

Relatório de Qualidade de Serviço 2010



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

Este relatório foi escrito ao abrigo do novo Acordo Ortográfico

Errata ao Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição de 2010

Página	Nota	Onde se lê	Deve ler-se
84	1.ª Coluna da Tabela 5.28	Duração Total das interrupções	Duração Total das interrupções / Número Total das interrupções
91	Tabela 5.29 – Distorção Harmónica da tensão – PTD – 2010	22	15
104	8.ª Linha	registou-se um agravamento de 83%	registou-se um agravamento de 25 %
6 (Anexo 3)	Tabela – Distorção Harmónica da tensão – PTD – 2010	22	15

ÍNDICE

ÍNDICE	3
1. INTRODUÇÃO	7
2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	9
2.1. Ativos de rede.....	9
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais.....	11
3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES	13
3.1 Clientes empresariais.....	13
3.1.1 Metodologia utilizada	13
3.1.2 Principais conclusões.....	13
3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica.....	14
3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia	16
3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes.....	17
3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição.....	18
3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes.....	19
3.2 Clientes residenciais	20
3.2.1 Metodologia utilizada	20
3.2.2 Principais conclusões.....	22
3.2.3 Indicadores globais de satisfação	22
3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia elétrica	23
3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes.....	24
3.2.6 Satisfação com os atributos relativos à relação da Empresa com os clientes.....	24
3.2.7 Avaliação dos diferentes pontos de contacto	25
4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL.....	27

4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço	27
4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes.....	27
4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial.....	28
4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço	29
4.3.2. Indicadores Individuais	33
4.4. Clientes com necessidades especiais.....	36
4.5. Clientes prioritários.....	37
4.6. Ações mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial.....	37
5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO	39
5.1. Continuidade de Serviço	40
5.1.1. Eventos de carácter excepcional	40
5.1.2. Avaliação final das exclusões com repercussão nos indicadores	46
5.2. Rede AT	47
5.2.1. Interrupções na rede AT	47
5.2.2. Interrupções relevantes na Rede AT	50
5.2.3. Rede de AT – Conclusões.....	51
5.3. Rede MT	51
5.3.1. Interrupções na Rede MT	51
5.3.2. Indicadores MT	56
5.3.2.1 Evolução dos indicadores MT.....	58
5.3.2.2 Evolução dos indicadores MT por zonas A, B e C	61
5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC's e distritos.....	62
5.3.3. Rede de MT – Conclusões	71
5.4. Rede BT.....	71
5.4.1. Interrupções na rede BT	71
5.4.2. Indicadores BT	74
5.4.2.1 Evolução dos indicadores BT	74
5.4.2.2 Evolução dos indicadores BT por zonas A, B e C	75

5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC's e distritos	76
5.4.3. Rede de BT – Conclusões	81
5.5. Cumprimento do RQS	81
5.5.1. Qualidade geral MT	81
5.5.2. Qualidade geral BT	82
5.6. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.....	83
5.7. Qualidade da onda de tensão	85
5.7.1. Critérios do plano de monitorização de 2010.....	88
5.7.2. Definição e tipo de monitorização da QEE desenvolvidas em 2010..	89
5.7.3 Ações de monitorização da QEE realizadas no âmbito do plano de 2010	90
5.7.4. Monitorizações em barramentos de MT.....	91
5.7.5. Cavas de tensão em barramentos de MT	92
5.7.6 Interrupções de serviço em barramentos de MT.....	95
5.7.7 Outros parâmetros avaliados e situações de não conformidade com o RQS em barramentos de MT	96
5.7.8. Monitorizações em PTD (lado BT).....	97
5.7.9 Cavas de Tensão em PTD.....	97
5.7.10. Interrupções de serviço em PTD	99
5.7.11. Outros parâmetros avaliados e situações de não conformidade com o regulamento de qualidade de serviço em PTD	99
5.7.12. Outras ações de monitorização da QEE complementares do Plano Anual	100
5.7.13. Acompanhamento e apoio técnico a clientes com exigências acrescidas de QEE	101
5.7.14. Plano Anual monitorização da QEE de 2010	102
5.7.15. Monitorizações da QEE complementares	102
5.7.16. Conclusões.....	103

5.7.17. Ações relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	106
Anexos.....	110

1. INTRODUÇÃO

A qualidade do serviço prestado no âmbito da distribuição de energia elétrica é uma preocupação das várias entidades atuantes no Setor Elétrico Nacional (SEN). É tradução desta preocupação o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, publicado pelo Despacho n.º5255/2006, de 8 de março, que estabelece padrões, quer de natureza técnica, quer comercial, a que deve obedecer o serviço prestado, pelas diversas entidades do SEN.

Assim, no desenvolvimento das suas atividades, a EDP Distribuição enquanto Operador da Rede de Distribuição (ORD) faz um acompanhamento muito rigoroso dos níveis de desempenho obtidos, procurando atingir os padrões estabelecidos no RQS, bem assim como cumprir as obrigações que o mesmo lhe impõe. Conforme se poderá verificar no desenvolvimento do presente Relatório, os referidos padrões são genericamente atingidos e muitas vezes ultrapassados.

A publicação do Relatório da Qualidade de Serviço, referente ao ano 2010, decorre do estabelecido no

RQS de que o ORD deve elaborar e publicar, anualmente, um relatório do qual conste, nomeadamente, a caracterização do desempenho da Empresa em termos da qualidade de serviço, quer comercial, quer técnica prestada aos clientes.

Relativamente ao ano de 2010, é de salientar o bom desempenho da EDP Distribuição no que respeita à qualidade de serviço comercial prestado, que se traduziu, nomeadamente, nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que excederam os padrões fixados no RQS. A evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnico, das redes elétricas da EDP Distribuição, nos últimos três anos, tem registado, em termos gerais, uma estabilização dos indicadores de continuidade de serviço, pese embora o facto de nos últimos dois anos se terem registado condições meteorológicas extraordinárias que condicionaram, fortemente, o comportamento das redes MT e BT.

Em 2010, a qualidade de serviço técnica, medida pelo indicador Tempo

de Interrupção Equivalente da Potência Instalada da rede Média Tensão (TIEPI MT), registou o valor de 116 minutos, excluído o impacto direto dos efeitos meteorológicos extraordinários registados em fevereiro, outubro e dezembro de 2010, valor ligeiramente inferior ao registado em 2009 (121 minutos)

Como referido, neste valor não está incluído o TIEPI resultante do impacto direto das condições atmosféricas extraordinárias ocorridas essencialmente nas regiões norte e centro do Portugal continental, caracterizadas por rajadas de vento de intensidade superior a 140 km/h, acompanhadas de chuva intensa e forte trovoadas, conforme registos do Instituto de Meteorologia de Portugal. O valor total excluído do TIEPI MT, pelo efeito direto destes fenómenos, foi de 36,3 minutos. O TIEPI Interno, que mede a qualidade de serviço técnica com origem em interrupções de serviço resultantes de causas próprias foi de 91 minutos. Este valor é ligeiramente inferior ao valor que se tinha registado em 2009 (93 minutos).

Importa ainda salientar que em 2010 manteve-se a tendência de aumento dos furtos de cobre na rede de distribuição, fundamentalmente ao nível da rede de Baixa Tensão, tendo-se

registado cerca de 3 000 ações de furto, que originaram interrupção do fornecimento de energia elétrica a clientes e um esforço de reposição dos ativos furtados ou danificados.

Durante o ano de 2010 deu-se continuidade aos planos de melhoria da qualidade de serviço 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 planos de melhoria nos distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e zona norte de Lisboa.

A Empresa continuou a recolher os dados resultantes das medições necessárias à análise e à avaliação da qualidade da energia elétrica. Os resultados obtidos permitem concluir que a EDP Distribuição garante elevados padrões de serviço no fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

Em 2010 a EDP Distribuição deu início à implementação de algumas das recomendações emitidas pelo auditor externo Deloitte, recomendações estas que ajudaram a Empresa a introduzir melhorias em alguns dos seus processos, nomeadamente aos que se referem ao apuramento de alguns dos indicadores de qualidade de serviço.

2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2010, as instalações e os equipamentos em

serviço, na rede da EDP Distribuição, estão indicados na Tabela 2.1.

	2009	2010	Variação Δ 10/09
Subestações ⁽¹⁾			
Nº de subestações	399	404	1,3%
Nº de transformadores	703	712	1,3%
Potência instalada (MVA)	16 083	16 538	2,8%
Linhas (incluindo ramais, em km)	82 287	82 455	0,2%
Aéreas	66 706	66 431	-0,4%
AT (60/130/150 kV)	8 445	8 485	0,5%
MT (6/10/15/30 kV)	58 261	57 945	-0,5%
Cabos subterrâneos	15 581	16 024	2,8%
AT (60/130/150 kV)	468	496	6,0%
MT (6/10/15/30 kV)	15 113	15 527	2,7%
Postos de Transformação			
Unidades	62 036	63 223	1,9%
Potência instalada (MVA)	18 571	19 040	2,5%
Redes BT (km) ⁽²⁾	135 939	137 864	1,4%
Aéreas	104 225	105 751	1,5%
Subterrâneas	31 714	32 113	1,3%
Contadores (unidades) ⁽³⁾	6 351 978	6 380 843	0,5%
AT e MT	26 533	26 761	0,9%
BTE e BTN	6 325 445	6 354 082	0,5%

Tabela 2.1 – Ativos de rede da EDP Distribuição

(1) Inclui subestações MAT e MT/MT

(2) Inclui Rede de IP Subterrânea e Aérea

(3) AT inclui MAT e BTN inclui IP

No final do ano de 2010 existiam 16 538 MVA instalados em 404 subestações, o que corresponde a um

crescimento de potência instalada de 2,8% em relação ao ano de 2009, enquanto esse valor em postos de

transformação de distribuição era de 19 040 MVA, crescimento de 2,5%,

instalados em 63 223 postos de transformação (PT).

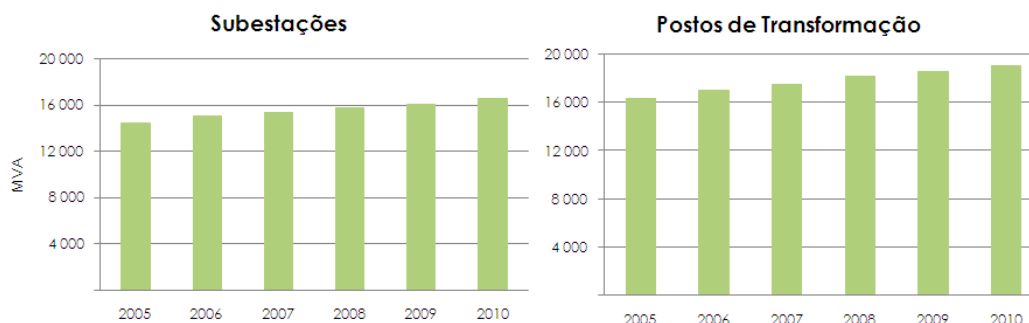


Gráfico 2.1 – Potência Instalada por Subestação e PT

A rede de alta tensão tinha, no final de 2010, uma extensão de 8 982 km, sendo 8 485 km de rede aérea (95%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração,

respectivamente, 73 473 km e 137 864 km de rede, sendo que o peso da rede aérea no total da rede de MT era de 79%, enquanto no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.

