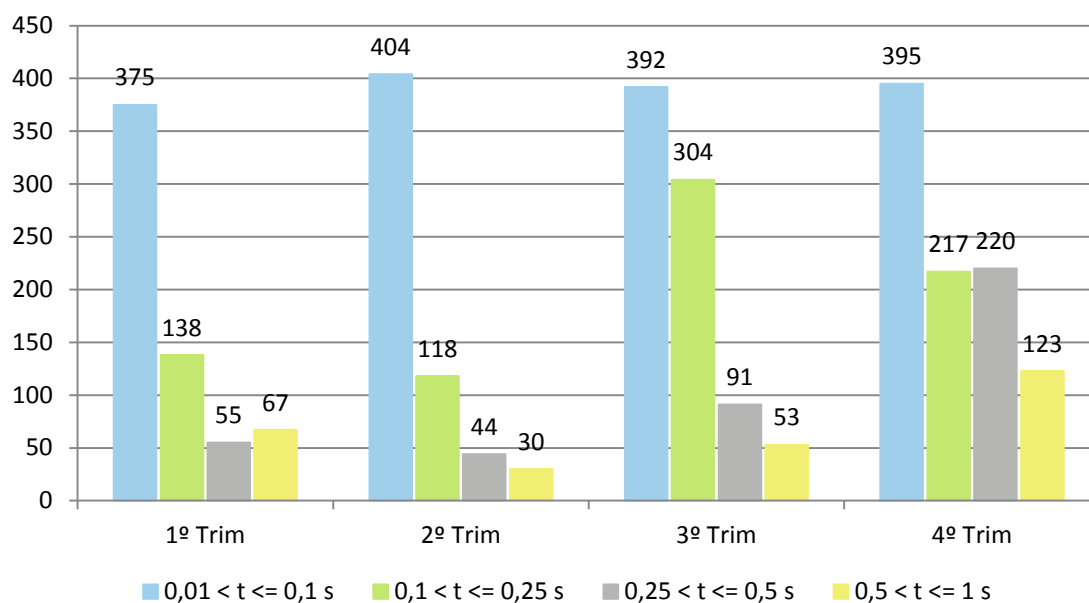


Gráfico 5.50 – Nº de cavas de tensão com profundidade  $0,01 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$  em barramento MT

#### 5.7.3.1.4 Não Conformidades em Postos de Transformação (lado BT)

Neste nível de tensão, registou-se em 2012 um pequeno acréscimo com 66 (39,5%) PTD em situação de NC, contra 60, em 2011 embora menos que os 73 em 2010. Nestes 66 PTD, registaram-se, um total de 73 situações de NC, com a seguinte distribuição:

- tremulação/flicker da tensão: 36 (49,3%) registos de NC;
- Uef com 30 (41,1%) registos de NC;
- distorção harmónica da tensão com 7 (9,6 %) registos de NC;

Analogamente ao referido a propósito das NC registadas em Barramentos de MT, pode considerar-se não ser preocupante a situação das NC neste nível de tensão, dados os parâmetros específicos em que elas se registaram, bem como os níveis em que se situaram, uma vez que estas excederam os máximos regulamentares por uma margem muito reduzida.

#### 5.7.3.1.5 Cavas de tensão em postos de transformação (PTD)

Tal como se referiu no caso dos 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 4031 cavas de tensão nos 167 PTD monitorizados.

Conforme se pode ver no quadro global, o apuramento dos dados por trimestre (anexo 3), também no caso dos PTD, o 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (1444).

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.

No Gráfico 5.51, 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. Este tipo de cavas representou 60% do total de cavas de tensão ocorridas.

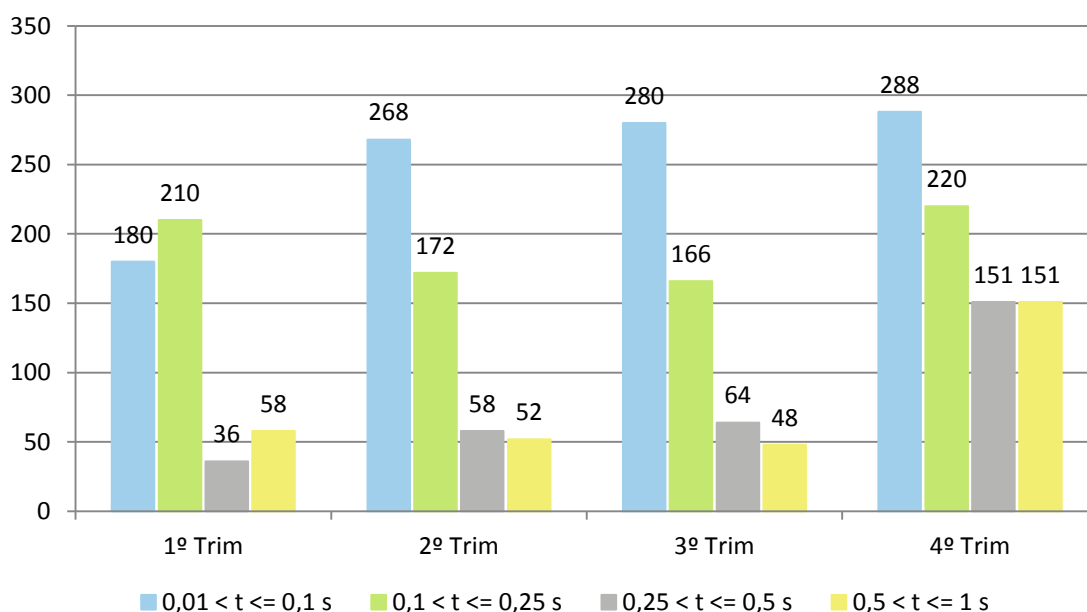


Gráfico 5.51 – Nº de cavas de tensão com profundidade até 30% de  $U_n$  ( $0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$ ) em PTD

No Gráfico 5.52, 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 (até 1s). Este tipo de cavas representou 90% do total de cavas de tensão ocorridas.

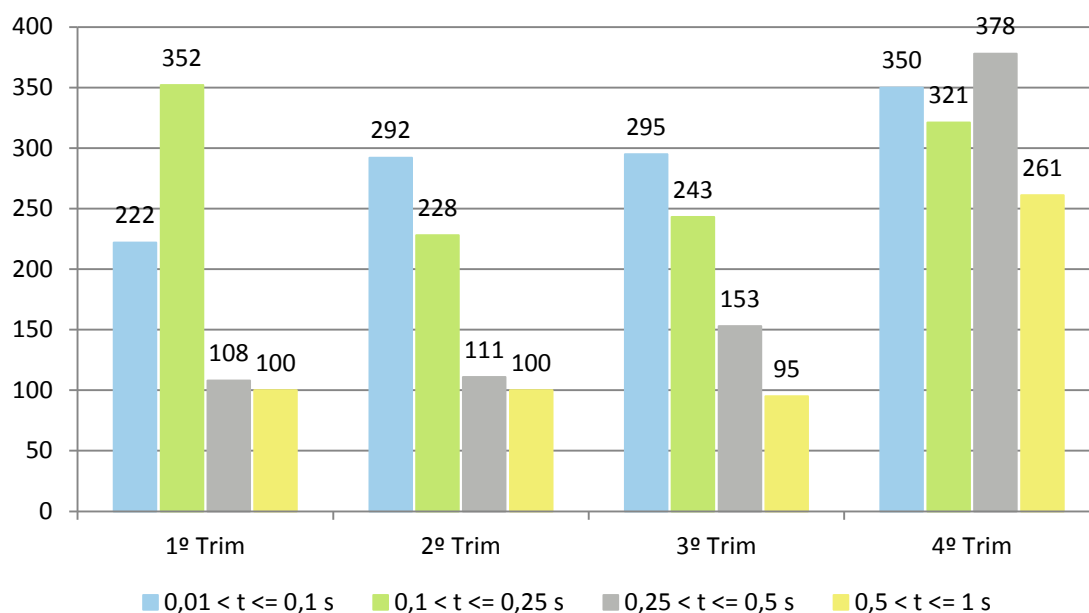


Gráfico 5.52 – N° de cavas de tensão com profundidade 0,01 Un ≤ U < 0,9 Un em PTD

#### 5.7.3.1.6 Interrupções de serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 66 PTD (40%), num total de 364 interrupções, tendo sido o 3º trimestre o que maior número (116) de interrupções de serviço registou.

As mesmas observações tecidas a propósito deste tipo de ocorrências em barramentos de MT podem ser transpostas para o caso dos PTD, ou seja na sua maioria, as interrupções de serviço nos PTD monitorizados foram também de curta duração.

#### 5.7.3.1.7. Evolução de alguns indicadores da QEE no período de 2010-2012

Nos gráficos seguintes (5.53, 5.54, 5.55 e 5.56) pode ver-se a evolução de alguns dos indicadores mais representativos da QEE, no decurso do triénio 2010-2012. 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.

De notar que as subestações (SE) de AT/MT, a que pertencem os barramentos de MT alvo das medições, nas monitorizações de duração trimestral, variam de ano para ano, localizando-se, em cada ano, em regiões diversas do país.

Os seus barramentos de MT alimentam diferentes troços de rede, além de que as condições atmosféricas variam igualmente de ano para ano e, em cada ano, de região para região, podendo a referida tendência geral de melhoria dos indicadores de QEE não se verificar num indicador pontual, num determinado ano, não significando tal eventualidade diminuição de qualidade de serviço, nem do zelo na procura da melhoria, por parte da Empresa.

No caso das cavas de tensão, a evolução é clara no sentido da sua diminuição. Registe-se, no entanto, que não existem, para esta perturbação, nem indicador normativo, nem valor definido de referência para efeito comparativo, não ficando as cavas de tensão na sua esmagadora maioria associadas a qualquer interrupção de serviço.

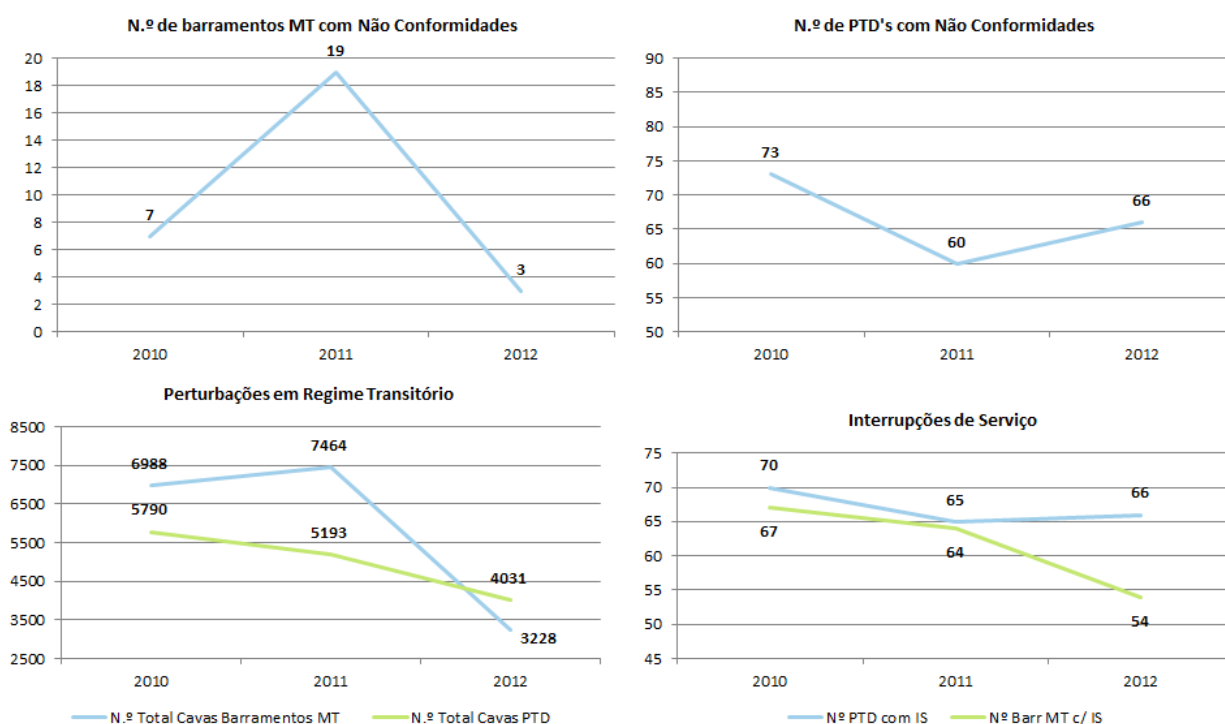


Gráfico 5.53 & 5.54 & 5.55 & 5.56 – Evolução de alguns indicadores da QEE

#### 5.7.4 Monitorizações da QEE em modo permanente

Com duração anual, i.e., de modo permanente, efetuaram-se, em 2012, ações de monitorização da QEE em:

- 29 Subestações de AT/MT;
- 42 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												
N.º 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	N.º SE AT/MT monit.	N.º Barr (MT) Monit	N.º Barr (MT) Não Conf	Cavas		Int Serv		Uef Bar/SE	Distorção Harm Tensão Bar/SE	Flic/Trem Bar/SE	Udes Bar/SE	F Bar/SE
				N.º Barr MT c/ Cavas	N.º Cavas em Barr MT	N.º Barr MT c/IS	N.º Total IS em Barr MT					
2012	29	42	8	42	3843	30	116		4	4		
2011	25	35	6	35	3894	21	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 414 subestações de AT/MT da EDP Distribuição, em serviço em 2012, se acham presentemente, em modo de monitorização permanente, cerca de 7% 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 2012, esteve sob monitorização regular – trimestral e anual – um conjunto de subestações de AT/MT que correspondeu a 34% do universo em questão, valores que espelham a preocupação da EDP Distribuição em aferir

a QEE 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 29 subestações de AT/MT, com os seus 42 Barramentos de MT, monitorizados em 2012, de modo contínuo, podem destacar-se os seguintes indicadores globais da QEE:

- N.º de barramentos com registos de NC: 8;
- tremulação/flicker da tensão: 4 registos de NC;
- distorção harmónica da tensão - 4 registos de NC;
- N.º de cavas de tensão em barramentos de MT: 3843;
- N.º de barramentos de MT com interrupções de serviço: 30;
- N.º total de interrupções de serviço em barramentos de MT: 116;



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 2012 atingiu-se um número total de 3843 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 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.

No Gráfico 5.57, 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. Este tipo de cavas representou 70% do total de cavas de tensão ocorridas.

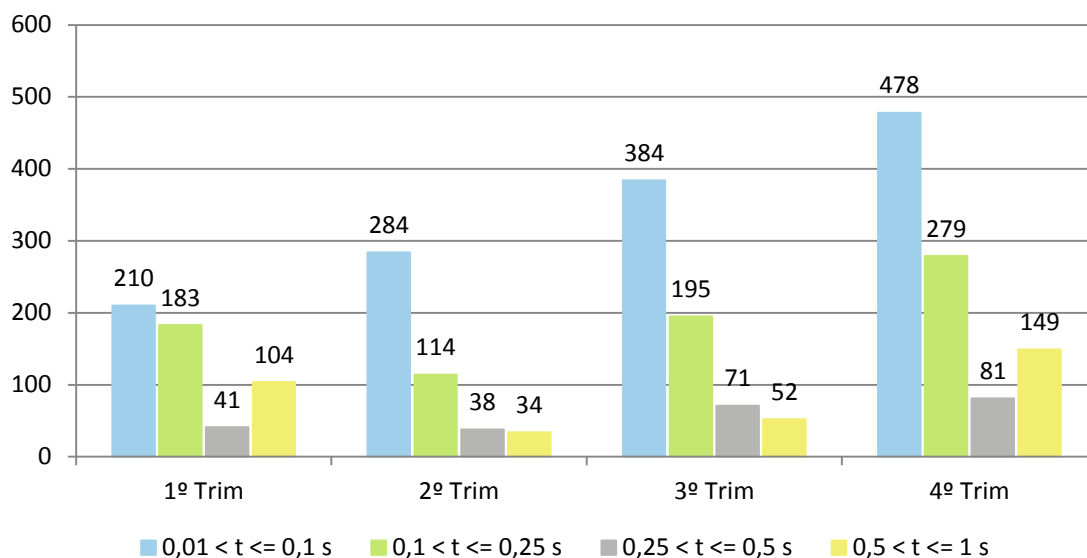


Gráfico 5.57 – N.º de cavas de tensão com profundidade até 30% de  $U_n$  ( $0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$ ) em barramento MT

No Gráfico 5.58, 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 (até 1s). Este tipo de cavas representou 93% do total de cavas de tensão ocorridas.

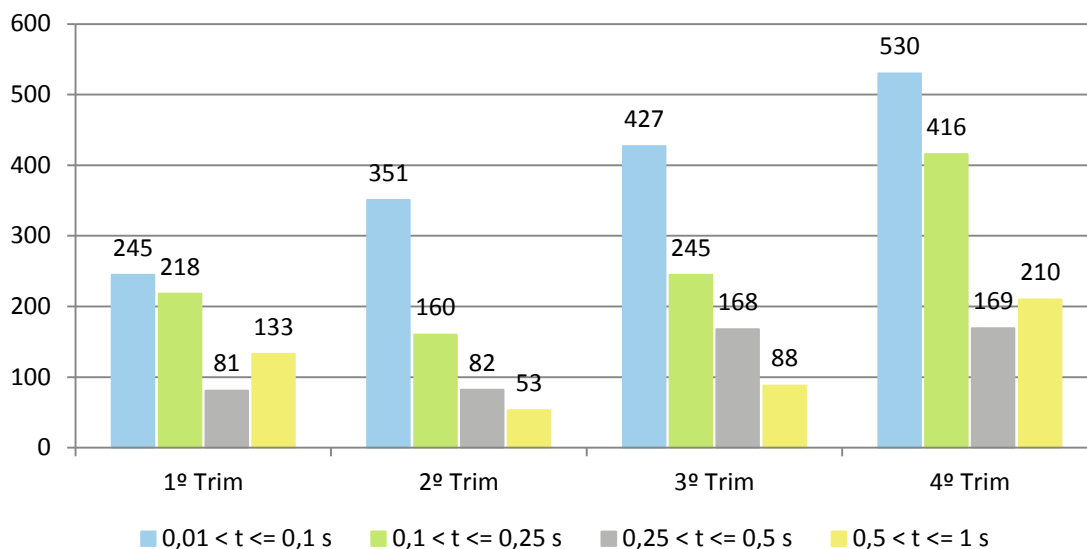


Gráfico 5.58 – N.º de cavas de tensão com profundidade  $0,01 U_n \leq U < 0,9 U_n$  em barramento MT

#### 5.7.4.3. Interrupções de serviço

Em 2012, na monitorização permanente foram afetados por esta perturbação 30 barramentos de MT, nos quais se registaram 116 interrupções.

Como referido anteriormente, no geral, estas situações tiveram curta duração.

#### 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 contribuído para uma melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição, visando em especial os seguintes parâmetros da QEE:

#### Tremulação de tensão (Flicker de longa duração)

Na maioria dos PTD, esta situação de ligeira ultrapassagem dos valores máximo ( $Plt=1$ ) do parâmetro tremulação/flicker de longa duração da tensão ocorreu durante uma ou duas semanas de todo o período de monitorização. Nestes PTD verifica-se que, em condições normais, o flicker se situa 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 deve-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,

procurando-se conjuntamente encontrar soluções possíveis de atenuação desta NC.

Existe também um conjunto de PTD em que a origem desta perturbação estará associada à atividade industrial dum conjunto de empresas, com cargas potencialmente poluidoras, localizadas nas proximidades. Nestes casos, este tipo de perturbação estará circunscrito a uma determinada zona industrial.

O incremento da Potência de curto-circuito associado ao constante reforço da rede AT/MT traduzir-se-á numa mitigação desta perturbação da tensão.

#### **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**

Do conjunto de PTD que apresentaram não conformidade ao nível da distorção harmónica esta foi devida principalmente 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.

Em 2 PTD, foram evidenciados valores de distorção harmónica da tensão para as harmónicas ímpares múltiplas de 3 (3.ª, 9.ª, 15.ª e 21.ª) um pouco superiores ao normal para este tipo de instalação. Estas harmónicas homopolares estarão

circunscritas à rede BT, não passando para a rede MT, devido ao grupo de ligação (Dyn) do TP que bloqueia a passagem das harmónicas homopolares para montante. Com o objetivo de caracterizar melhor as condições de funcionamento dos PTD foi realizado um conjunto de medições complementares / recolha de informação que permita, posteriormente, encontrar soluções de resolução/mitigação das referidas inconformidades.

#### **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 nestas novas regulações os critérios globais de seletividade e coordenação dos sistemas de proteção da rede

#### **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 lhe 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.

#### **Plano Anual Monitorização 2012**

Com base nas monitorizações trimestrais e nas monitorizações permanentes da QEE, realizadas no âmbito do Plano de Monitorização, em 2012, foram acompanhados 179 Clientes alimentados em MT, dos mais diversos tipos de indústria ou atividade.

#### **Monitorizações complementares**

Em 2012, com base em monitorizações complementares realizadas no ponto de entrega às instalações dos clientes ou no respetivo barramento a montante, e com período de medição de aproximadamente um mês, foram acompanhados 25 clientes alimentados em AT, MT ou BT:

- 1 posto de corte AT;
- 1 PRE AT;
- 1 posto de seccionamento MT;
- 20 pontos de entrega MT;
- 1 posto de transformação BT;
- 1 ponto de entrega BT;

#### **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 2012 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 2012 um investimento total na ordem dos 328 milhões de Euros, destacando-se pela sua relevância estruturante para a rede de distribuição: a colocação em serviço de 6 novas subestações AT/MT e cerca de 1108 km de novas redes AT, MT e BT e a instalação de mais de 1250 pontos de telecomando na rede MT, tendo-se atingido no final de 2012 cerca de 5000 pontos de telecomando na rede aérea e subterrânea de MT

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 2012 à execução de seis planos específicos de melhoria que abrangeram os distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e norte de Lisboa (zona oeste). No final do ano e face aos resultados bastante favoráveis atingidos concluíram-se os planos de melhoria nos distritos de Aveiro (2 planos) e de Viseu.

Relativamente aos restantes 3 planos, que abrangem os distritos de Leiria (dois planos) e Lisboa (zona norte), registaram-se melhorias relevantes em todos os indicadores de continuidade de serviço – reduções superiores a cerca de 30% comparativamente a 2011. De salientar, em particular, a melhoria registada no distrito de Leiria cujos indicadores se aproximaram da média da EDP Distribuição.