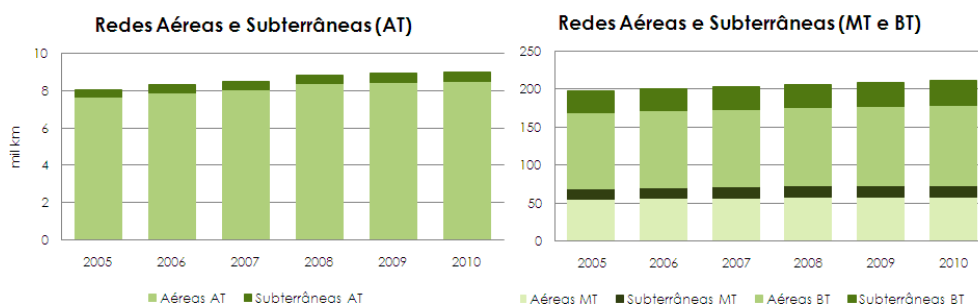


Gráfico 2.2 – Redes áreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em 2010, verificou-se um aumento de 1% no comprimento da rede AT, a rede de MT teve um crescimento de 0,1% e na rede BT foi onde se verificou o maior aumento, um pouco acima do 1%. Em termos gerais verifica-se um crescimento global da rede na ordem do 1% relativamente a 2009. 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.

Relativamente à quantidade de contadores de energia instalados, registou-se um crescimento de 0,5% comparativamente a 2009.

De salientar que em 2010, no âmbito do Projeto INOVGRID foram instaladas 17 636 *Energy Boxes*, essencialmente no concelho de Évora (projeto *Smartcity*). Este número de equipamentos está incluído no total de contadores.

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

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,2 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 52,9% 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 respectivos consumos anuais por cliente final ("BT" e "Outros Níveis de Tensão") em cada Direção de Rede e Clientes (DRC).

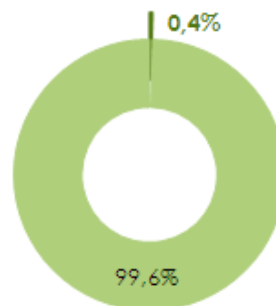


Gráfico 2.3 – Número de Utilizadores

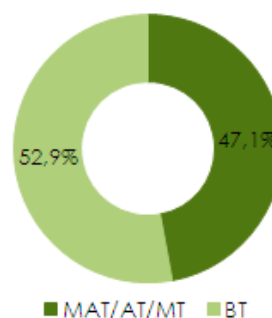


Gráfico 2.4 – Energia Entregue

O RQS estabelece para Portugal continental três tipos de zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associadas padrões de Qualidade de Serviço. O Artigo 8.º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades ⁽¹⁾. Em 2010 os clientes finais utilizadores das redes da EDP Distribuição estavam distribuídos, pelas diferentes zonas, da forma

(1)

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

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

Zona C: restantes localidades.

apresentada no gráfico seguinte, em termos percentuais.

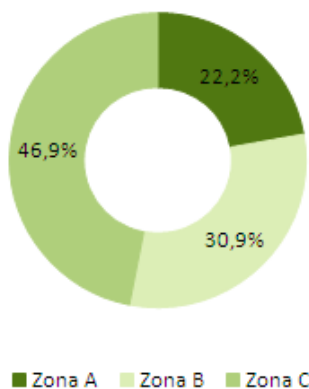


Gráfico 2.5 – Distribuição de clientes por zonas

3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2010 a EDP Distribuição continuou a monitorizar o grau de satisfação dos seus clientes segmentados geograficamente. O objetivo dos estudos foi analisar a evolução da satisfação dos clientes com a qualidade da energia elétrica e o serviço prestado, e identificar os fatores determinantes da satisfação.

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 EDP Distribuição, com recurso a um questionário estruturado, enviado por e-mail, 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 653 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 validado a consistência de respostas durante o processo de recolha de informação, uma vez que o software utilizado permite de imediato uma validação lógica, sendo posteriormente efetuada uma validação de consistência das respostas.

Na análise foi feita uma estratificação dos clientes por nível de tensão e geográfica (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

Em 2010, a avaliação dos três macro indicadores de satisfação dos clientes da EDP Distribuição melhorou face a 2009 ("Fornecimento de energia elétrica" de 5,6 para 5,8 pontos; "Atendimento" de 5,7 para 6 pontos e "Satisfação Global com a EDP

Distribuição” de 5,5 para 5,8 pontos, todos numa escala de 1 a 10).

Os clientes do segmento MAT/AT são os que apresentam maiores níveis de satisfação, enquanto que os clientes de MT evidenciam menores níveis de satisfação. Numa análise regional dos dados verifica-se que globalmente os clientes mais satisfeitos são os das Direções de Rede e Clientes de Lisboa, Porto e Mondego, sendo os da Direção de Rede e Clientes Tejo os menos satisfeitos.

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

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

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

O canal preferencial para a apresentação de dúvidas e problemas é o *contact center*.

3.1.3 Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Os índices de satisfação dos clientes empresariais com o fornecimento de energia elétrica sobem relativamente a 2009, situando-se o nível médio de satisfação em 5,8, numa escala de 10 pontos.

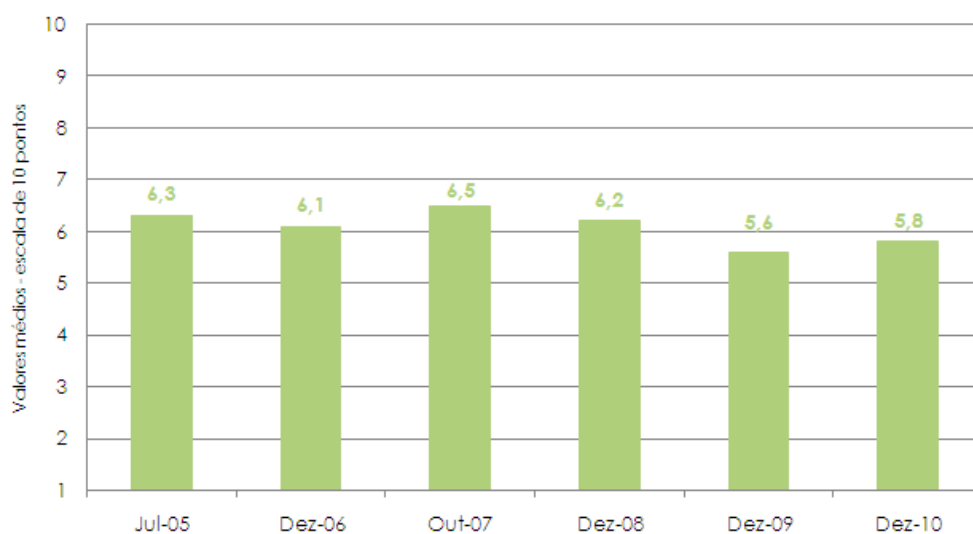


Gráfico 3.1 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica

Numa análise segmentada por nível de tensão verifica-se que a satisfação média dos clientes BTE aumenta de 5,6 para 6,3 pontos, enquanto a dos clientes MT se mantém nos 5,5 pontos. O nível médio de

satisfação dos Clientes MAT/AT diminui para os 6,4 pontos. No entanto, este continua a ser o segmento de clientes mais satisfeito com o fornecimento de energia elétrica.

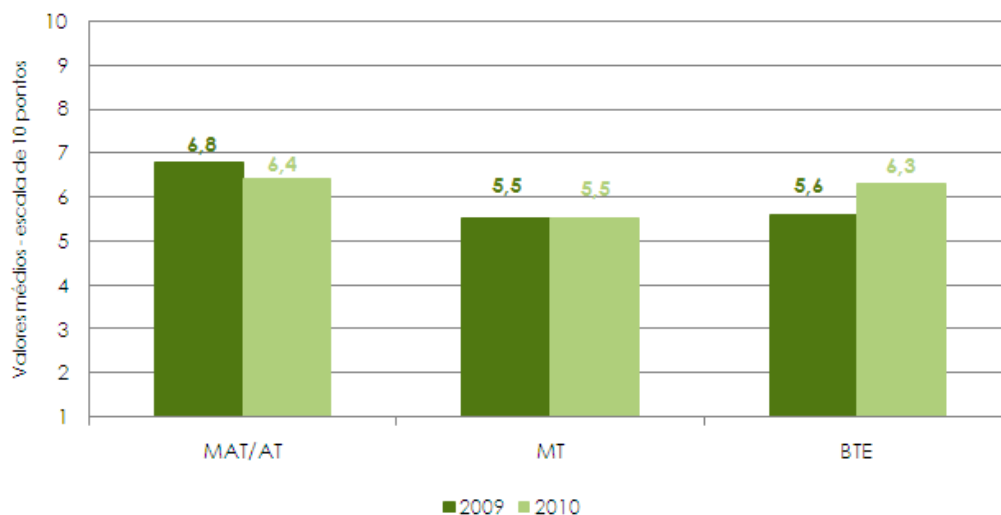


Gráfico 3.2 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentada por nível de tensão

Em termos de segmentação regional e à semelhança dos resultados obtidos em 2009, os clientes das regiões de Lisboa e Porto são os que apresentam níveis de satisfação mais

elevados sendo a região Tejo a que apresenta níveis de satisfação mais baixos.

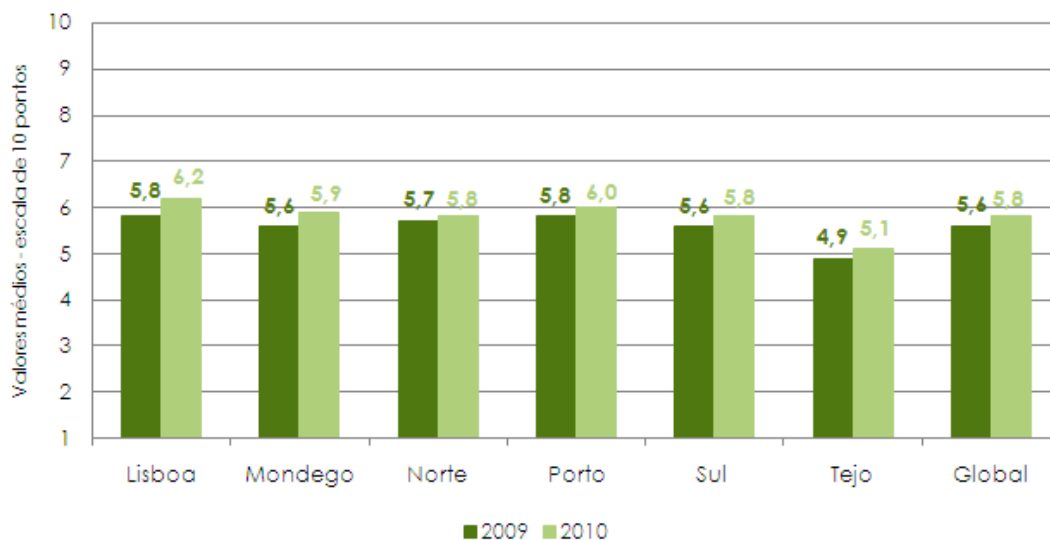


Gráfico 3.3 – Satisfação com o fornecimento de energia elétrica, segmentada por Direção de Rede e Clientes

3.1.4 Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia

“Facilidade em contactar a Empresa”, “Continuidade e Qualidade da energia fornecida”, “Tempo para atribuição de ligação/ expansão/ religação” e “Resolução de problemas técnicos” são os atributos com maior impacto na satisfação com o

fornecimento de energia elétrica e estão entre os melhor avaliados pelos clientes (numa escala de 1 a 10). A “Informação prestada durante as interrupções” é o atributo que registou o menor nível médio de satisfação embora se tenha verificado um aumento relativamente a 2009.

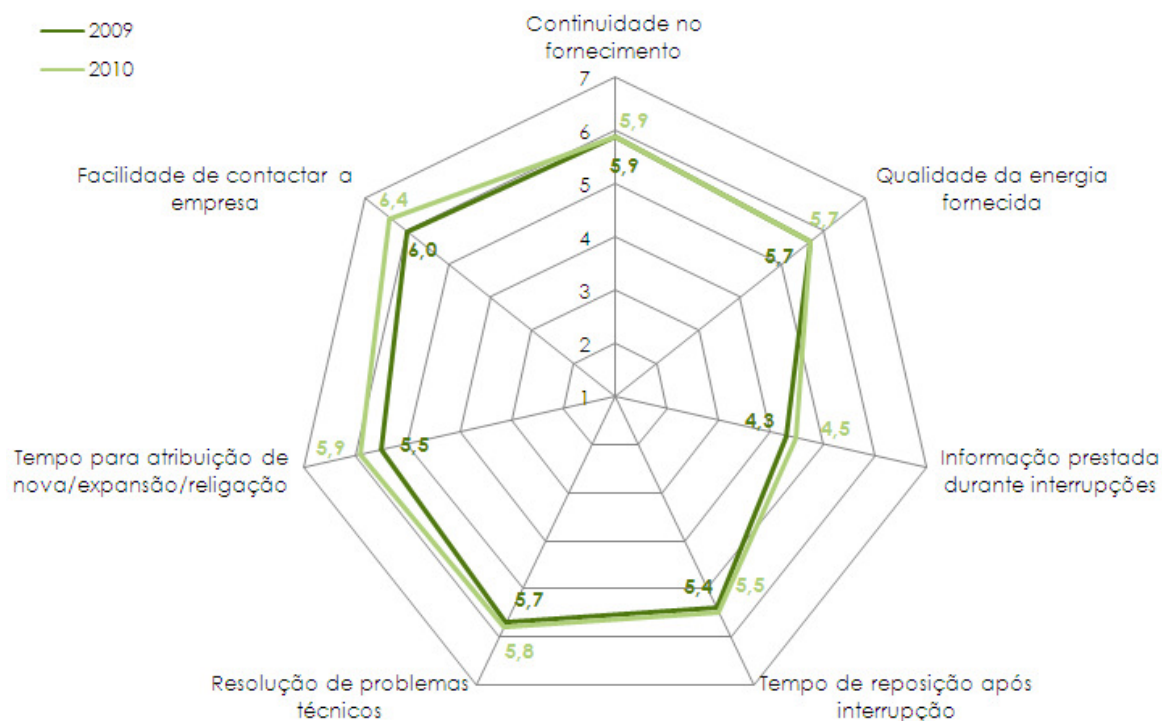


Gráfico 3.4 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia elétrica

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

MT apresentam em geral menores níveis de satisfação.

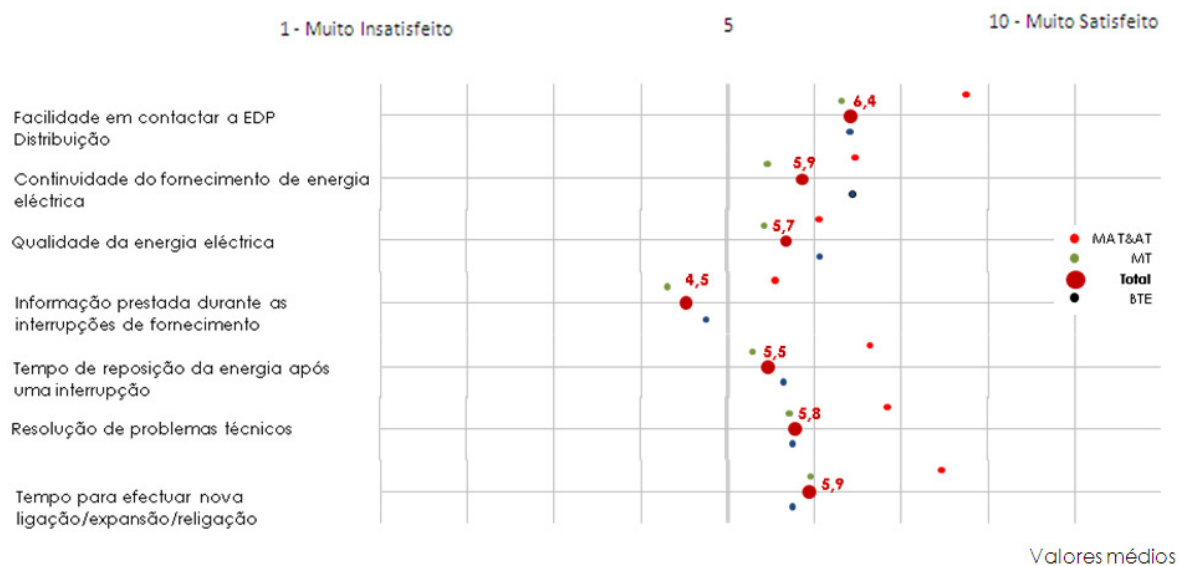


Gráfico 3.5 – Análise segmentada dos clientes por nível de tensão

3.1.5 Satisfação com o atendimento prestado aos clientes

Em 2010 melhorou a satisfação dos clientes empresariais com o

atendimento situando-se o nível médio de satisfação nos 6 pontos, numa escala de 1 a 10 pontos.

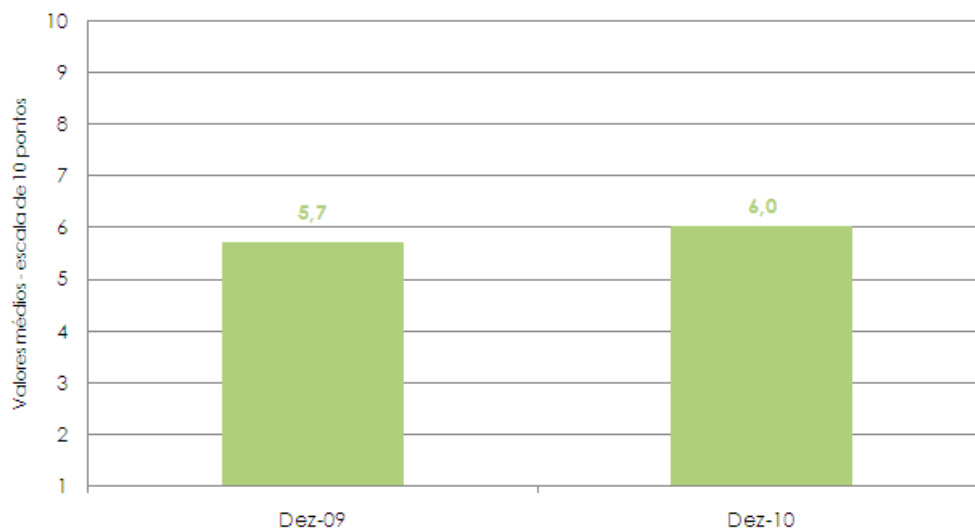


Gráfico 3.6 – Satisfação com Atendimento

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

segmentos, em particular junto dos clientes de MAT/AT (6,6 pontos em 2009 para 7,3 pontos em 2010).

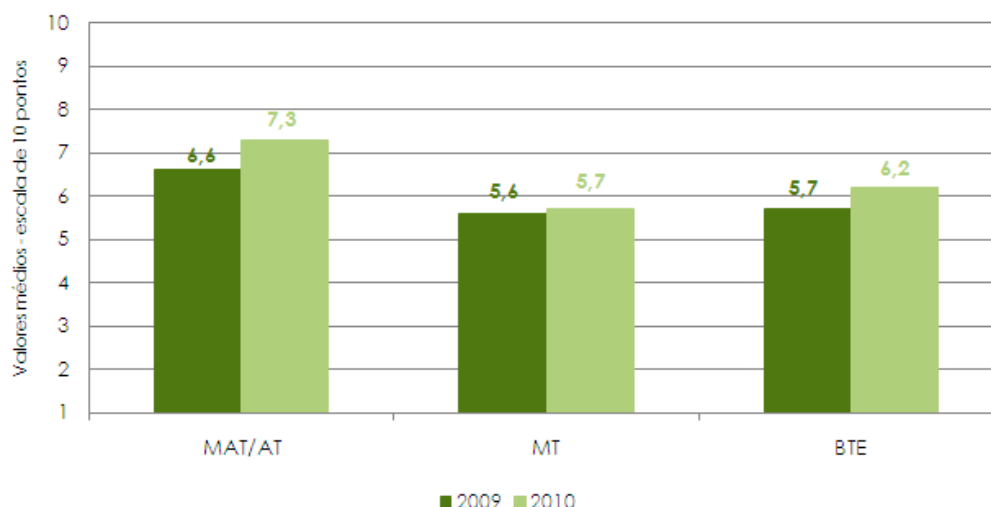


Gráfico 3.7 – Satisfação com o Atendimento, segmentada por nível de tensão

Em termos regionais, comparativamente com os resultados obtidos em 2009, os clientes da Direção de Rede e Clientes Mondego são os

mais satisfeitos e os da Direção de Rede e Clientes Tejo os menos satisfeitos com o atendimento prestado pela EDP Distribuição.

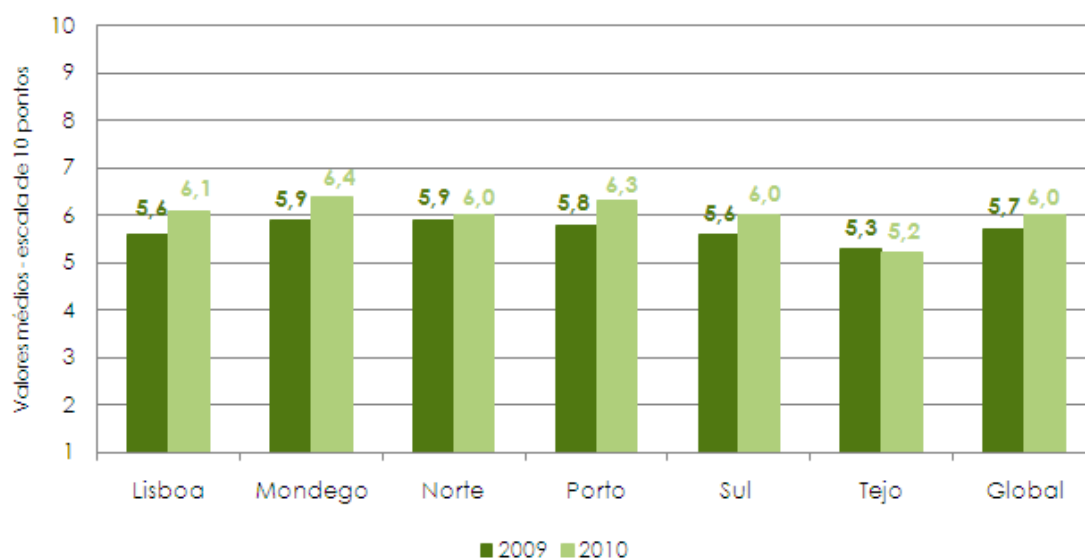


Gráfico 3.8 – Satisfação com o atendimento, segmentada por Direção de Rede e Clientes

3.1.6 Satisfação global com a EDP Distribuição

A satisfação global dos clientes empresariais com a EDP Distribuição melhorou em 2010, situando-se nos 5,8 pontos numa escala de 1 a 10. Os

clientes MT e BTE estão em 2010 mais satisfeitos comparativamente com o verificado no ano de 2009 enquanto que os clientes MAT/AT mantêm o nível de satisfação, continuando a ser os que globalmente estão mais satisfeitos

com a atuação da EDP Distribuição
(6,6 pontos, numa escala de 1 a 10).