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 aéreas 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, conforme referido anteriormente, prosseguiu-se em 2012 a instalação de órgãos telecomandados da rede MT, tendo sido instalados cerca de 1250 novos pontos de telecomando, aumentando-se assim a capacidade de supervisão comando e controlo sobre a rede MT que têm um impacto significativo na redução dos tempos de duração dos incidentes e na eficiência operacional – no final de 2012 a rede MT contava com cerca de 5000 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:

- Conclusão no final de 2012 do projeto de uniformização do regime de neutro da rede de MT na EDP Distribuição que se tinha iniciado em 2011 e envolveu intervenções em cerca de 70 subestações AT/MT; com a conclusão deste projeto a rede de subestações AT/MT da EDP Distribuição passou a ter um único regime de neutro – neutro

impedante através de Reatância de Neutro

- Conclusão do projeto de concentração dos Centros de Condução da rede de distribuição em apenas dois locais: Lisboa – Palhavã e Porto – Boavista; em cerca de 12 anos a EDP Distribuição concentrou cerca de 25 centros de condução localizados em outras tantas localidades em apenas 2, garantindo simultaneamente total redundância de funcionamento entre ambos, ou seja, em situação de crise é possível supervisionar e operar as redes de distribuição a partir de um único local.
- Implementação dos esquemáticos digitais na condução da rede AT e MT eliminando na totalidade os esquemáticos murais de papel; a concretização deste projeto foi possível no seguimento da atualização tecnológica do equipamento de monitorização instalado nos dois Centros de Condução.
- Conclusão do projeto de análise de seletividade da totalidade da rede de 60 kV, garantindo a otimização do desempenho dos sistemas de proteção e automatismos instalados nas subestações e assegurando a

coordenação com as instalações do operador da rede de transporte e com a produção distribuída.

- Arranque do projeto de localização automática de defeitos na rede MT em esquemáticos digitais, tendo-se no final de 2012 atingido cerca de 400 painéis de linhas MT com esta funcionalidade.
- Continuidade do projeto de instalação de monitorização permanente da qualidade da energia elétrica nos barramentos MT de subestações AT/MT em novas instalações e nas que foram objeto de remodelação; no final de 2012 atingiu-se 29 subestações AT/MT e cerca de 42 barramentos MT.
- Atualização permanente dos planos de contingência por falha das principais subestações AT/MT e elaboração das matrizes de risco em caso de falha de uma instalação deste tipo, contribuindo-se desta forma para a minimização dos tempos de interrupção de serviço e, consequentemente, para a 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: 2012

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		0,34	8,63	0,16		5,92	1,92	25,67	2,98	0,25	0,52	1,57		2,42	50,37	50,37
Porto	0,07	0,09	5,26	0,02		3,28	1,97	19,61	6,83	0,15	0,75	3,79		1,88	43,62	43,69
Mondego	0,08	0,58	11,32	0,02		6,45	1,41	17,48	8,17	0,51	4,08	2,83		1,53	54,37	54,45
Tejo	0,08	1,00	13,92	0,13		6,26	6,64	40,20	2,11	0,71	1,61	7,85		3,84	84,29	84,36
Lisboa		0,34	6,51	0,03		1,92	1,63	33,02	1,03	0,68	0,92	1,29		1,43	48,79	48,79
Sul	0,22	0,99	18,96	0,00		3,53	4,82	49,69	2,68	0,46	2,17	4,43		2,80	90,53	90,75
EDP Distribuição	0,06	0,48	9,50	0,06		4,12	2,79	30,11	3,71	0,46	1,40	3,33		2,19	58,14	58,20

#### 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 como 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

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

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

**END MT (MWh)**

**Análise por DRC / EDP Distribuição**

**Ano: 2012**

**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		3,76	89,63	1,52		66,57	18,84	265,71	32,52	2,55	5,33	15,64		25,13	527,19	527,19
PORTO	0,95	1,33	77,90	0,36		53,61	32,51	289,72	104,59	2,20	10,89	60,34		28,65	662,09	663,04
MONDEGO	0,51	4,35	80,23	0,17		46,41	10,22	125,46	59,71	3,80	27,16	20,88		11,28	389,67	390,18
TEJO	0,69	9,71	131,45	1,28		62,50	64,68	390,10	20,53	7,23	15,75	73,61		36,75	813,58	814,26
LISBOA		6,04	115,54	0,54		34,80	28,66	591,88	18,48	12,21	16,53	22,64		25,96	873,28	873,28
SUL	1,62	7,98	140,91	0,02		26,87	35,38	369,95	20,91	3,56	15,60	33,08		19,94	674,22	675,84
EDP Distribuição	3,77	33,16	635,66	3,9		290,77	190,29	2 032,82	256,73	31,54	91,26	226,2		147,69	3 940,04	3 943,81

#### 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

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

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

**SAIFI MT (nº)**

**Análise por DRC / EDP Distribuição**

**Ano: 2012**

**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		0,04	0,23	0,00		0,20	0,05	0,58	0,07	0,05	0,03	0,05		0,09	1,38	<b>1,38</b>
PORTO	0,00	0,01	0,14	0,00		0,12	0,07	0,52	0,14	0,03	0,03	0,07		0,15	1,27	<b>1,27</b>
MONDEGO	0,00	0,05	0,33	0,00		0,22	0,13	0,48	0,17	0,05	0,11	0,04		0,14	1,71	<b>1,71</b>
TEJO	0,00	0,06	0,36	0,01		0,30	0,30	0,82	0,06	0,03	0,07	0,12		0,51	2,64	<b>2,64</b>
LISBOA		0,03	0,15	0,00		0,14	0,05	0,71	0,02	0,02	0,05	0,04		0,16	1,37	<b>1,37</b>
SUL	0,00	0,05	0,38	0,00		0,18	0,23	0,80	0,06	0,03	0,09	0,07		0,18	2,07	<b>2,07</b>
EDP Distribuição	0,00	0,04	0,27	0,00		0,20	0,14	0,65	0,08	0,04	0,06	0,07		0,21	1,75	<b>1,75</b>

#### 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

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

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

**SAIDI MT (min)**

**Análise por DRC / EDP Distribuição**

**Ano: 2012**

**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		0,54	15,71	0,19		10,24	1,59	36,20	4,32	0,49	0,64	2,55		2,18	74,65	<b>74,65</b>
PORTO	0,25	0,19	8,31	0,03		6,07	1,57	25,08	9,00	0,24	0,98	4,20		2,24	57,90	<b>58,15</b>
MONDEGO	0,36	0,99	18,54	0,06		10,34	2,22	25,00	12,87	0,45	2,48	3,30		2,34	78,60	<b>78,97</b>
TEJO	0,07	1,46	21,47	0,16		8,91	8,95	55,03	3,40	0,27	2,20	8,75		5,46	116,07	<b>116,14</b>
LISBOA		0,68	9,87	0,04		2,96	2,70	48,48	1,67	0,52	1,56	2,09		2,56	73,12	<b>73,12</b>
SUL	0,62	2,02	33,08	0,01		6,10	5,79	63,47	3,58	0,27	3,20	6,47		4,91	128,91	<b>129,52</b>
EDP Distribuição	<b>0,20</b>	<b>0,96</b>	<b>17,55</b>	<b>0,09</b>		<b>7,63</b>	<b>3,82</b>	<b>41,75</b>	<b>5,81</b>	<b>0,38</b>	<b>1,79</b>	<b>4,55</b>		<b>3,26</b>	<b>87,58</b>	<b>87,77</b>

#### 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 como 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

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

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

#### SAIFI BT (nº)

#### Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2012

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		0,04	0,23	0,00		0,20	0,05	0,67	0,12	0,11	0,03	0,05		0,14	1,65	1,65
PORTO	0,00	0,01	0,15	0,00		0,09	0,07	0,55	0,16	0,08	0,04	0,05		0,18	1,38	1,38
MONDEGO	0,00	0,08	0,40	0,00		0,22	0,12	0,56	0,21	0,07	0,31	0,03		0,16	2,16	2,16
TEJO	0,03	0,13	0,39	0,02		0,31	0,34	1,01	0,12	0,08	0,12	0,09		0,55	3,16	3,19
LISBOA	0,01	0,11	0,19	0,00		0,16	0,05	0,75	0,03	0,04	0,05	0,05		0,10	1,53	1,54
SUL	0,01	0,11	0,28	0,00		0,11	0,22	0,84	0,09	0,06	0,08	0,04		0,16	2,00	2,01
EDP Distribuição	0,01	0,08	0,25	0,00		0,18	0,12	0,72	0,11	0,07	0,10	0,05		0,20	1,88	1,88

#### 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 como 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

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



## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

#### SAIDI BT (min)

#### Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2012

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		0,57	17,26	0,00		10,83	1,99	40,99	9,80	5,83	0,71	2,48		2,72	93,19	93,19
PORTO	0,44	0,50	12,85	0,06		5,13	2,15	29,36	11,18	5,16	1,24	2,64		2,87	73,12	73,57
MONDEGO	0,42	2,92	19,62	0,03		11,50	2,00	27,44	19,32	3,61	5,36	2,60		2,50	96,91	97,33
TEJO	5,44	5,92	23,57	0,20		9,45	8,40	58,05	9,59	1,07	3,03	5,92		10,91	136,11	141,55
LISBOA	1,85	2,20	7,88	0,05		2,32	1,82	50,10	2,74	1,27	1,33	2,02		4,39	76,12	77,96
SUL	3,03	3,40	22,49	0,01		4,36	6,18	64,28	8,00	0,66	1,89	3,02		6,86	121,15	124,18
EDP Distribuição	1,68	2,34	15,67	0,06		6,71	3,28	44,18	9,27	2,99	2,06	2,90		4,69	94,15	95,83

#### 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

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

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### INDICADORES GERAIS

#### Análise por Zonas A, B, C

Ano: 2012

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	0,09	0,69	0,38	19,74	1,04	0,31	0,41	1,31		1,19	25,16
	B	0,35	2,20	2,39	29,43	3,71	0,65	1,01	1,88		1,62	43,24
	C	0,78	7,29	4,38	36,62	5,18	0,41	2,23	5,46		3,13	65,48
SAIFI MT (nº)	A	0,01	0,04	0,04	0,46	0,04	0,01	0,02	0,03		0,06	0,71
	B	0,02	0,10	0,09	0,61	0,06	0,04	0,05	0,04		0,15	1,17
	C	0,05	0,26	0,17	0,70	0,10	0,04	0,07	0,08		0,26	1,73
SAIFI BT (nº)	A	0,05	0,05	0,04	0,54	0,04	0,04	0,04	0,03		0,06	0,90
	B	0,07	0,12	0,10	0,71	0,07	0,07	0,07	0,04		0,15	1,40
	C	0,09	0,27	0,17	0,81	0,18	0,08	0,14	0,07		0,29	2,10
SAIDI MT (min)	A	0,19	0,73	0,43	22,85	1,54	0,20	0,41	1,59		1,42	29,35
	B	0,65	2,98	2,01	36,79	4,13	0,44	1,05	2,53		2,01	52,60
	C	1,22	10,57	5,10	47,15	7,22	0,39	2,31	5,82		4,05	83,82
SAIDI BT (min)	A	1,70	0,97	1,50	29,11	3,25	2,06	0,53	1,46		3,31	43,90
	B	2,17	2,55	2,56	40,07	5,45	2,36	1,42	1,58		3,64	61,81
	C	2,75	12,22	4,59	54,04	14,68	3,85	3,21	4,48		6,05	105,86