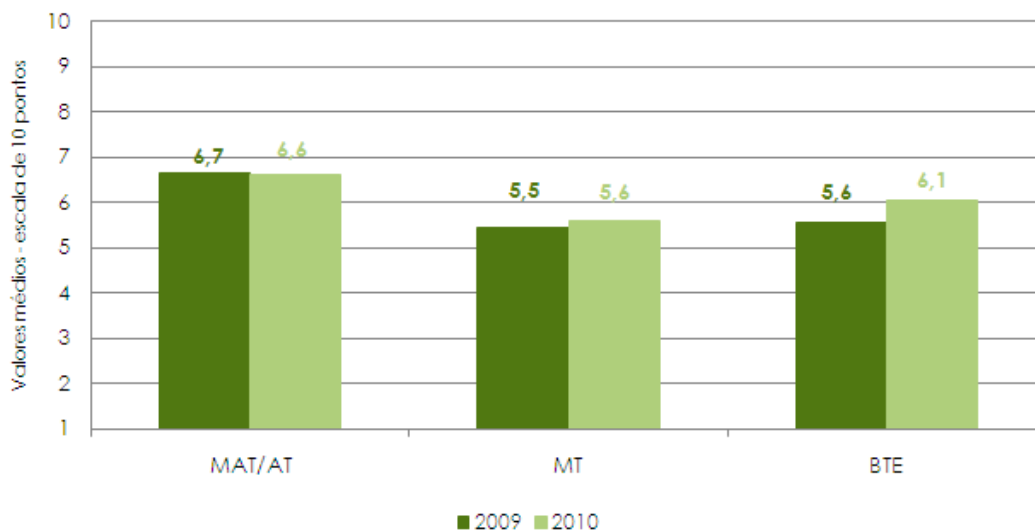


Gráfico 3.9 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentada por nível de tensão

Em termos de segmentação regional, os clientes das Direções de Rede e Clientes Lisboa, Porto e Mondego são

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

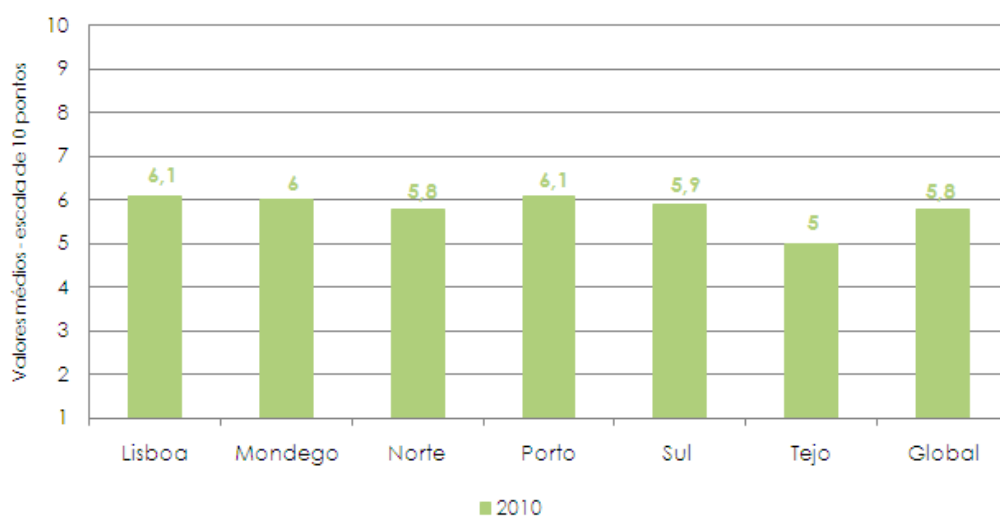


Gráfico 3.10 – Satisfação global com a EDP Distribuição, segmentada por Direção de Rede e Clientes

3.1.7 Principais dúvidas/ problemas dos clientes

Dos clientes inquiridos, 72% afirmaram não ter experimentado

problemas/dúvidas no ano de 2010. Dos problemas/dúvidas apresentadas destacam-se as questões relativas à

continuidade de serviço e à qualidade

da onda de tensão.

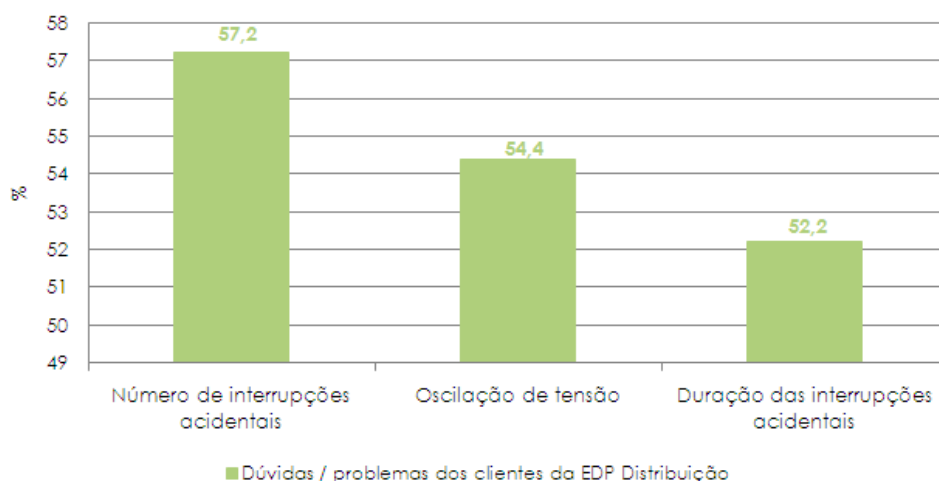


Gráfico 3.11 – Dúvidas/problemas dos clientes da EDP Distribuição no último ano

A linha telefónica é o meio utilizado por 67% dos inquiridos e o preferido de 52% deles. O Gestor de Cliente é o meio de contacto com a Empresa utilizado por 35% dos clientes. O e-mail, carta ou fax e o sítio de internet são os restantes meios de comunicação com maior utilização, com especial destaque para o e-mail.

3.2 Clientes residenciais

3.2.1 Metodologia utilizada

Em 2010, a empresa de estudos de mercado Gfk Metris realizou a monitorização da satisfação dos clientes residenciais da EDP Distribuição. A informação foi recolhida através de entrevista direta e pessoal, com base num questionário elaborado em parceria e aprovado pela Empresa.

O universo do estudo são indivíduos com 18 ou mais anos de

idade, residentes em Portugal Continental, responsáveis pelos assuntos ligados com o fornecimento de energia elétrica.

A monitorização da satisfação dos clientes foi feita com base numa amostra onde os respondentes foram selecionados através do método de quotas, utilizando uma matriz que cruzou as variáveis Dimensão do Agregado, Número de pessoas com atividade económica, Região e Habitat/Dimensão dos agregados populacionais. O cruzamento destas variáveis garantiu uma distribuição proporcional da amostra em relação à população portuguesa em geral (projeções feitas pela Gfk Metris com base no último censo à população). A partir de uma matriz inicial de Região e Habitat, foram selecionados aleatoriamente um número significativo

de pontos de amostragem, para a realização das entrevistas, através da aplicação das mencionadas quotas. Em cada localidade, embora não existindo a aplicação do método de 'random route', existiram instruções que obrigaram o entrevistador a distribuir as entrevistas por toda a localidade.

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

- Verificação do correto ajustamento entre os objetivos do projeto e o questionário;
- Formação prévia dos entrevistadores;
- Distribuição das entrevistas por diversos entrevistadores, de forma a 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.

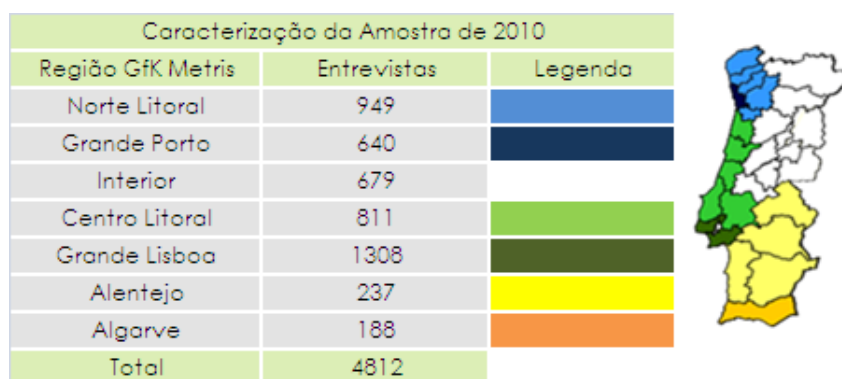


Gráfico 3.12 – Caracterização da amostra de 2010

3.2.2 Principais conclusões

Em 2010 a satisfação global dos clientes residenciais de eletricidade não registou alterações significativas face a 2009, situando-se nos 6,9 pontos, numa escala de 0 a 10. A satisfação com o fornecimento de energia elétrica foi o fator melhor avaliado pelo cliente, embora registando uma

pequena descida face a 2009 (passou de 7,4 para 7,1 pontos numa escala de 0 a 10). A satisfação global com o atendimento mantém os níveis de 2009.

3.2.3 Indicadores globais de satisfação

Os indicadores globais de satisfação do cliente são os que se encontram ilustrados no gráfico 3.13.

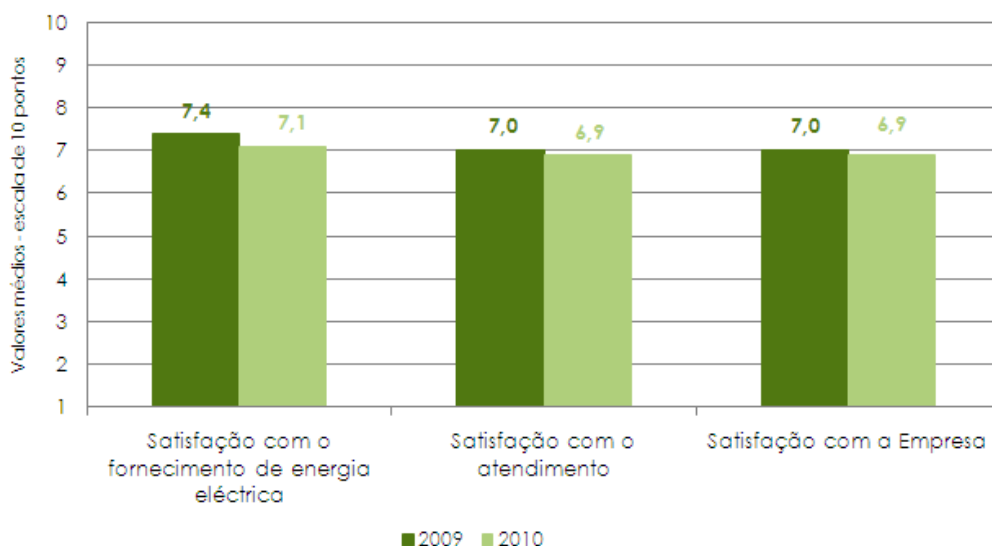


Gráfico 3.13 – Indicadores globais de satisfação do cliente

Numa análise em termos regionais verifica-se que os clientes mais satisfeitos são os das zonas Norte

litoral e Algarve enquanto que os menos satisfeitos se encontram na zona do Alentejo.



Gráfico 3.14 – Satisfação segmentada por região

3.2.4 Satisfação com os atributos do fornecimento de energia eléctrica

Os indicadores relacionados com a distribuição de energia eléctrica registaram igualmente bons níveis de satisfação. Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia eléctrica

são os aspectos melhor avaliados à semelhança do que ocorreu em 2009; “Informação prestada durante as interrupções” é novamente em 2010 o item com avaliação mais baixa, verificando-se uma descida no nível de satisfação.

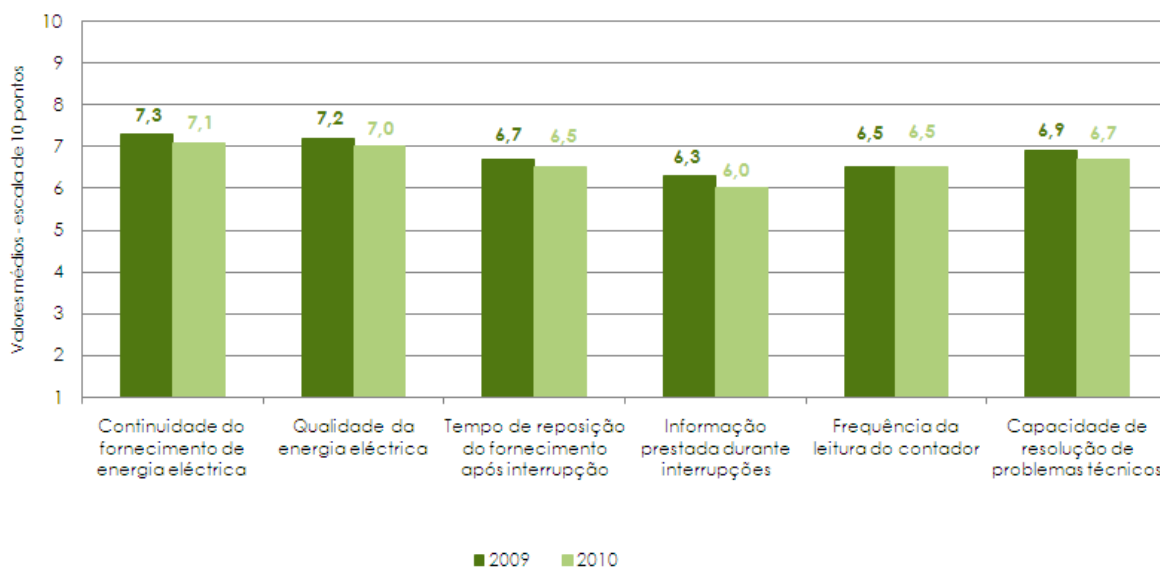


Gráfico 3.15 – Satisfação com os atributos relativos ao fornecimento de energia eléctrica

3.2.5 Satisfação com os atributos relativos ao atendimento prestado aos clientes

Em 2010, não se registam alterações significativas na avaliação dos atributos relacionados com o atendimento prestado ao cliente, os quais mantêm bons níveis de

satisfação, acima dos 6,5 pontos, numa escala de 0 a 10.

A “cortesia e competência dos colaboradores/operadores” e ainda a “Facilidade em contactar a Empresa” são considerados os pontos fortes do atendimento.

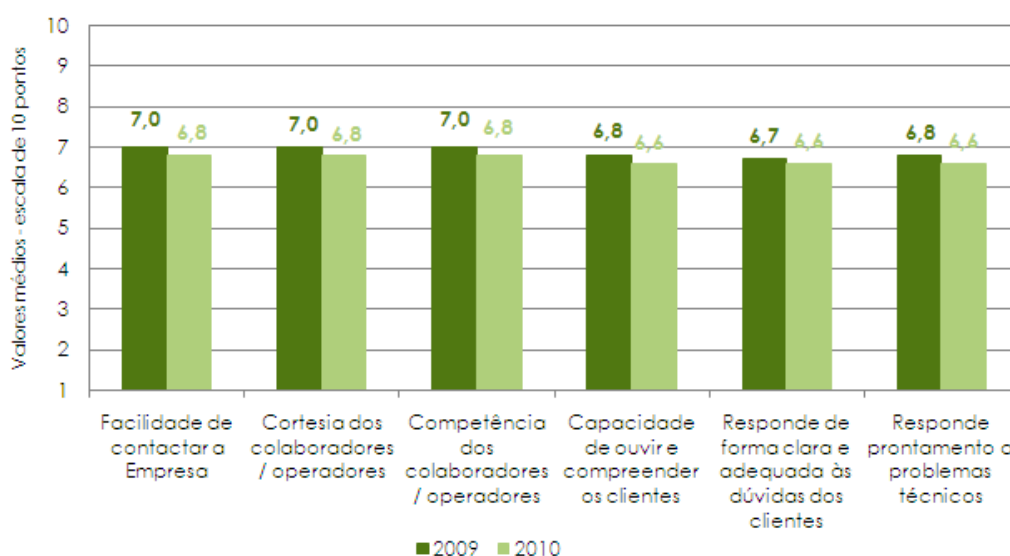


Gráfico 3.16 – Atributos ligados com o atendimento

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

Em 2010 os clientes da EDP Distribuição estão satisfeitos com os

aspectos 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.

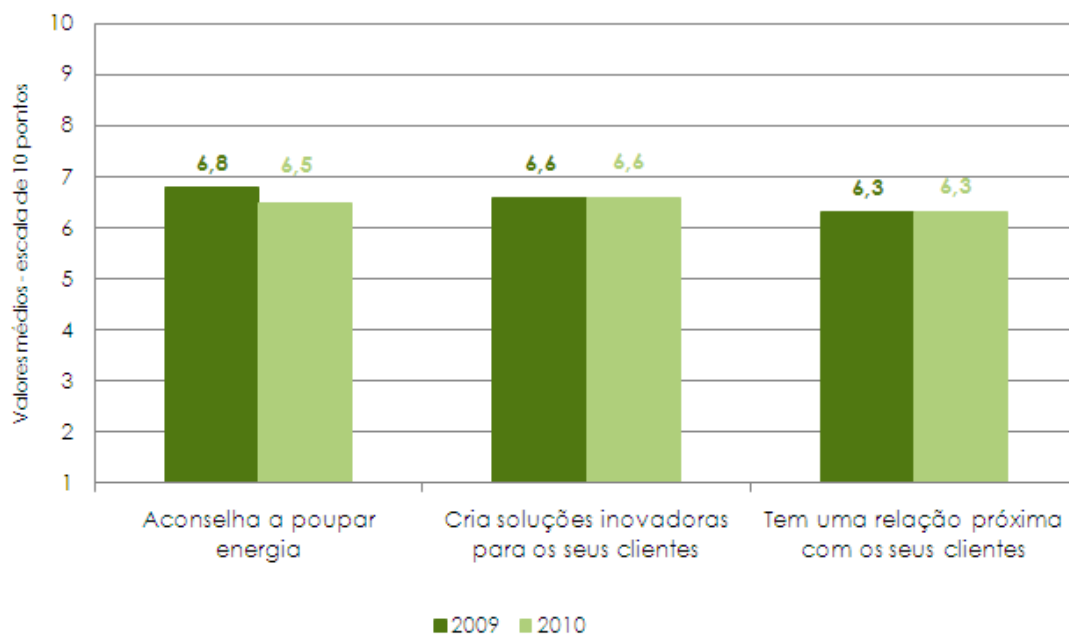


Gráfico 3.17 – Atributos relativos à relação da Empresa com os seus clientes

3.2.7 Avaliação dos diferentes pontos de contacto

A avaliação dos pontos de contacto da EDP Distribuição manteve, em 2010, elevados níveis de satisfação por parte dos clientes residenciais. Com

especial destaque para a satisfação global com a visita do técnico ao local de consumo com nível médio de satisfação de 8,9 pontos, numa escala de 0 a 10. Em relação à Linha de Avarias, registou-se uma ligeira descida do nível médio de satisfação.

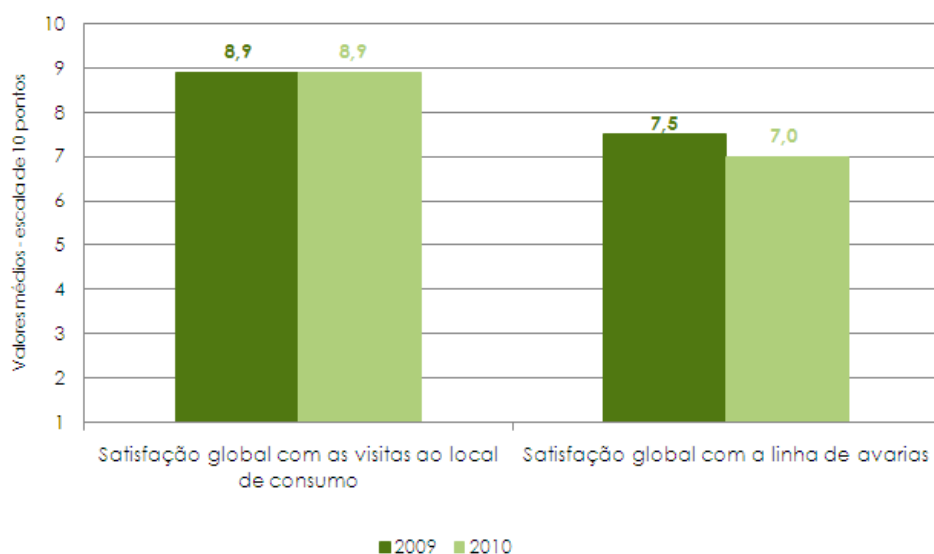


Gráfico 3.18 – Satisfação global com os pontos de contacto

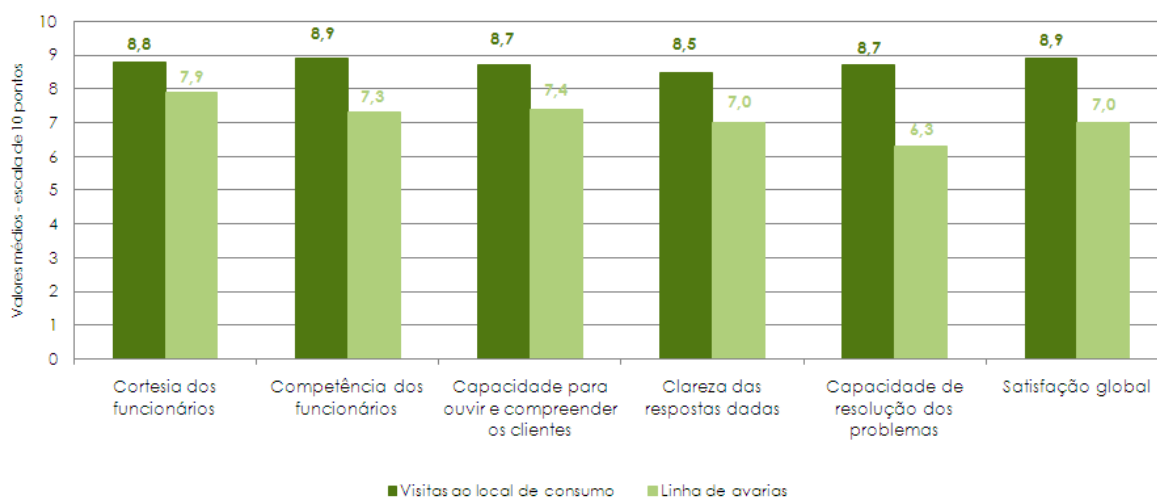


Gráfico 3.19 – Atributos relacionados com o atendimento

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

- Os clientes manifestaram-se muito satisfeitos com a visita do técnico ao local de consumo com os diferentes atributos a registarem níveis médios de satisfação acima dos 8 pontos;
- Os clientes revelaram satisfação com o atendimento prestado pela linha telefónica para comunicação de avarias com os atributos a registarem níveis de satisfação acima dos 6 pontos;
- A cortesia e competência dos colaboradores/operadores, bem como a capacidade para ouvir e compreender os clientes, foram considerados os pontos fortes do atendimento. No caso da linha

para avarias, a “capacidade de resolução de problemas” é o aspecto pior avaliado (6,3 pontos).

4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço

Com a criação, em Dezembro de 2006, da EDP Serviço Universal, algumas atividades de comercialização que até aí eram exercidas pela EDP Distribuição passaram a ser da responsabilidade daquela Empresa, pelo que nalguns dos indicadores de qualidade de serviço, se individualizaram as atividades que caracterizam apenas os serviços comerciais prestados pela EDP Distribuição. Assim, os indicadores apresentados no presente relatório, num total de sete dizem apenas respeito ao serviço prestado pelo operador da rede, incluindo os atendimentos, presencial e telefónico, e o tratamento de reclamações e de pedidos de informação.

Salvaguardadas as alterações decorrentes da separação ocorrida em 2007, já referida, a EDP Distribuição, desde a sua constituição em 2000, tem registado uma melhoria sustentada da qualidade do serviço comercial, tendo

em atenção as disposições regulamentares.

4.2. Relacionamento com os utilizadores das redes

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

A EDP Distribuição tem continuado o trabalho no sentido de melhorar os conteúdos do sítio de internet em termos de disponibilização de informação enquanto operador da rede de distribuição.