#### 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

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

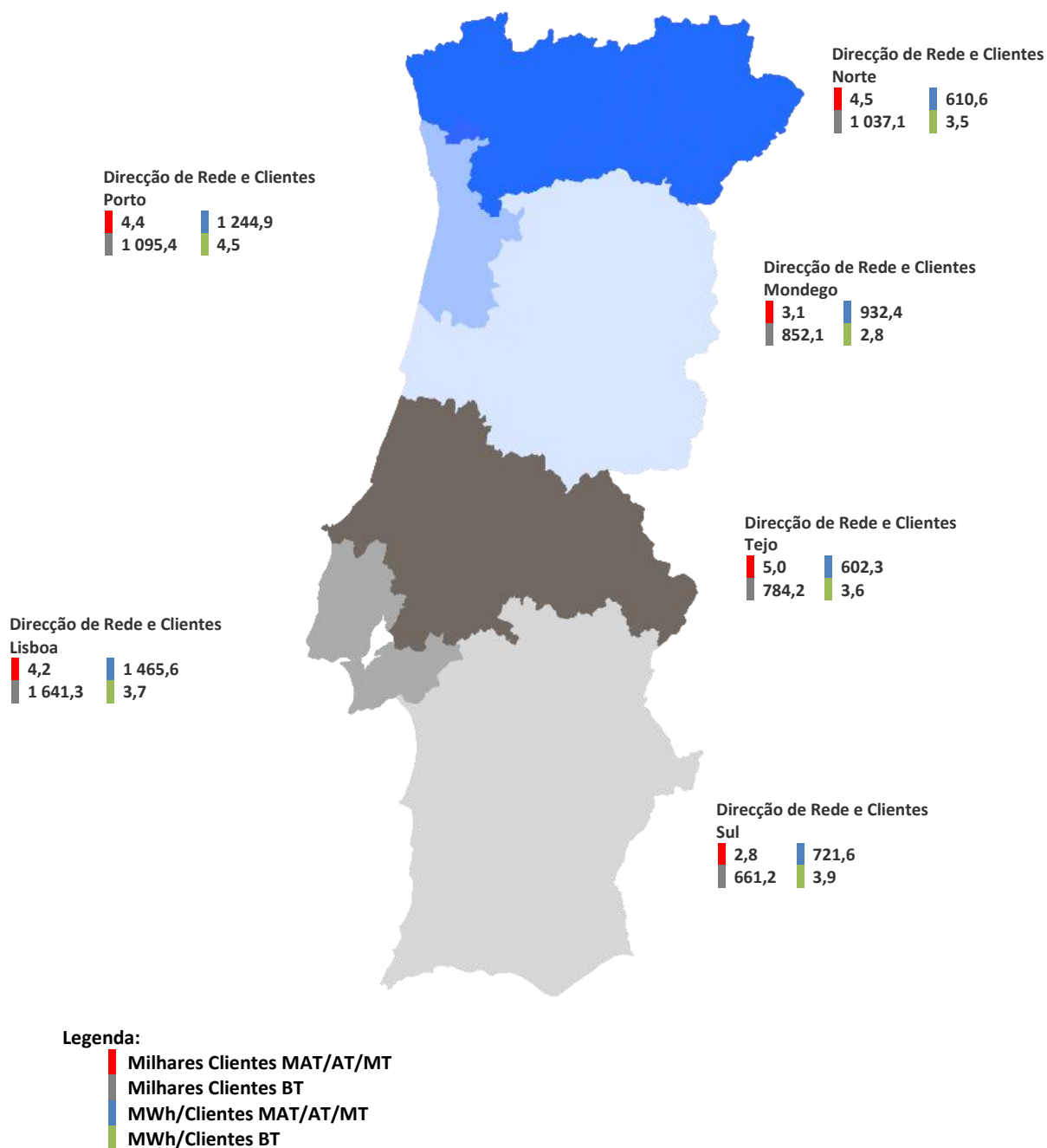
# **ANEXO 2**

**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 2012														
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	Guimarães	Riba d'Ave	Pevidém	15 kV - I	Guimarães	1	1				1	6		0
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Pevidém	15 kV - II	Guimarães						1	9		0
Norte	Penafiel	Valdigem	Amarante	15 kV	Amarante	1	1				1	14		0
Norte	Penafiel	Recarei	Rebordosa	15 kV - I	Paredes	1	1				1	8		0
Norte	Penafiel	Recarei	Rebordosa	15 kV - III	Paredes		1				1	6		0
Norte	Vila Real	Valdigem	Telheira	30 kV - I1/I2	Vila Real	1	1				1	6		0
Norte	Vila Real	Valdigem	Telheira	30 kV - I3	Vila Real		1				1	7		0
Norte	Vila Real	Chaves	Vidago	15 kV - I1	Chaves	1	1				1	14		0
Norte	Vila Real	Chaves	Vidago	15 kV - I2	Chaves		1				1	12		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Barrô	15 kV I1/I2	Águeda	1	1				1	9		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Barrô	15 kV - I3	Águeda		1				1	6		0
Porto	Feira	Estarreja	Rio Meão	15 kV - I1	Feira	1	1				1	6		0
Porto	Feira	Estarreja	Rio Meão	15 kV - I2	Feira		1				1	7		0
Porto	Feira	Canelas	Sanguedo	15 kV - I	Feira	1	1				1	10		0
Porto	Feira	Canelas	Sanguedo	15 kV - II	Feira		1				1	10		0
Porto	Maia	Vermoil	Vila do Conde	15 kV - I1	Vila do Conde	1	1				1	11		1
Porto	Maia	Vermoil	Vila do Conde	15 kV - I2	Vila do Conde		1				1	10		1
Mondego	Castelo Branco	Tábua	Candosa	15 kV	Tábua	1	1				1	19		0
Mondego	Castelo Branco	Ferro	Fundão	15 kV	Fundão	1	1				1	12		2
Mondego	Coimbra	Lavos	Gala	30 kV	Figueira da Foz	1	1				1	10		13
Tejo	Caldas da Rainha	Fanhões	Cabeda	30 kV - I1	Sobral de Monte Agraço	1	1				1	11		0
Tejo	Caldas da Rainha	Fanhões	Cabeda	30 kV - I2	Sobral de Monte Agraço		1				1	18		0
Tejo	Leiria	Penela	Pontão	15 kV	Ansião	1	1				1	76		1
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	6 kV	Portalegre	1	1				1	8		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Birre	10 kV - I	Cascais	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Birre	10 kV - II	Cascais		1				1	8		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Entrecampos	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	13		1
Lisboa	Lisboa	Carriche	Entrecampos	10 kV - I2	Lisboa		1				1	15		1
Lisboa	Lisboa	Sacavém	Expo Sul	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	14		42
Lisboa	Lisboa	Sacavém	Expo Sul	10 kV - II	Lisboa		1				1	11		18
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Miraflores	10 kV - I1	Oeiras	1	1				1	22		28
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Miraflores	10 kV - I2	Oeiras		1				1	14		19
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Reboleira	10 kV - I2	Amadora	1	1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Reboleira	10 kV - I1	Amadora		1				1	15		0
Lisboa	Loures	Sacavém	Anaia	10 kV - I1/I2	Loures	1	1				1	19		38
Lisboa	Loures	Sacavém	Anaia	30 kV - I1/I2	Loures		1				1	10		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Loures	10 kV - I/11	Loures	1	1				1	8		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Loures	10 kV - I2/I12	Loures		1				1	9		0
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Barreiro	15 kV - I1	Barreiro	1	1				1	19		1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Barreiro	15 kV - I2	Barreiro		1				1	18		1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Fogueteiro	15 kV - I1	Seixal	1	1				1	15		1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Fogueteiro	15 kV - II	Seixal		1				1	14		1
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Sobreda	30 kV - I	Almada	1	1				1	23		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Sobreda	30 kV - II	Almada		1				1	22		0
Sul	Faro	Estói	Torre Natal	15 kV - I	Faro	1	1				1	17		0
Sul	Faro	Estói	Torre Natal	15 kV - II	Faro		1				1	16		0
Sul	Portimão	Portimão	Aljezur	15 kV	Aljezur	1	1				1	29		5
						27	47				47	661	0	174
2.º Trimestre de 2012														
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	Viana do Castelo	Vila Fria	Âncora	15 kV	Caminha	1	1				1	4		0
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	São Romão de Neiva	15 kV - I1	Viana do Castelo	1	1				1	13	1	3
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	São Romão de Neiva	15 kV - I2	Viana do Castelo		1				1	16		0
Norte	Vila Real	Chaves	Valpaços	15 kV	Valpaços	1	1				1	16		0
Porto	Aveiro	Estarreja	Albergaria	15 kV	Albergaria	1	1				1	13		0
Porto	Feira	Estarreja	Ovar	15 kV	Ovar	1	1				1	14		0
Porto	Maia	Vermoil	Mosteirô	15 kV - I/III	Vila do Conde	1	1				1	18		0
Porto	Maia	Vermoil	Mosteirô	15 kV - II	Vila do Conde		1				1	11	1	1
Porto	Porto	Ermesinde	Antas	15 kV - I1	Porto	1	1				1	6		0
Porto	Porto	Ermesinde	Antas	15 kV - I2	Porto		1				1	7		0
Porto	Porto	Ermesinde	Campo 24 de Agosto	15 kV - I1	Porto	1	1	1	U15h=0,63%	6 (6)	1	8		0
Porto	Porto	Ermesinde	Campo 24 de Agosto	15 kV - I3	Porto		1	1	U15h=0,59%	6 (6)	1	1		0
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I1	Espinho	1	1				1	13		0
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I2	Espinho		1				1	9		0
Porto	Porto	Canelas	Pedroso	15 kV - I1/I3	Vila Nova de Gaia	1	1				1	14	1	2
Porto	Porto	Canelas	Pedroso	15 kV - II1/II3	Vila Nova de Gaia		1				1	15		0
Mondego	Castelo Branco	Castelo Branco	Castelo Branco	6 kV - I1	Castelo Branco	1	1				1	17		0
Mondego	Castelo Branco	Castelo Branco	Castelo Branco	6 kV - I2	Castelo Branco		1				1	18		0
Mondego	Coimbra	Pereiros	Alegria	15 kV - I1	Coimbra	1	1				1	10	1	1
Mondego	Coimbra	Pereiros	Alegria	15 kV - I2	Coimbra		1				1	12	1	3
Mondego	Coimbra	Tábua	Fronhas	15 kV	Arganil	1	1				1	9	1	5
Mondego	Guarda	Chafariz	Celorico	15 kV	Celorico da Beira	1	1				1	6		0
Mondego	Viseu	Valdigem	Varosa	30 kV - I2	Lamego	1	1				1	13	1	1
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Arco Carvalhão	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Arco Carvalhão	10 kV - I2	Lisboa		1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Norte	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Norte	10 kV - I2	Lisboa		1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Santa Marta	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Santa Marta	10 kV - II	Lisboa		1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Telheiras	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	13		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Telheiras	10 kV - I2	Lisboa		1				1	13		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Vale Escuro	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Vale Escuro	10 kV - I2	Lisboa		1				1	10		0
Lisboa	Loures	Alto Mira	Mem Martins	10 kV - I1	Sintra	1	1				1	11		0
Lisboa	Loures	Alto Mira	Mem Martins	10 kV - I2	Sintra		1				1	12	1	1
Lisboa	Loures	Sacavém	Moscavide	10 kV - I1	Loures	1	1				1	10		0
Lisboa	Loures	Sacavém	Moscavide	10 kV - I2	Loures		1				1	11		0
Lisboa	Loures	Sacavém	Moscavide	30 kV	Loures		1				1	11		0
Lisboa	Loures	Trajouce	Rio de Mouro	10 kV - I1	Sintra	1	1				1	10		0
Lisboa	Loures	Trajouce	Rio de Mouro	10 kV - I2	Sintra		1				1	10		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Brasil	15 kV - I1	Setúbal	1	1				1	18		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Brasil	15 kV - II	Setúbal		1				1	18		0
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Quimiparque	15 kV	Barreiro	1	1				1	23	1	5
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Quimiparque	6 kV - I/I2	Barreiro		1				1	12	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	15 kV - I1	Alcochete	1	1				1	22		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	15 kV - I2	Alcochete		1				1	28	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	30 kV	Alcochete		1				1	6		0
Sul	Beja	Portimão	São Teotónio	30 kV	Odemira	1	1				1	30	1	1
						27	48	2			48	614	12	25