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, padrões 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 respectivo padrão	Padrão (%)	Valor 2010 (%)
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão, elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	100
Percentagem de ramais de baixa tensão, executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	99
Percentagem de ativações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia elétrica	90	99
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos , nos centros de atendimento	90	96
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos , no atendimento telefónico	85	96
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	90	99
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	94
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias úteis)	ND	3

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

Os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores em face de cada cliente individualmente considerado. O não cumprimento, nesse relacionamento, do estabelecido no Regulamento dá origem, se o incumprimento for do operador, a que este pague uma

compensação ao cliente. Em determinadas situações, se for verificado facto imputável ao cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um montante nos termos definidos pelo RQS.

4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço

Nos parágrafos seguintes é feita uma análise da evolução, ao longo de 2010, dos valores registados para os diferentes indicadores gerais de qualidade de serviço, sendo possível concluir que a Empresa continua a apresentar um elevado desempenho no âmbito da prestação de serviços, o qual se traduz no fato de se terem excedido, em todos os indicadores, os valores dos padrões fixados pelo RQS – tabela 4.1. No cálculo dos diversos indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS.

Ramais BT

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

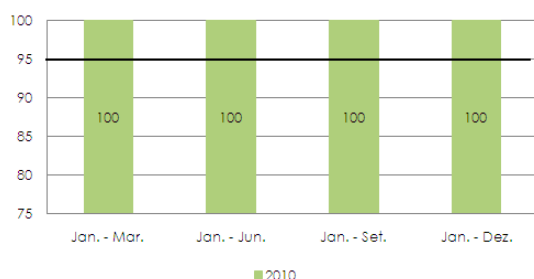


Gráfico 4.1 – Orçamentos de ramais de BT (%)

No cálculo deste indicador excluem-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a

alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço. O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 50 mil orçamentos elaborados em 2010, apenas 16 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

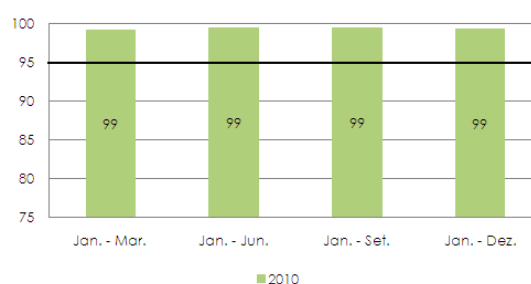


Gráfico 4.2 – Execução de ramais de BT (%)

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 28 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, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

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.

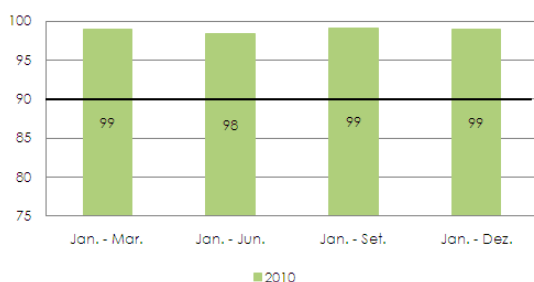


Gráfico 4.3 – Ativações de fornecimento de instalações BT (%)

Em 2010 este indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.3. Para o cálculo deste indicador são consideradas as situações em que o ramal já se encontra estabelecido e que envolvam somente a colocação ou operação de órgãos de corte ao nível da portinhola, ou caixa de coluna e a ligação ou montagem do contador de energia elétrica e do disjuntor de controlo de potência e ainda as situações em que o contador já esteja instalado. O cálculo do indicador em apreço não considera as ligações em que o cliente solicite uma data de

ligação 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 200 mil ativações de fornecimento verificadas em 2010, 198 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 (2009) tiveram maior número de utentes, de entre três conjuntos de Distritos pré-fixados ⁽²⁾. Os centros de atendimento que foram objeto de monitorização em 2010 foram Amadora, Lisboa, Leiria, Porto, Santa

(2)

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.

Maria da Feira e Vila Nova de Gaia, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 33,4 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2010, o indicador registou a evolução apresentada no Gráfico 4.4.

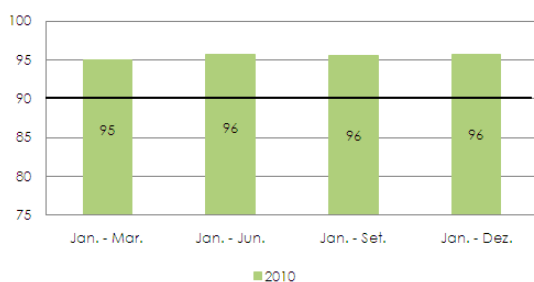


Gráfico 4.4 – Tempo de espera no atendimento presencial (%)

Da leitura do gráfico constata-se o claro cumprimento, durante o período em análise, do padrão definido no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, que foi ultrapassado em cerca de 6 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de 31 927 clientes, nos centros de atendimento monitorizados, num prazo inferior a 20 minutos.

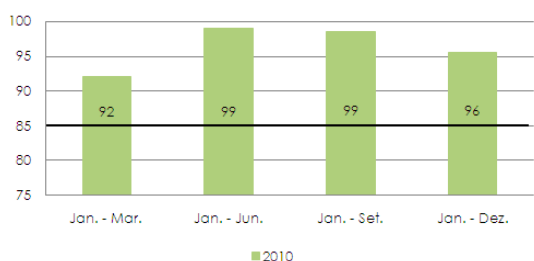


Gráfico 4.5 – Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado (%)

Quanto ao atendimento telefónico, o indicador "Atendimentos

com tempo de espera até sessenta segundos no atendimento telefónico centralizado" é calculado tendo em conta o tempo que decorre entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida e registou, em 2010, a evolução constante do Gráfico 4.5.

No ano de 2010 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 11 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de quase 7 milhões de chamadas num tempo inferior a 60 segundos. Da análise do gráfico verifica-se um valor para o indicador de 92% no 1.º trimestre, que é explicado por um aumento significativo do número de chamadas registadas para o operador de rede como resultado das graves perturbações na rede de distribuição verificadas em fevereiro de 2010 em resultado do temporal Xynthia. De referir que em 2010, tal como já sucedeu em 2009 e 2008, foram consideradas no cálculo deste indicador as chamadas para o número de telefone dedicado à 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.

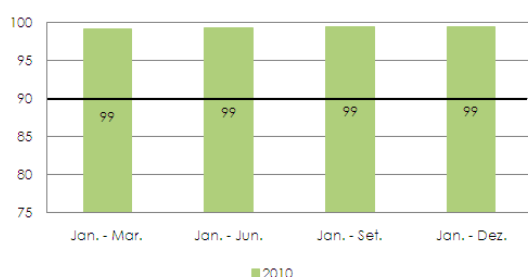


Gráfico 4.6 – Pedidos de Informação (%)

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 9 pontos percentuais. Tal correspondeu a que cerca dos 122 mil pedidos de informação recebidos na Empresa, 121 mil foram respondidos até 15 dias úteis.

De referir que o assunto que mais motivou a apresentação de pedidos de informação diz respeito a “leituras”. Ao mesmo tempo salienta-se que no cálculo do indicador passaram a estar incluídos todos os pedidos de informação, não apenas os ‘escritos’. Esta alteração fez com que o número de pedidos tivesse sido muito superior ao valor verificado em 2009 (4 445 pedidos), o que evidencia a

capacidade da Empresa no tratamento dos pedidos de informação que lhe chegam pelos vários pontos de contacto.

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.

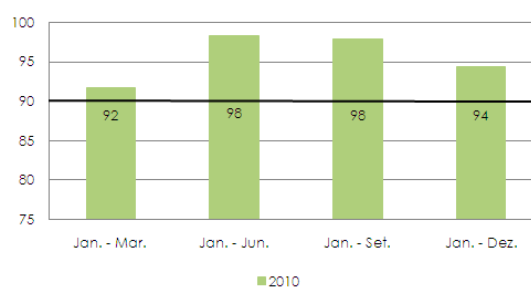


Gráfico 4.7 – Reposição de serviço após interrupções acidentais (%)

Assim durante o ano de 2010 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 do RQS foi ultrapassado, em 4 pontos percentuais. No 1.º trimestre o valor do indicador é mais baixo que nos restantes, este registo deve-se ao facto de terem

ocorrido condições atmosféricas muito adversas durante esse período em especial, o temporal Xynthia de dia 27 de fevereiro que afetaram principalmente as DRC's Norte, Porto, Mondego e Tejo.

O cumprimento do indicador correspondeu a que o restabelecimento do fornecimento de energia foi efetuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 28 milhões de situações (21 milhões em 2009) de clientes sujeitos a interrupções acidentais de fornecimento.

Para alcançar este nível de desempenho é determinante a vontade expressa da Empresa em cumprir, rigorosamente, o objetivo que se propôs, o qual assenta numa prestação de serviços com um elevado rigor e qualidade.

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 2010, o valor de 3 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 do desempenho na 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.

Nos pontos seguintes descrevem-se as situações em que pode haver lugar ao pagamento de uma compensação, por parte do ORD e caracteriza-se a situação verificada em 2010.

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 (compensação).

Em 2010, a EDP Distribuição agendou 751 620 visitas combinadas. Destas, em 446 casos (0,06%) a Empresa não cumpriu o intervalo combinado, tendo pago compensações no montante de 7 998,0 EUR relativas a 441 incumprimentos.

Das visitas combinadas, 79 590 (10,6%) não se realizaram por ausência do cliente, tendo sido cobrado, aos clientes, o montante de 6 540,0 EUR.

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 indispensáveis à sua sobrevivência e para os clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Em 2010, a EDP Distribuição registou 180 886 assistências técnicas a avarias na alimentação individual do cliente. Foram pagas 4 364 compensações devido a intervenções realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, no valor total de 79 968,0 EUR. No caso das situações de avaria da responsabilidade do cliente, foram pagas à EDP Distribuição 39 903 compensações no valor de 413 836 EUR.

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, sendo um deles a “falta de pagamento ao comercializador de último recurso”.

Ultrapassada a situação que originou a interrupção e efetuados os

pagamentos devidos, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia elétrica 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 2010, a EDP Distribuição realizou um total de 1 775 restabelecimentos de fornecimento fora dos prazos regulamentares, tendo pago 1 775 compensações no valor global de 32 682,0 EUR.

Reposição urgente do fornecimento

Em 2010 foram efetuadas 15 522 reposições em resposta à solicitação de restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica em BT. Nesse sentido, o montante dos encargos cobrados a clientes correspondeu a 361 150 EUR.

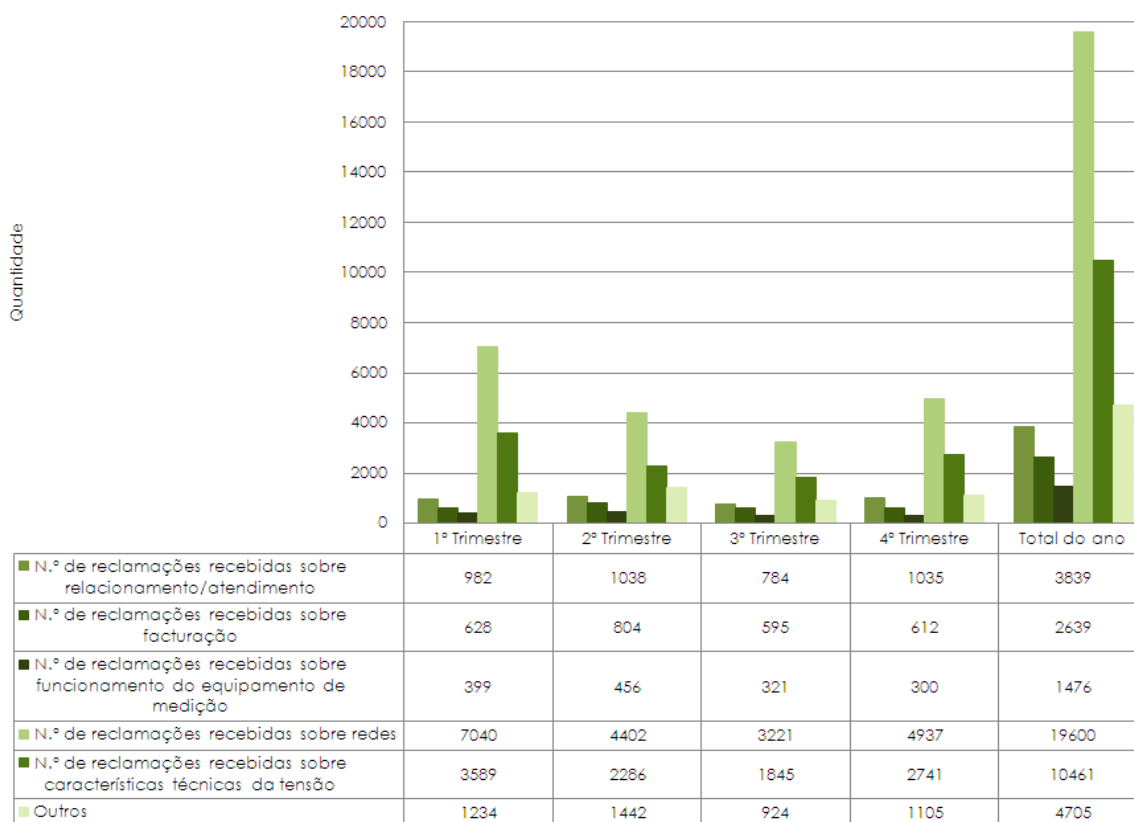


Gráfico 4.8 – Número de reclamações recebidas no ano 2010 (Motivos)

Reclamações

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

Em 2010, a EDP Distribuição recebeu 42 720 reclamações. No Gráfico 4.8 é feita uma análise, por trimestre, dos motivos que estiveram na origem das diversas reclamações que foram apresentadas à Empresa, sendo de salientar que destas, 46% foram relativas a questões de “redes”.

Relativamente às reclamações respondidas, 435 foram respondidas fora do prazo, tendo a Empresa pago 286 compensações, o que correspondeu a 5 894,0 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. Nos termos do RQS o operador da rede de distribuição deve garantir que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 6 meses. Para o cálculo do indicador são considerados os equipamentos acessíveis, ou seja, situações em que a leitura do equipamento possa ser efetuada por acesso a partir de locais públicos.

Foram pagas pela EDP Distribuição 1 111 compensações por incumprimento do intervalo de tempo para realizar leituras num total de 20 376,0 EUR.

4.4. Clientes com necessidades especiais

No final do ano de 2010 encontravam-se registados 579 clientes com necessidades especiais. O Gráfico 4.9 ilustra qual a distribuição destes clientes. No ano de 2010 foi inscrito um novo campo referente a clientes com limitações no domínio da comunicação oral e verificou-se um aumento significativo do número de clientes com limitações no domínio da mobilidade, representando agora 17% do total de clientes com necessidades especiais (10% em 2009). De referir ainda que 295 clientes (51% do total de clientes registados) dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência.

Os deveres para com estes clientes incluem a adoção de meios de comunicação adequados às suas especificidades. Devem ser informados individualmente e com uma antecedência mínima, estabelecida no RRC, antes de interrupções de fornecimento previstas. Aos clientes dependentes de equipamento médico elétrico indispensável à sua

sobrevivência é necessário garantir um atendimento preferencial nas situações de avaria e de emergência.

A EDP Distribuição não realizou no ano de 2010 nenhuma ação junto da Associação Portuguesa de Deficientes (APD).

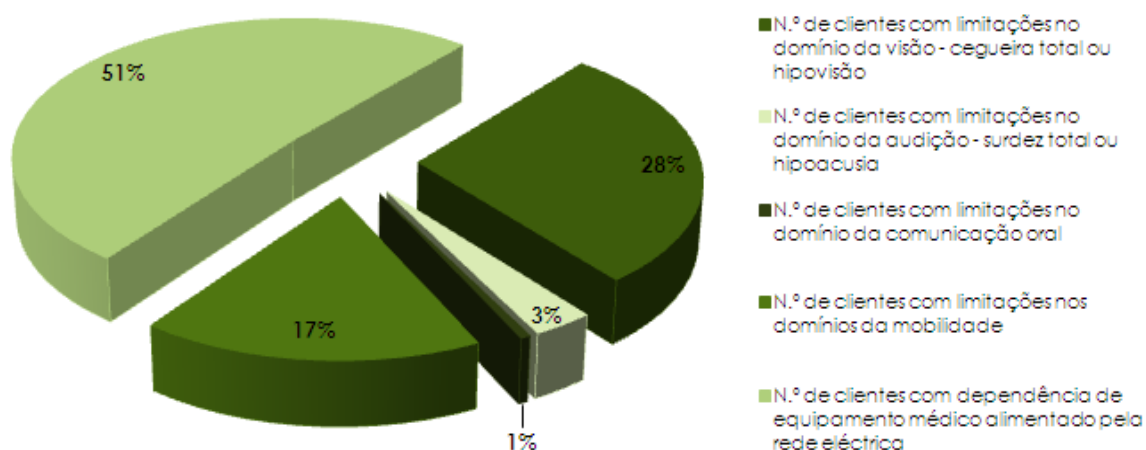


Gráfico 4.9 – Número de clientes com necessidades especiais

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

A EDP Distribuição em colaboração com o Departamento de Engenharia Eletrotécnica da

Universidade de Coimbra lançou em 2010 o “manual de ligações à rede elétrica do serviço público: guia técnico e logístico de boas práticas”, que pretende dar a conhecer os procedimentos gerais para efetuar a ligação de instalações de clientes, promotores de empreendimentos ou produtores de energia. O manual não substitui nenhuma legislação ou regulamentação em vigor, mas tem o propósito de facilitar o acesso à informação ou resumi-la de forma ilustrativa, ajudando técnica e comercialmente os clientes da EDP Distribuição.

Ainda durante o ano de 2010, entrou em vigor a tarifa social que tem por objetivo a criação de uma ajuda tarifária aos clientes mais desfavorecidos. Esta tarifa prevê um desconto na tarifa de acesso à rede.

Foi elaborado um novo contrato de uso das redes, clarificando as regras de operação do mercado. Este novo contrato surgiu no seguimento da alteração ao RRC feita na perspetiva de acomodar a interrupção do fornecimento aos clientes dos comercializadores em regime de mercado, nas situações de falta de pagamento.

Na procura de soluções que proporcionem o reforço do

relacionamento comercial entre os operadores das redes de distribuição e seus clientes, a EDP Distribuição participou de forma ativa, durante 2010, com propostas visando a alteração da regulamentação relativa a ligações às redes, tendo as referidas alterações por objetivo a atualização de valores anteriormente publicados, referentes ao cálculo dos encargos de reforço das redes de baixa tensão. Assim, veio a ser fixado, em Despacho da ERSE, um montante máximo nos casos de reforço de redes com potências contratadas muito elevadas.

De salientar o fato de em 2010 todos os indicadores gerais de qualidade de serviço do RQS terem registado um claro cumprimento dos padrões definidos regulamentarmente.

5. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2010, o que permite caracterizar a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia elétrica.

Durante o ano de 2010 foi colocado em produtivo a ligação automática entre o sistema de supervisão e controlo da rede de AT e MT (SCADA) e o sistema de gestão de incidentes (Rede Activa) garantindo assim a ambição da EDP Distribuição de proceder à abertura de todas as ocorrências na rede de distribuição de uma forma automática e, consequentemente, de melhorar a integridade da informação.

No âmbito do Programa Distribuição 2012, lançou-se ainda em 2010 o projeto Excelente Qualidade de Serviço que integra as seguintes principais ações para a melhoria da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição:

- Redução de assimetrias de qualidade de serviço entre as diferentes regiões de Portugal

continental (integra os planos específicos de melhoria nos distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e zona norte de Lisboa);

- Uniformização do regime de neutro da rede de MT (substituição do regime de neutro isolado para impedante em cerca de 70 subestações);
- Incremento do nível de automação da rede de Média Tensão, que prevê a instalação de cerca de 1500 novos pontos de telecomando nas redes aéreas e subterrâneas MT em 2011 e 2012; com este projeto pretende-se atingir em 2012 a instalação de pelo menos 1,5 pontos de telecomando em cada linha MT.
- Melhoria do plano de atuação em situação em crise, que tem por objetivo otimizar o desempenho da EDP Distribuição em situações de grande perturbação na rede nomeadamente causadas pelas condições meteorológicas adversas.

5.1. Continuidade de Serviço

5.1.1. Eventos de carácter excepcional

27 de fevereiro 2010, Temporal Xynthia

No dia 27 de fevereiro de 2010 as regiões Norte e Centro do país, correspondendo em termos organizativos da EDP Distribuição, às

DRCN (Direção de Rede e Clientes Norte), DRCP (Direção de Rede e Clientes Porto), DRCM (Direção de Rede e Clientes Mondego) e DRCT (Direção de Rede e Clientes Tejo), estiveram sujeitas a condições atmosféricas extraordinárias que afetaram as redes de distribuição de energia elétrica, em particular a rede de média tensão e as redes de baixa tensão, de forma muito significativa.



Figura 5.1 – Informação Meteorológica dia 27 de fevereiro 2010 (Alerta Vermelho e Laranja)

Conforme informação disponibilizada pelo Instituto de Meteorologia, as zonas que foram mais afetadas estão representadas na Figura 5.1 (zonas com nível de alerta vermelho).

Relativamente às interrupções de longa duração, superiores a 3 minutos, verificou-se uma distribuição

nacional constante da Figura 5.1. Foram afetados, em simultâneo e por interrupções de longa duração, superiores a 3 minutos (às 17 h do dia 27 de fevereiro), cerca de 818 mil consumidores, tendo sido mais afetados os distritos de Castelo Branco, Leiria, Lisboa, Portalegre, Santarém, Aveiro, Coimbra, Guarda e Viseu. No período compreendido entre as 14h e

as 17h houve um pico no número de interrupções acidentais nas zonas referidas, que ultrapassou as 350 em

toda a EDP Distribuição, conforme se pode verificar no Gráfico 5.1.

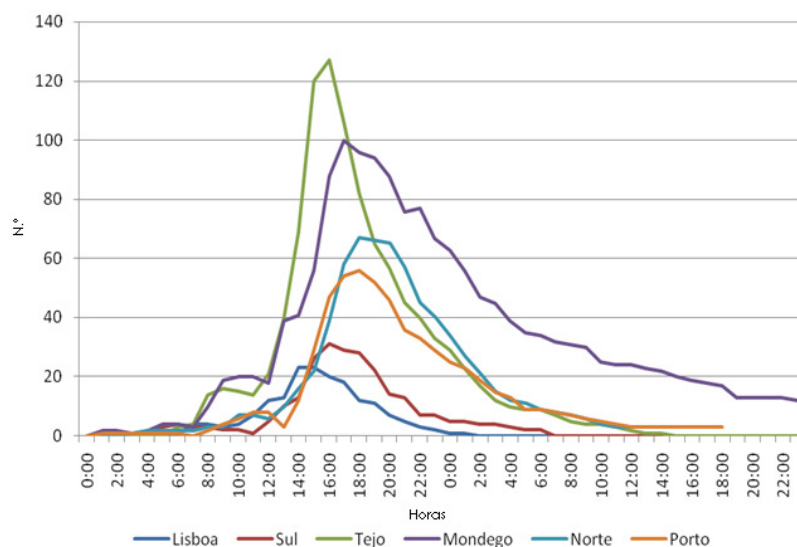


Gráfico 5.1 – Distribuição das Interrupções acidentais ao longo do dia 27 de fevereiro de 2010 por DRC

O Tempo de Interrupção Equivalente de Média Tensão (TIEMT) correspondente às interrupções acidentais que ocorreram no período de exclusão considerado (entre as 10h e as 18h do dia 27 de Fevereiro) foi de 29,82 minutos, a que corresponde uma Energia Não Distribuída (END) de 2 174,90 MWh.