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2012														
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	Penide	15 kV - I1	Barcelos	1	1				1	25		0
Norte	Braga	Oleiros	Penide	15 kV - I2	Barcelos		1				1	29		0
Norte	Bragança	Pocinho	Bragança	30 kV	Bragança	1	1				1	58		0
Norte	Penafiel	Torrão	Fornos	15 kV	Castelo de Paiva	1	1				1	18	1	1
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	France	15 kV	Vila Nova de Cerveira	1	1				1	23		0
Norte	Viana do Castelo	Ruivães	Lindoso	15 kV	Ponte da Barca	1	1				1	16		0
Porto	Aveiro	Estarreja	Vista Alegre	15 kV - I1	Albergaria	1	1				1	13		0
Porto	Aveiro	Estarreja	Vista Alegre	15 kV - I2	Albergaria		1				1	11		0
Porto	Feira	Estarreja	Devesa Velha	15 kV - I1	São João da Madeira	1	1				1	12		0
Porto	Feira	Estarreja	Devesa Velha	15 kV - I2/I3	São João da Madeira		1				1	15		0
Porto	Maia	Vermoim	Alfena	15 kV	Valongo	1	1				1	12		0
Porto	Maia	Vermoim	Beiriz	15 kV - I1	Póvoa de Varzim	1	1				1	12		0
Porto	Maia	Vermoim	Beiriz	15 kV - I2	Póvoa de Varzim		1				1	14		0
Porto	Porto	Ermesinde	Antas	15 kV - I3	Porto	1	1				1	13		0
Mondego	Castelo Branco	Falagueira	Vale Serrão	30 kV	Proença-a-Nova	1	1				1	17	1	4
Mondego	Guarda	Chafariz	Pinhel	15 kV	Pinhel	1	1				1	26	1	2
Mondego	Guarda	Ferro	Várzea	15 kV	Covilhã	1	1				1	37		0
Mondego	Viseu	Bodiosa	Orgens	15 kV	Viseu	1	1				1	15		0
Mondego	Viseu	Valdigem	Varosa	30 kV - I1	Lamego	1	1				1	52		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Sancheira	30 kV - I1	Óbidos	1	1				1	80	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Sancheira	30 kV - I2	Óbidos		1				1	81		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Abóboda	10 kV - I1	Cascais	1	1				1	13		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Abóboda	10 kV - I2	Cascais		1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Alcoitão	10 kV - I1	Cascais	1	1				1	12	1	1
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Alcoitão	10 kV - II	Cascais		1				1	15		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Amoreiras	10 kV - I1	Lisboa	1	1				1	13		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Amoreiras	10 kV - I2	Lisboa		1				1	14	1	1
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Casal de São Brás	10 kV - I1	Amadora	1	1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Casal de São Brás	10 kV - I2	Amadora		1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Entrecampos	10 kV - I3	Lisboa	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Entrecampos	10 kV - I4	Lisboa		1				1	13	1	1
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Santa Marta	10 kV - I3	Lisboa	1	1				1	12		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Santa Marta	10 kV - I4	Lisboa		1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	São Ciro	10 kV	Lisboa	1	1				1	11		0
Lisboa	Loures	Trajouce	Capa Rota	10 kV - I1	Sintra	1	1				1	9		0
Lisboa	Loures	Trajouce	Capa Rota	10 kV - I2	Sintra		1				1	12	1	1
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Carrascas	30 kV	Palmela	1	1				1	6	1	3
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Carrascas	15 kV	Palmela		1				1	6	1	17
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Montijo	15 kV	Montijo	1	1				1	18		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Portagem	15 kV - I1	Almada	1	1				1	8		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Portagem	15 kV - I2	Almada		1				1	11		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Terroa	15 kV - I1	Setúbal	1	1				1	13		0
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Terroa	15 kV - I2	Setúbal		1				1	9	1	1
Sul	Faro	Estói	Loulé	15 kV - I1	Loulé	1	1				1	7		0
Sul	Faro	Estói	Loulé	15 kV - II	Loulé		1				1	12		0
Sul	Portimão	Portimão	Lagos	15 kV - I1	Lagos	1	1				1	23		0
Sul	Portimão	Portimão	Lagos	15 kV - II	Lagos		1				1	16		0
						30	47				47	889	11	33

4.º Trimestre de 2012														
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	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - I1	Fafe	1	1					13	1	1
Norte	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - II	Fafe		1					7		0
Norte	Penafiel	Torrão	Bustelo	15 kV - I1	Penafiel	1	1					12		0
Norte	Penafiel	Torrão	Bustelo	15 kV - II	Penafiel		1					34		0
Norte	Penafiel	Valdigem	Carneiro	15 kV	Amarante	1	1					13	1	2
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Feitosa	15 kV - I1	Ponte de Lima	1	1					17	1	1
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Feitosa	15 kV - II/III	Ponte de Lima		1					16	1	2
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Valença	15 kV - I1	Valença	1	1					20		0
Norte	Viana do Castelo	Vila Fria	Valença	15 kV - I2	Valença		1					40		0
Norte	Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	Soutelo	30 kV	Vila Pouca de Aguiar	1	1					39		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Gafanha	15 kV - I1	Ílhavo	1	1					34		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Gafanha	15 kV - I2	Ílhavo		1					35		0
Porto	Feira	Estarreja	São João da Madeira	15 kV - I1	Feira	1	1					15		0
Porto	Feira	Estarreja	São João da Madeira	15 kV - I2	Feira		1					14		0
Porto	Maia	Vermoim	Muro	15 kV	Trofa	1	1					19		0
Mondego	Guarda	Vila Chã	Gouveia	15 kV	Gouveia	1	1					14		0
Mondego	Guarda	Vila Chã	Loriga	15 kV	Loriga	1	1					14	1	7
Mondego	Guarda	Vila Chã	Mangualde	15 kV	Mangualde	1	1					18		0
Mondego	Guarda	Vila Chã	Sabugal	15 kV	Sabugal	1	1					25	1	1
Mondego	Guarda	Vila Chã	Sabugueiro	15 kV	Seia	1	1					8		0
Tejo	Portalegre	Falagueira	Pracana	30 kV	Mação	1	1					16		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	15 kV - I1	Entroncamento	1	1					20		0
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	15 kV - II	Entroncamento		1					20		0
Tejo	Santarém	Santarém	Fontainhas	15 kV	Santarém	1	1					46	1	1
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Alameda	10 kV	Lisboa	1	1					13		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Central Tejo	10 kV - I1	Lisboa	1	1					10	1	1
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Central Tejo	10 kV - I2	Lisboa		1					13		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Figueirinha	10 kV - I1	Oeiras	1	1					11		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Figueirinha	10 kV - II	Oeiras		1					9		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Leião	10 kV - I1	Oeiras	1	1					11		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Leião	10 kV - III	Oeiras		1					12	1	2
Lisboa	Loures	Sacavém	Expo Norte	10 kV - I1	Loures	1	1					10		0
Lisboa	Loures	Sacavém	Expo Norte	10 kV - I2	Loures		1					11		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Fanhões	10 kV - I1	Loures	1	1					9		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Fanhões	10 kV - I2	Loures		1					9	1	1
Sul	Évora	Évora	Terena	15 kV	Alandroal	1	1	1	P1t=1,02			213	1	4
Sul	Portimão	Tunes	Lagoa	15 kV - I1	Lagoa	1	1					47		0
Sul	Portimão	Tunes	Lagoa	15 kV - I2	Lagoa		1					48		0
Sul	Portimão	Tunes	Montechoro	15 kV	Albufeira	1	1					39	1	5
Sul	Portimão	Tunes	Silves	15 kV	Silves	1	1					43	1	5
Sul	Portimão	Tunes	Silves	15 kV	Silves		1					47	1	1
						28	41	1				1064	14	34

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

PTD Balanço do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição															
1.º Trimestre de 2012															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento 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	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Freixo de Espada-à-Cinta	Freixo de Espada-à-Cinta	PTD FES0001	1	1	Umax=1,13 Un	12(12)	1	4	1	4
Norte	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Miranda	Miranda do Douro	PTD MRD0063	1				1	5	-	-
Norte	Penafiel	Valdigem	Amarante	15 kV - I	Sobreiro	Amarante	PTD AMT0093	1	1	Umax=1,12 Un	13(13)	1	13	-	-
Norte	Penafiel	Valdigem	Amarante	15 kV - I	Tomadas	Amarante	PTD AMT0101	1				1	9	1	1
Norte	Penafiel	Recarei	Rebordosa	15 kV - I	Cete	Paredes	PTD PRD0366	1				1	6	-	-
Norte	Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	Vidago	15 kV - I1	Boticas	Boticas	PTD BTC0001	1				1	6	1	1
Norte	Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	Vidago	15 kV - I1	Boticas	Boticas	PTD BTC0023	1	1	Umax=1,11 Un	5(12)	1	6	-	-
Porto	Maia	Vermoil	Mosteiró	15 kV - II	Maia I	Maia	PTD MAI0651	1				1	4	-	-
Porto	Maia	Vermoil	Vila do Conde	15 kV - I2	Mindelo	Vila do Conde	PTD VCD0358	1				1	3	1	1
Porto	Maia	Vermoil	Mosteiró	15 kV - I	Modivas	Vila do Conde	PTD VCD0443	1				1	5	-	-
Porto	Porto	Ermesinde	Campo 24 de Agosto	15 kV - I3	S.14	Porto	PTD PRT0046	1				1	0	-	-
Porto	Porto	Ermesinde	Campo 24 de Agosto	15 kV - I3	S.11	Porto	PTD PRT0425	1	1	P1t=1,36	8(119)	1	2	-	-
Porto	Porto	Canelas	Vilar do Paraiso	15 kV - I3	Espinho II	Vila Nova de Gaia	PTD VNG0800	1				1	5	1	2
Mondego	Castelo Branco	Ferro	Fundão	15 kV	Fundão II	Fundão	PTD FND0262	1				1	5	-	-
Mondego	Castelo Branco	Tábua	Candosa	15 kV	Tábua	Tábua	PTD TBU0058	1				1	17	1	1
Mondego	Guarda	Vila Chã	Mangualde	15 kV	Salgueiro	Mangualde	PTD MGL0053	1				1	8	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Pinhel	15 kV	Pinhel	Pinhel	PTD PNH0076	1				1	24	-	-
Mondego	Viseu	Torrão	Aregos	15 kV	Cinfães	Cinfães	PTD CNF0070	1				1	9	1	2
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV - I2	Sernancelhe	Sernancelhe	PTD SRN0038	1				1	17	1	2
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV - I	Praça de Goa	Viseu	PTD VIS0390	1				1	11	1	9
Tejo	Caldas da Rainha	Carvoeira	Cabeda	30 kV - I2	CL.3217 (Ex-CL.2001)	Arruda dos Vinhos	PTD ARV0071	1				1	11	-	-
Tejo	Caldas da Rainha	Carvoeira	Cabeda	30 kV - I1	CL.3216 (Ex-1614)	Sobral de Monte Agraço	PTD SMA0076	1				1	5	-	-
Tejo	Portalegre	Badajoz	Arronches	30 kV	Monforte	Monforte	PTD MFT0088	1				1	26	1	5
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - IV	Aramenha	Marvão	PTD MRV0039	1				1	3	1	3
Tejo	Portalegre	Estremoz	Estremoz	30 kV	EV30-17 Souzel	Sousel	PTD SSL0042	1	1	P1t=1,51	2(7)	1	119	1	12
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	30 kV - I2	LA.947 Alpiarça	Alpiarça	PTD APC0075	1				1	11	1	11
Tejo	Santarém	Porto Alto	Coruche	30 kV - I2	Zona industrial	Coruche	PTD CCH0381	1	1	Umax=1,13 Un	11(11)	1	17	1	1
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I	Torres Novas	Entroncamento	PTD ENT0075	1				1	6	-	-
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I2	Estremadura (Almourrol)	Vila Nova da Barquinha	PTD VNB0001	1	1	Umax=1,11 Un	1(9)	1	21	-	-
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	C.1031	Oeiras	PTD ORS9373	1				1	2	-	-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Barreiro	15 kV - I2	AL15-18 Jormal	Barreiro	PTD BRR0310	1				1	4	1	1
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Barreiro	15 kV - I2	AL15-95 Rua do Ginásio	Moita	PTD MTA0196	1				1	4	-	-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	30 kV	ST30-82 Alto Estanqueiro	Montijo	PTD MTJ0023	1				1	10	-	-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Foguetheiro	15 kV - I1	AL15-69 Chaveiro	Seixal	PTD SXL0622	1				1	5	-	-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Ferreira do Alentejo	30 kV	B130-42 Caeira	Alvito	PTD AVT0001	1	1	P1t=1,79	6(11)	1	83	1	1
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Castro Verde	15 kV	B115-82 Rua 25 de abril	Castro Verde	PTD CVR0001	1	1	P1t=1,02	1(11)	1	70	1	7
Sul	Évora	Évora	Portel	15 kV	EV15-85 Portel	Portel	PTD PRL0065	1	1	P1t=1,45	1(12)	1	43	-	-
Sul	Évora	Évora	Caeira	30 kV	EV30-12 Alcáçovas	Viana do Alentejo	PTD VNT0002	1	1	P1t=1,93	12(12)	1	180	-	-
Sul	Portimão	Portimão	Aljezur	15 kV	FR15-87 Aljezur	Aljezur	PTD AJZ0001	1				1	23	-	-
Sul	Portimão	Portimão	Aljezur	15 kV	FR15-170 Bensafim	Aljezur	PTD AJZ0087	1				1	21	-	-
Sul	Portimão	Portimão	Monchique	15 kV	FR15-89 Foia	Monchique	PTD MCQ0001	1	1	Umin=0,84 Un	1(12)	1	16	1	3
								41	12			41	839	18	67
2.º Trimestre de 2012															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento 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	Bragança	Macedo	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I2	Macedo I	Macedo de Cavaleiros	PTD MCD0112	1				1	8	-	-
Norte	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Miranda	Miranda do Douro	PTD MRD0001	1				1	7	1	3
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	Lousada	PTD LSD0128	1				1	10	1	1
Norte	Penafiel	Recarei	Lordelo	15 kV - I2	Seroa	Paços de Ferreira	PTD PFR0270	1				1	5	1	15
Norte	Penafiel	Torrão	Bustelo	15 kV - I2	Agra	Penafiel	PTD PNF0119	1				1	6	-	-
Norte	Vila Real	Chaves	Valpaços	15 kV	Valpaços I	Valpaços	PTD VLP0063	1				1	10	1	7
Norte	Vila Real	Chaves	Valpaços	15 kV	Carrazedo de Montenegro	Valpaços	PTD VLP0161	1				1	4	-	-
Porto	Maia	Custoias	Matosinhos	15 kV - I2	Forbes Bessa	Matosinhos	PTD MTS0066	1				1	10	-	-
Porto	Maia	Custoias	Custoias	15 kV - I4	Feira Nova	Matosinhos	PTD MTS0476	1				1	3	-	-
Porto	Maia	Vermoil	Muro	15 kV	Pateiras	Trofa	PTD TRF0114	1				1	6	1	1
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I2	Rosas	Espinho	PTD ESP0002	1				1	21	-	-
Porto	Porto	Canelas	Espinho	15 kV - I2	Liceu	Espinho	PTD ESP0075	1				1	9	-	-
Porto	Porto	Canelas	Pedroso	15 kV - II3	Monte Grande	Vila Nova de Gaia	PTD VNG0444	1				1	13	1	1
Mondego	Castelo Branco	Tábua	Fronhas	15 kV	Zona ind. Sarzedo	Arganil	PTD AGN0109	1				1	64	1	4
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vale Serrão	30 kV	Zona industrial	Pronçea-a-Nova	PTD PNV3048	1				1	3	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Pinhel	15 kV	Almeida	Almeida	PTD ALD0051	1	1	Umax=1,12 Un	10(10)	1	5	1	18
Mondego	Guarda	Chafariz	Celorico	15 kV	Cortijô da Serra	Celorico da Beira	PTD CLB0079	1				1	12	-	-
Mondego	Guarda	Chafariz	Celorico	15 kV	Fornos de Algodres	Fornos de Algodres	PTD FAG0015	1	1	Umax=1,13 Un	9(10)	1	2	1	1
Mondego	Viseu	Valdigem	Varosa	30 kV - I2	Armamar	Armamar	PTD AMM0002	1				1	7	1	4
Mondego	Viseu	Valdigem	Varosa	30 kV - I2	Armamar	Armamar	PTD AMM0077	1				1	7	1	4
Mondego	Viseu	Valdigem	Varosa	30 kV - I2	Pinhão	Tabuaço	PTD TAB0001	1	1	Umax=1,11 Un	1(12)	1	6	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Maiorga	Nazaré	PTD NZR0023	1				1	33	-	-
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Caldas da Rainha	30 kV	Óbidos	Óbidos	PTD OBD0175	1				1	21	1	1
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte de Sor	30 kV - II	PC Alter do Chão	Fronteira	PTD FTR0001	1				1	27	-	-
Tejo	Portalegre	Zêzere	Vila de Rei	15 kV	Vila de Rei	Vila de Rei	PTD VLR0063	1	2	Umax e P1t=1,02	1(11)	1	29	1	3
Tejo	Portalegre	Zêzere	Vila de Rei	15 kV	Vila de Rei	Vila de Rei	PTD VLR0074	1	1	P1t=1,03	1(9)	1	28	1	3
Tejo	Santarém	Santarém	Almeirim	30 kV - I2	Alpiarça	Alpiarça	PTD APC0001	1	1	Umax=1,102 Un	1(12)	1	29	-	-
Tejo	Santarém	Porto Alto	Coruche	30 kV - I1	PC Lagoiços	Coruche	PTD CCH0398	1	2	P1t=1,16 e USh=7,5%	1(11)	1	52	-	-
Tejo	Santarém	Zêzere	Entroncamento	30 kV - I2	Golegã	Golegã	PTD GLG0094	1	1	Ugh=0,58%	1(12)	1	29	-	-
Tejo	Santarém	Zêzere	Venda Nova	30 kV - I	Tomar I	Tomar	PTD TMR0255	1	1	Umax=1,105 Un	1(10)	1	19	1	4
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Miraflores	10 kV - I1	C.N.1936, PST 7880	Amadora	PTD AMD8489	1				1	12	-	-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	30 kV	ST30-60 Catapereiro	Alcochete	PTD ACH0114	1	1	P1t=1,69	12(12)	1	81	-	-
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Francisco	15 kV - I2	ST15-79 Conceição	Alcochete	PTD ACH0154	1				1	29	-	-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Quimiparque	6 kV - I	AL06-09 Fiação	Barreiro	PTD BRR0240	1				1	23	-	-
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Barreiro	15 kV - I2	AL15-95 Rua Ginásio	Moita	PTD MTA0182	1	1	P1t=1,02	1(12)	1	22	-	-
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Ferreira do Alentejo	30 kV	B130-42 Caeira	Alvito	PTD AVT0035	1	1	U1Sh=0,69%	12(12)	1	26	1	4
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Castro Verde	15 kV	B115-82 Rua 25 de Abril	Castro Verde	PTD CVR0054	1				1	17	1	3
Sul	Évora	Évora	Cerâmica	15 kV	EV15-37 Estremoz	Arraiolos	PTD ARL0027	1				1	76	-	-
Sul	Évora	Estremoz	Mora	15 kV	EV15-33 Escola secundária Mora	Mora	PTD MOR0029	1	1	P1t=1,55	1(12)	1	39	-	-
Sul	Portimão	Tunes	Lagoa	15 kV - I1	FR15-37 Parchal	Lagoa	PTD LGA0305	1				1	8	-	-
Sul	Portimão	Portimão	Lagos	15 kV - I1	FR15-41 Meia Praia	Lagos	PTD LGS0262	1				1	21	-	-
Sul	Portimão	Portimão	Vila do Bispo	15 kV	FR15-158 Vila do Bispo	Vila do Bispo	PTD VBP0081	1	1	Umin=0,83 Un	1(13)	1	16	-	-
								42	16			42	855	18	75



## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2012																
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento 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	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV	Vila Flor	Torre de Moncorvo	PTD TMC0006	1	1	Pit=1,45	1(12)	1	45	1	15	
Norte	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV	Vila Flor	Torre de Moncorvo	PTD TMC0080	1	1	Pit=1,48	1(12)	1	44	-	-	
Norte	Penafiel	Torrão	Fornos	15 kV	Sobrado	Castelo de Paiva	PTD CPV0001	1	-	-	-	1	10	-	-	
Norte	Penafiel	Ruivães	Paços de Ferreira	15 kV - I1	Cidade	Paços de Ferreira	PTD PFR0082	1	-	-	-	1	22	-	-	
Norte	Penafiel	Recarei	Rebordosa	15 kV - III	Paredes II	Paredes	PTD PRD0047	1	-	-	-	1	13	-	-	
Norte	Vila Real	Valdigem	Soutelo	30 kV	Murça	Murça	PTD MRC0001	1	2	Umax=1,11 Un e Pit=1,05	10(12) e 1(12)	1	20	-	-	
Norte	Vila Real	Valdigem	Varosa	30 kV - I1	Penajolia	Mesão Frio	PTD MSF0004	1	2	Umax=1,115 Un e Pit=1,07	11(12) e 2(12)	1	24	1	7	
Porto	Feira	Estarreja	Devesa Velha	15 kV - I2	Nogueira do Cravo I	Oliveira de Azeméis	PTD OAZ0106	1	1	Umax=1,12 Un	4(8)	1	4	-	-	
Porto	Feira	Estarreja	Devesa Velha	15 kV - I1	Lações	Oliveira de Azeméis	PTD OAZ0339	1	1	Umax=1,104 Un	7(8)	1	1	-	-	
Porto	Feira	Estarreja	Devesa Velha	15 kV - I1	Travessas I	São João da Madeira	PTD SJM0016	1	-	-	-	1	5	-	-	
Porto	Maia	Vermoin	Beiriz	15 kV - I2	Póvoa-Barreiros	Póvoa de Varzim	PTD PVZ0044	1	-	-	-	1	5	-	-	
Porto	Maia	Vermoin	Beiriz	15 kV - I2	Beiriz I	Póvoa de Varzim	PTD PVZ0091	1	-	-	-	1	10	-	-	
Porto	Maia	Vermoin	Valongo	15 kV - I1	Campo	Valongo	PTD VLG0286	1	1	Pit=3,31	10(10)	1	10	1	5	
Mondego	Castelo Branco	Tábua	Fronhas	15 kV	Arganil	Arganil	PTD AGN0060	1	-	-	-	1	38	1	12	
Mondego	Castelo Branco	Vila Chã	Fronhas	15 kV	Vila Nova de Poiares	Vila Nova de Poiares	PTD PRS0051	1	1	Pit=1,08	1(12)	1	27	-	-	
Mondego	Guarda	Vila Chã	Sabugal	15 kV	Penamacor	Penamacor	PTD PNC0047	1	-	-	-	1	43	-	-	
Mondego	Guarda	Chafariz	Pinhel	15 kV	Pinhel	Pinhel	PTD PNH0158	1	1	Pit=1,53	1(13)	1	23	-	-	
Mondego	Guarda	Pocinho	Marvão	30 kV	Vila Nova de Foz Côa	Vila Nova de Foz Côa	PTD VLF0091	1	1	Pit=1,70	1(13)	1	23	1	11	
Mondego	Viseu	Carrapateiro	Aregos	15 kV	Cinfães	Cinfães	PTD CNF0112	1	-	-	-	1	27	1	10	
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV - I2	Aregos	Resende	PTD RSD0055	1	1	Umax=1,102	1(12)	1	30	1	5	
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV - I1	Tarouca	Tarouca	PTD TRC0018	1	2	Umax=1,104 Un e Pit=1,0	3(11) e 1(11)	1	18	1	14	
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I1	C.N. 3179	Lourinhã	PTD LNH0013	1	-	-	-	1	48	-	-	
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I1	C.N. 3025, PT 0181	Lourinhã	PTD LNH0042	1	-	-	-	1	28	1	2	
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte de Sor	30 kV - II	Alter do Chão	Alter do Chão	PTD ALT0001	1	1	Umax=1,116 Un	2(11)	1	40	1	7	
Tejo	Portalegre	Zêzere	Almourol	30 kV	Chamusca	Chamusca	PTD CHM0150	1	1	Pit=1,27	1(11)	1	30	1	8	
Tejo	Portalegre	Zêzere	Ponte de Sor	30 kV - II	Alter do Chão	Fronteira	PTD FTR0112	1	1	Umax=1,144 Un	7(12)	1	30	1	7	
Tejo	Santarém	Carregado	Espadanal	15 kV	Azambuja	Azambuja	PTD AZB0001	1	-	-	-	1	13	-	-	
Tejo	Santarém	Santarém	Almourol	30 kV	Zona militar	Constância	PTD CTC0001	1	1	Pit=1,27	1(11)	1	29	-	-	
Tejo	Santarém	Zêzere	Cartaxo	15 kV	PT CTX17	Cartaxo	PTD CTX0016	1	-	-	-	1	32	1	3	
Tejo	Santarém	Santarém	Fontainhas	15 kV	Mocho	Santarém	PTD STR0314	1	1	Pit=1,18	1(12)	1	31	-	-	
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Alcoitão	10 kV - II	C.N. 1215, PS 8791	Cascais	PTD CSC0489	1	-	-	-	1	13	-	-	
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Portagem	15 kV - I1	AL15-72 Caropo	Almada	PTD ALM0671	1	-	-	-	1	8	-	-	
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Quimiparque	6 kV - I	AL06-14 Sódio	Barreiro	PTD BRR0259	1	1	U3h=10,4%	12(12)	1	5	-	-	
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Carrascas	30 kV - I	ST30-5 Quinta da Marquesa	Palmeira	PTD PLM1057	1	1	Pit=1,51	7(12)	1	6	-	-	
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Coima	30 kV - II	AL30-05 P. ind. Seixal I	Seixal	PTD SLX0525	1	-	-	-	1	5	-	-	
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Beja	15 kV - I2	B115-30 Rua 25 de abril	Beja	PTD BJA0116	1	-	-	-	1	23	-	-	
Sul	Beja	Alqueva	Moura	30 kV	B130-06 Amareleja	Barrancos	PTD BRC0022	1	-	-	-	1	20	1	9	
Sul	Évora	Évora	Caeira	30 kV	EV30-34 Ferreira	Viana do Alentejo	PTD VNT0044	1	1	Pit=1,03	1(12)	1	35	-	-	
Sul	Évora	Estremoz	Vila Viçosa	15 kV - II	EV15-58 Jardim	Vila Viçosa	PTD VV0210	1	1	Umax=1,11 Un	2(12)	1	8	-	-	
Sul	Portimão	Tunes	Lagoa	15 kV - I1	FR15-37 Parchal	Lagoa	PTD LGA0164	1	-	-	-	1	10	1	1	
Sul	Portimão	Portimão	Lagos	15 kV - II	FR15-53 Escola secundária	Lagos	PTD LGS0229	1	-	-	-	1	21	-	-	
Sul	Portimão	Portimão	Vila do Bispo	15 kV	FR15-13 Sagres	Vila do Bispo	PTD VBP0005	1	-	-	-	1	16	-	-	
								42	24				42	893	15	116
4.º Trimestre de 2012																
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento 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	Bragança	Pocinho	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I2	Mirandela I	Mirandela	PTD MDL0123	1	-	-	-	1	18	-	-	
Norte	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Mogadouro	Mogadouro	PTD MGD0109	1	-	-	-	1	41	1	14	
Norte	Penafiel	Carrapateiro	Marco de Canaveses	15 kV - I1	Aregos	Baião	PTD BAO0146	1	-	-	-	1	8	-	-	
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Boim	Lousada	PTD LSD0169	1	-	-	-	1	1	-	-	
Norte	Penafiel	Torrão	Bustelo	15 kV - I2	Agra	Penafiel	PTD PNF0146	1	-	-	-	1	21	-	-	
Norte	Vila Real	Valdigem	Soutelo	30 kV - I1	Ribeira de Pena 2	Ribeira de Pena	PTD RPN0001	1	1	U6h=0,55 %	1(11)	1	27	1	9	
Norte	Vila Real	Vila Pouca de Aguiar	Soutelo	30 kV - I1	Vila Pouca de Aguiar	Vila Pouca de Aguiar	PTD VPA0106	1	1	Pit=1,26	1(8)	1	27	-	-	
Porto	Feira	Estarreja	São João da Madeira	15 kV - I2	Vila	São João da Madeira	PTD SJM0082	1	1	Pit=1,05	2(12)	1	10	-	-	
Porto	Feira	Estarreja	São João da Madeira	15 kV - I2	Parque desportivo	Santa Maria da Feira	PTD SMF0321	1	-	-	-	1	12	-	-	
Porto	Feira	Estarreja	Vale Cambra	15 kV - I	Oliveira de Azeméis	Vale de Cambra	PTD VLC0058	1	1	Pit=1,34	11(12)	1	11	-	-	
Porto	Maia	Vermoin	Maia	15 kV - III	Maia-Cidade	Maia	PTD MAI0001	1	-	-	-	1	13	-	-	
Porto	Maia	Riba d'Ave	Arelas	15 kV - II	Fontiscos	Santo Tirso	PTD STS0365	1	1	Ush=6,84 %	5(11)	1	3	1	23	
Porto	Maia	Vermoin	Muro	15 kV	Muro II	Trofa	PTD TRF0169	1	-	-	-	1	11	1	2	
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Santa Luzia	15 kV	Oleiros	Oleiros	PTD OLR0120	1	1	Umax=1,11 Un	1(12)	1	4	-	-	
Mondego	Castelo Branco	Vila Chã	Fronhas	15 kV	Vila Nova de Poiares	Vila Nova de Poiares	PTD PRS0049	1	1	Umax=1,11 Un	1(11)	1	6	1	3	
Mondego	Guarda	Vila Chã	Gouveia	15 kV	Vila Nova de Tazém	Gouveia	PTD GVA0064	1	-	-	-	1	10	-	-	
Mondego	Guarda	Vila Chã	Mangualde	15 kV	Mangualde Gare	Mangualde	PTD MGL0054	1	-	-	-	1	13	1	2	
Mondego	Guarda	Vila Chã	Sabugal	15 kV	Sabugal	Sabugal	PTD SBG0052	1	-	-	-	1	16	-	-	
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV - I2	Aregos	Resende	PTD RSD0002	1	1	Umax=1,13 Un	12(12)	1	9	1	3	
Mondego	Viseu	Bodiosa	Mortágua	15 kV - I1	Santa Comba Dão	Santa Comba Dão	PTD SCD0040	1	1	Pit=1,12	1(13)	1	9	1	3	
Mondego	Viseu	Valdigem	Pinhão	30 kV - III	São João da Pesqueira	São João da Pesqueira	PTD SJR0003	1	1	Umax=1,13 Un	1(13)	1	6	1	9	
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Sancheira	30 kV - I2	Bombarral (A. Negros)	Bombarral	PTD BRB0091	1	-	-	-	1	73	-	-	
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Sancheira	30 kV - I1	Casais da Areia	Óbidos	PTD OBD0102	1	1	Umax=1,11 Un	4(14)	1	63	1	3	
Tejo	Portalegre	Zêzere	Almourol	30 kV	Chamusca	Chamusca	PTD CHM0110	1	-	-	-	1	14	1	10	
Tejo	Portalegre	Pracana	Alcáçova	30 kV - I1	Campo Maior	Campo Maior	PTD CMR0002	1	3	Umax=1,11 Un, Pit=1,03 e Ush=7,13 %	9(13), 6(13) e 1(13)	1	163	1	7	
Tejo	Portalegre	Falagueira	São Vicente	30 kV - IV	Aramenha	Castelo de Vide	PTD CVD0050	1	-	-	-	1	13	-	-	
Tejo	Santarém	Porto Alto	Carrascal	30 kV - I2	PC Vale Tripeiro	Benavente	PTD BNV0469	1	1	Pit=1,34	2(12)	1	88	1	12	
Tejo	Santarém	Porto Alto	Coruche	30 kV - I2	Zona industrial	Coruche	PTD CCH0181	1	1	Pit=1,21	2(13)	1	92	-	-	
Lisboa	Lisboa	Sacavém	Expo Sul	10 kV - I	C.N. 2011, PS 8627	Lisboa	PTD LSB8631	1	-	-	-	1	14	-	-	
Lisboa	Setúbal	Fernão Ferro	Sobreda	15 kV - I	AL15-63 Laranjeiro	Almada	PTD ALM0135	1	-	-	-	1	9	-	-	
Lisboa	Setúbal	Setúbal	Moita	15 kV - II	ST15-29 Sarihios	Moita	PTD MTA0216	1	-	-	-	1	19	-	-	
Lisboa	Setúbal	Setúbal	São Sebastião	15 kV - I2	ST15-65 Quatro Caminhos	Setúbal	PTD STB0695	1	-	-	-	1	12	-	-	
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Sobreda	15 kV - II	AL15-23 Foguetreiro	Seixal	PTD SLX0415	1	-	-	-	1	12	-	-	
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Cuba	15 kV	B115-7 Lot. Rossio	Cuba	PTD CUB0052	1	1	Pit=1,01	1(7)	1	60	-	-	
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Cerro Calvário	15 kV	B115-75 C. Z. industrial	Mértola	PTD MTL0124	1	2	Umax=1,13 Un e Pit=2,05	7(12) e 9(12)	1	141	1	1	
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Cuba	15 kV	B115-87 Vidigueira	Vidigueira	PTD VDG0013	1	-	-	-	1	71	-	-	
Sul	Beja	Ferreira do Alentejo	Vidigueira	15 kV	B115-85 Z. ind. Vidigueira	Vidigueira	PTD VDG0046	1	1	Pit=1,54	1(4)	1	29	-	-	
Sul	Évora	Sines	Grândola	15 kV	ST15-17 Horta Coxo	Grândola	PTD GDL0246	1	-	-	-	1	45	-	-	
Sul	Évora	Évora	Terena	30 kV	EV30-10 Redondo	Redondo	PTD RDD0095	1	-	-	-	1	156	-	-	
Sul	Portimão	Tunes	Vilamoura	15 kV - II	FR15-114 Pine Cliff	Albufeira	PTD ABF0051	1	1	Umax=1,11 Un	1(12)	1	25	1	2	
Sul	Portimão	Portimão	Porto de Lagos	15 kV - I	FR15-123 Feira	Portimão	PTD PTM0007	1	-	-	-	1	34	-	-	
Sul	Portimão	Portimão	Porto de Lagos	15 kV - II	FR15-122 Hospital	Portimão	PTD PTM0179	1	-	-	-	1	35	-	-	
								42	21				42	1444		

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Monitorização Permanente da QEE da EDP Distribuição em Barramentos de MT de SE de AT/MT														
1.º Trimestre 2012														
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	Lijó	15 kV	Barcelos	1	1				0	0		0
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	2		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	15		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	14		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Oliveira do Bairro	15 kV	Oliveira do Bairro	1	1				1	8		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1	1	Plt=1,31	5(13)	1	8		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1	1	Plt=1,31	5(13)	1	8		0
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	8	1	1
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	22		0
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Pedrogão Grande	1	1				1	19		0
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1				1	0		0
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	14		0
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1				1	8		0
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	15		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	35	1	5
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	36	1	2
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	20	1	4
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	18	1	4
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	16	1	2
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - II	Porto de Mós	1	1				1	9		0
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I2	Porto de Mós		1	1	Plt=1,33	1(7)	1	11		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	17		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa	1	1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	16		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	15		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	16		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	12		0
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - I	Sintra	1	1				1	9		0
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - II	Sintra		1				1	8		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	12	1	1
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	2	U5h=6,8%	4(13)	1	184		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas	1	1				1	17		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1				1	142	1	3
						25	34	5			33	762	8	22
2.º Trimestre 2012														
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	Lijó	15 kV	Barcelos	1	1				1	14	1	1
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	7		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	23		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	26	1	1
Porto	Aveiro	Mourisca	Oliveira do Bairro	15 kV	Oliveira do Bairro	1	1				1	16		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1				1	10	1	1
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1				1	14	1	2
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	19		0
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	15		0
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrogão	15 kV	Pedrogão Grande	1	1				1	10	1	1
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1				1	13	1	2
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	23		0
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira							-		-
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	17		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	32		0
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	38	1	1
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	40	1	1
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	12		0
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	12		0
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - II	Porto de Mós	1	1	1	Plt=1,87	3(13)	1	21	1	2
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I2	Porto de Mós		1				1	35	1	2
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	12		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	14		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	12		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	11		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	11		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - I	Vila Franca de Xira	1	1				1	13		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - II	Vila Franca de Xira		1				1	12		0
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - I	Sintra	1	1				1	2		0
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - II	Sintra		1				1	2		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	1		0
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=1,44	8(12)	1	61	1	2
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - I	Vendas Novas	1	1				1	30		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - II	Vendas Novas		1				1	30		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1	1	U5h=6,98%		1	51		0
						25	36	3			36	681	11	16

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre 2012														
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	Lijó	15 kV	Barcelos	1	1				1	22	1	2
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	9		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	36	1	4
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	23	1	5
Porto	Aveiro	Mourisca	Oliveira do Bairro	15 kV	Oliveira do Bairro	1	1				1	20		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1				1	14		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1				1	15		0
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	8	1	1
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	29		0
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	27		0
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1	1	U7h=6,4 %		1	7		0
Mondego	Coimbra	Pereiros	Antanhol	15 kV	Coimbra	1	1				1	32		0
Mondego	Coimbra	Paraimo+Mogofores	Cantanhede	15 kV - I1	Cantanhede	1	1				1	26	1	1
Mondego	Coimbra	Paraimo+Mogofores	Cantanhede	15 kV - I2	Cantanhede		1				1	19	1	1
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	45	1	2
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1	1	Plt=1,7	5(12)	1	55	1	2
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	9		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	105		0
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	39		0
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	39		0
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	32	1	8
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	29	1	6
Tejo	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - I	Pombal	1	1				1	20		0
Tejo	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - II	Pombal		1				1	20		0
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I1	Porto de Mós	1	1				1	16		0
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I2	Porto de Mós		1				1	33		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	13	1	1
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	10		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	9		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	10		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	10	1	1
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - I	Vila Franca de Xira	1	1					-		-
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - II	Vila Franca de Xira		1					-		-
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - I	Sintra	1	1				1	12	1	1
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - II	Sintra		1				1	11		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	6	1	1
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=1,02	1(13)	1	75		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - I	Vendas Novas	1	1				1	12	1	1
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - II	Vendas Novas		1				1	12	1	1
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1				1	41	1	2
						29	42	3			40	971	17	40

4.º Trimestre 2012														
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	Lijó	15 kV	Barcelos	1	1				1	6		0
Norte	Penafiel	Torrão	Lousada	15 kV	Lousada	1	1				1	12		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - I	Aveiro	1	1				1	30	1	2
Porto	Aveiro	Mourisca	Esgueira	15 kV - II	Aveiro		1				1	28	1	6
Porto	Aveiro	Mourisca	Oliveira do Bairro	15 kV	Oliveira do Bairro	1	1	2	U5h=10,07 % e Udht=10,3 %	4(14)	1	25		0
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - I	Gondomar	1	1				1	23	1	3
Porto	Maia	Ermesinde	Jovim	15 kV - II	Gondomar		1				1	17	1	2
Porto	Porto	Canelas	Santa Marinha	15 kV	Gaia	1	1				1	3		0
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Miranda do Corvo	15 kV	Miranda do Corvo	1	1				1	21		0
Mondego	Castelo Branco	Penela	Pedrógão	15 kV	Pedrógão Grande	1	1				1	20		0
Mondego	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Vila Velha de Ródão	1	1	1	U7h=5,14 %	1(14)	1	8		0
Mondego	Coimbra	Pereiros	Antanhol	15 kV	Coimbra	1	1				1	45		0
Mondego	Coimbra	Paraimo+Mogofores	Cantanhede	15 kV - I1	Cantanhede	1	1				1	63		0
Mondego	Coimbra	Paraimo+Mogofores	Cantanhede	15 kV - I2	Cantanhede		1							
Mondego	Viseu	Valdigem	Lamego	30 kV	Lamego	1	1				1	27		0
Mondego	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1				1	29		0
Mondego	Viseu	Bodiosa	Viseu	15 kV	Viseu	1	1				1	7		0
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Cela	30 kV	Alcobaça	1	1				1	87		0
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - I	Lourinhã	1	1				1	60		0
Tejo	Caldas da Rainha	Carregado	Lourinhã	30 kV - II	Lourinhã		1				1	77		0
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I	Marinha Grande	1	1				1	22	1	2
Tejo	Leiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - II	Marinha Grande		1				1	20	1	2
Tejo	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - I	Pombal	1	1				1	38	1	1
Tejo	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - II	Pombal		1				1	49	1	1
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I1	Porto de Mós	1	1				1	24		0
Tejo	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I2	Porto de Mós		1				1	66		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Cascais	10 kV	Cascais	1	1				1	17		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	8		0
Lisboa	Lisboa	Carriche	Luz	10 kV - II	Lisboa		1				1	9		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - I	Lisboa	1	1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Sete Rios	Parque	10 kV - II	Lisboa		1				1	11		0
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venteira	10 kV	Amadora	1	1				1	15		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Camarate	10 kV	Loures	1	1				1	13		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - I	Vila Franca de Xira	1	1				1	22		0
Lisboa	Loures	Fanhões	Póvoa	30 kV - II	Vila Franca de Xira		1				1	15		0
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - I	Sintra	1	1				1	14	1	2
Lisboa	Loures	Trajouce	São Marcos	10 kV - II	Sintra		1				1	17		0
Lisboa	Setúbal	Trafaria	Costa da Caparica	15 kV	Almada	1	1				1	22		0
Sul	Beja	Alqueva	Brinches	30 kV	Serpa	1	1	1	Plt=2,15	6(14)	1	232	1	2
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - I	Vendas Novas	1	1				1	34	1	13
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV - II	Vendas Novas		1				1	34		0
Sul	Évora	Setúbal	Vendas Novas	30 kV	Vendas Novas		1	1	U5h=6,9 %	1(13)	1	148	1	2
						29	41	5			41	1429	12	38

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Quadro-Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2010-2012

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									
														Uef		Distorção Harm Tensão		Flic/Trem		Udes		F	
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT)	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Cavas				Int Serv													
						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	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD
2012	112	183	3	167	66	163	3228	167	4031	54	266	66	364		30	2	7	1	36				
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		

Quadro-Resumo da Análise das Monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2012 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				
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					
2012	29	42	8	42	3843	30	116		4	4		
2011	25	35	6	35	3894	21	84		3	11		

## QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Balço da QEE da EDPD em 2011 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração  
Periodicidade Trimestral

Nº 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%

Nº Cavas de Tensão com Profundidade 0,01 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	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%

Nº 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%

Nº Cavas de Tensão com Profundidade 0,01 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	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%

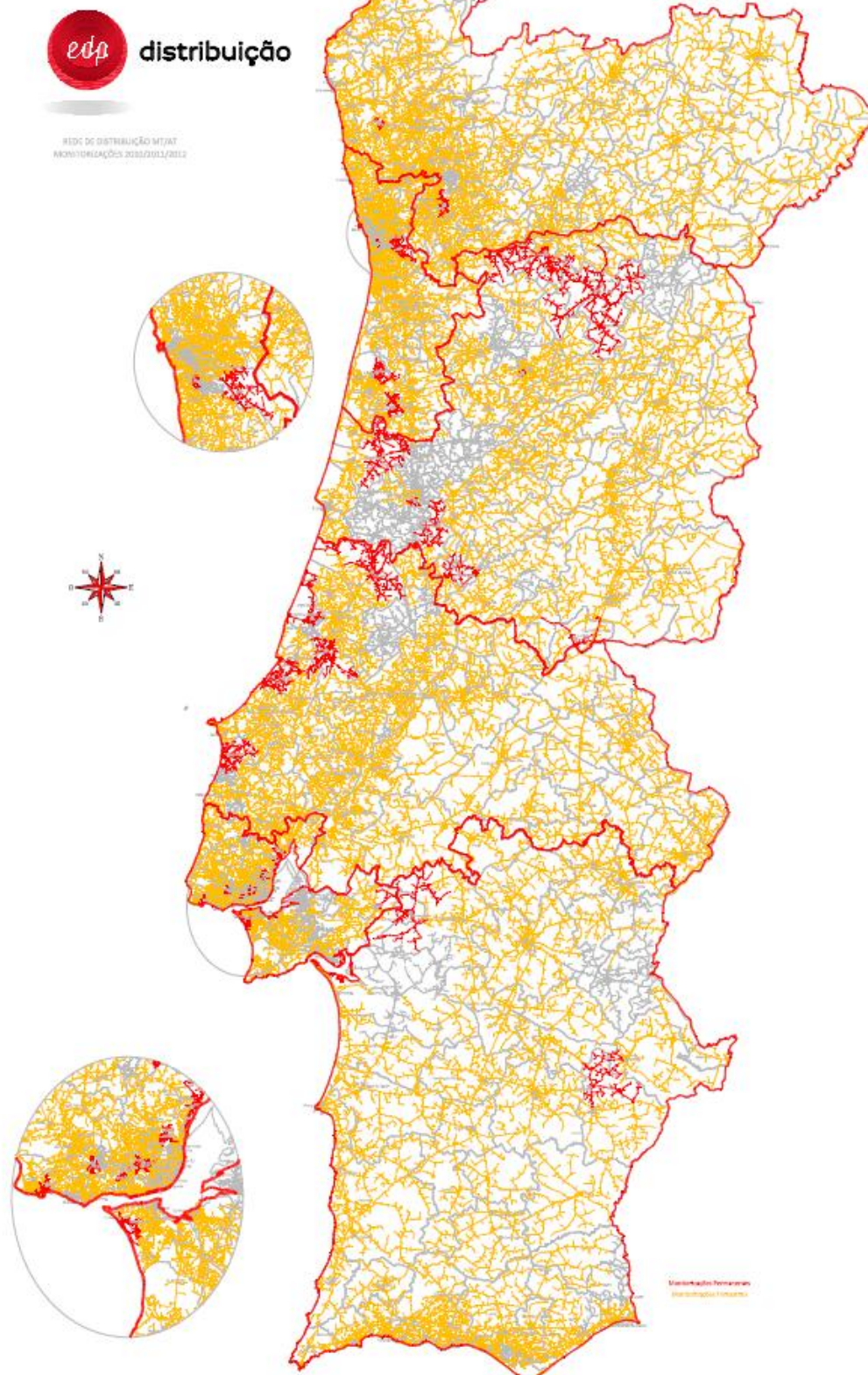
### Monitorização Permanente da QEE da EDPD\_2011 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração

Nº Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un ( 0,7 Un ≤ U < 0,9 Un ) em Barr. 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%

Nº Cavas de Tensão com Profundidade 0,01 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	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



# **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, cogenerador, 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

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