Apresenta-se seguidamente na Tabela 5.1, o impacto deste regime perturbado no número de interrupções acidentais AT e MT ocorridas no dia 27 de fevereiro. Do total de interrupções acidentais foram excluídas 671 ocorridos no período de exclusão anteriormente referido.

Unidade Organizativa	Nº Interrupções acidentais AT/MT excluídas em 27 de Fevereiro de 2010
DRC NORTE	91
DRC PORTO	74
DRC MONDEGO	206
DEP NORTE	371
DRC TEJO	270
DRC LISBOA	8
DRC SUL	22
DEP SUL	300
EDP DISTRIBUIÇÃO	671

Tabela 5.1 – N.º de interrupções acidentais AT e MT excluídos no dia 27 de fevereiro

27 FEVEREIRO 2010

Unidade Organizativa	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT
	valores totais				valores após exclusões				valores excluídos			
DRC NORTE	8,0	583,8	0,1	13,4	2,9	208,6	0,1	5,6	5,1	375,3	0,1	7,8
DRC PORTO	8,9	650,0	0,1	12,3	3,1	226,4	0,1	4,1	5,8	423,6	0,0	8,1
DRC MONDEGO	11,1	810,9	0,3	29,7	4,3	316,8	0,2	11,8	6,8	494,2	0,2	17,9
DEP NORTE	28,0	2 044,7	0,6	55,4	10,3	751,7	0,3	21,6	17,7	1 293,0	0,3	33,8
DRC TEJO	15,4	1 123,0	0,4	25,8	4,7	339,9	0,2	8,8	10,7	783,0	0,2	17,0
DRC LISBOA	3,6	259,5	0,0	3,8	3,0	216,2	0,0	3,0	0,6	43,3	0,0	0,8
DRC SUL	2,5	181,7	0,1	6,7	1,7	126,2	0,1	4,3	0,8	55,5	0,0	2,4
DEP SUL	21,4	1 564,2	0,5	36,2	9,4	682,3	0,3	16,1	12,1	881,9	0,2	20,2
EDP DISTRIBUIÇÃO	49,5	3 608,9	1,0	91,6	19,7	1 434,0	0,6	37,6	29,8	2 174,9	0,4	54,0

Tabela 5.2 – Indicadores MT referentes a 27 de fevereiro 2010, com e sem exclusões

Na Tabela 5.2 apresentam-se as exclusões nos indicadores de Qualidade de Serviço Técnico.

3 de outubro 2010

No dia 3 de outubro as regiões Norte e Centro do país estiveram sujeitas a condições atmosféricas extraordinárias caracterizadas por chuva intensa, vento forte com rajadas

que atingiram velocidades superiores a 140 km por hora.

Conforme indicado na Figura 5.2, as condições extraordinárias afetaram essencialmente as regiões norte e centro de Portugal continental.

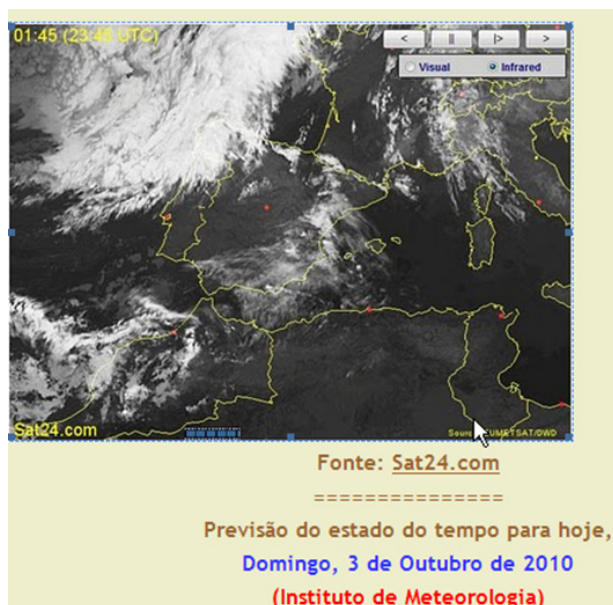


Figura 5.2 – Informação Meteorológica dia 3 de outubro 2010

No gráfico seguinte pode-se verificar a evolução do número de interrupções acidentais ao longo do dia, entre as 9h e as 18h. Constata-se que houve um pico às 10h, chegando a atingir as 32 interrupções simultâneas ao nível da EDP Distribuição. As condições atmosféricas desfavoráveis permaneceram de uma forma constante ao longo do dia, tendo como consequência que um grande número de interrupções se tivesse mantido durante largos períodos (Gráfico 5.2), originando uma

acumulação considerável de tarefas normalmente requeridas para o restabelecimento do serviço aos clientes. A permanência das condições atmosféricas extraordinárias por um longo período de tempo condicionou de forma significativa a resolução das avarias ocorridas que, na maioria das situações, esteve relacionada com queda de árvores ou arremesso de objetos e ramos de árvores sobre as linhas aéreas de MT e BT.

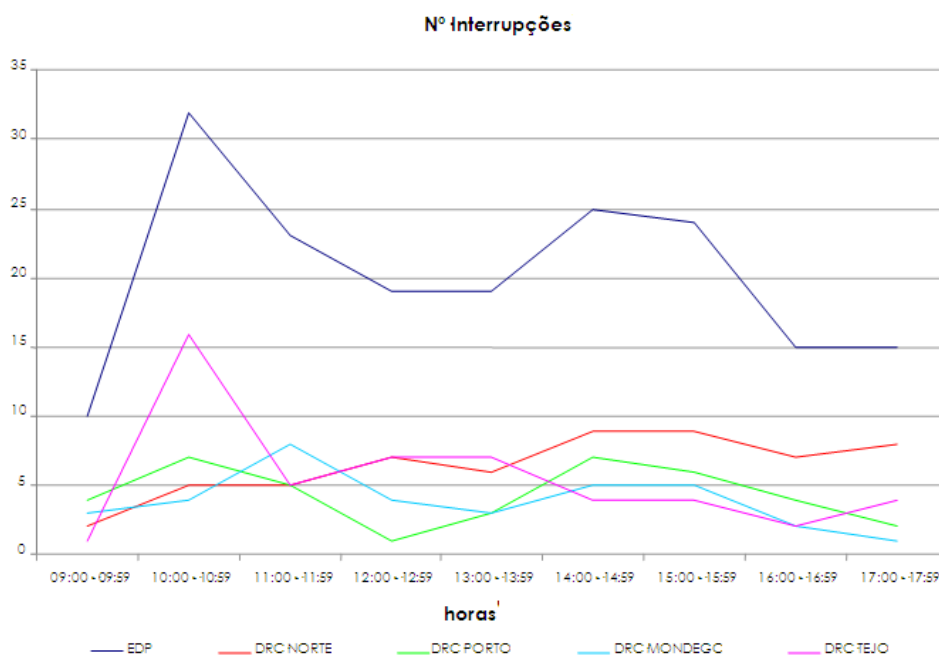


Gráfico 5.2 – Distribuição das Interrupções acidentais ao longo do dia 3 de Outubro 2010 por DRC

Este temporal teve consequências no normal desempenho e condução da rede, pelo que foi excluído o seu efeito nos indicadores

de Qualidade de Serviço, no período compreendido entre as 9h e as 18h do dia 3 de outubro 2010, conforme se apresenta na Tabela 5.3.

Unidade Organizativa	Nº Interrupções acidentais AT/MT excluídas 3 de Outubro de 2010
DRC NORTE	56
DRC PORTO	34
DRC MONDEGO	33
DEP NORTE	123
DRC TEJO	36
DRC LISBOA	0
DRC SUL	0
DEP SUL	36
EDP DISTRIBUIÇÃO	159

Tabela 5.3 – N.º de interrupções acidentais AT e MT excluídos no dia 3 de outubro

3 OUTUBRO 2010

Unidade Organizativa	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT
	valores totais				valores após exclusões				valores excluídos			
DRC NORTE	4,2	253,0	0,1	7,3	2,1	126,1	0,1	3,7	2,1	126,9	0,0	3,6
DRC PORTO	5,3	317,8	0,1	5,8	3,9	234,2	0,1	4,4	1,4	83,5	0,0	1,4
DRC MONDEGO	1,8	111,0	0,1	5,1	1,3	77,8	0,1	3,4	0,6	33,2	0,0	1,7
DEP NORTE	11,4	681,7	0,3	18,3	7,3	438,1	0,2	11,5	4,1	243,7	0,1	6,8
DRC TEJO	6,2	374,1	0,2	10,4	4,9	291,8	0,1	8,3	1,4	82,3	0,0	2,0
DRC LISBOA	3,7	223,3	0,1	2,8	3,7	223,2	0,1	2,8	0,0	0,1	0,0	0,0
DRC SUL	0,9	54,0	0,0	2,1	0,9	54,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
DEP SUL	10,8	651,4	0,3	15,3	9,5	569,0	0,2	13,2	1,4	82,4	0,0	2,1
EDP DISTRIBUIÇÃO	22,2	1 333,1	0,5	33,5	16,8	1 007,0	0,4	24,7	5,4	326,1	0,1	8,8

Tabela 5.4 – Indicadores MT referentes a 3 de outubro 2010, com e sem exclusões

No total, para o indicador TIE da EDP Distribuição, foram excluídos 5,43 minutos, conforme Tabela 5.4.

7 de dezembro 2010

No dia 7 de dezembro registou-se um fenómeno meteorológico, classificado como tornado pelo Instituto de Meteorologia, conforme indicado na Figura 5.3, que afetou a zona de Torres Novas, Tomar, Ferreira do Zêzere e Sertã, no período compreendido entre as 14h30 e as 16h,

tendo provocado danos significativos nas redes aéreas AT, MT e BT, nomeadamente pela queda de um poste de uma Linha MAT da Rede Nacional de Transporte junto à subestação de Venda Nova – Tomar. Este evento meteorológico causou danos elevados na rede, tendo provocado 17 incidentes nas redes AT e MT com um valor de TIE de 1,01 minutos, o qual foi excluído da contabilização dos indicadores da zona afetada.



Figura 5.3 – Informação Meteorológica dia 7 de dezembro 2010, tornado Tomar

Apresenta-se seguidamente o impacto deste regime perturbado no número de interrupções acidentais (Tabela 5.5) e nos indicadores de

Qualidade de Serviço Técnico de MT, constantes da Tabela 5.6.

Unidade Organizativa	N.º Interrupções acidentais AT/MT excluídas 7 de Dezembro de 2010
DRC NORTE	0
DRC PORTO	0
DRC MONDEGO	1
DEP NORTE	1
DRC TEJO	16
DRC LISBOA	0
DRC SUL	0
DEP SUL	16
EDP DISTRIBUIÇÃO	17

Tabela 5.5 – N.º de interrupções acidentais AT e MT excluídos no dia 7 de dezembro

7 DEZEMBRO 2010												
Unidade Organizativa	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT	TIEPI MT TOTAL	END	SAIFI MT	SAIDI MT
	valores totais				valores após exclusões				valores excluídos			
DRC NORTE	1,6	114,8	0,1	2,9	1,6	114,8	0,1	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0
DRC PORTO	2,1	148,2	0,0	2,1	2,1	148,2	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
DRC MONDEGO	1,5	106,9	0,1	3,7	1,2	83,9	0,1	3,6	0,3	23,0	0,0	0,1
DEP NORTE	5,2	369,8	0,2	8,6	4,8	346,8	0,2	8,5	0,3	23,0	0,0	0,1
DRC TEJO	10,0	719,3	0,2	16,5	9,4	670,2	0,2	15,3	0,7	49,1	0,0	1,2
DRC LISBOA	3,3	236,6	0,1	3,0	3,3	236,6	0,1	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DRC SUL	1,7	123,7	0,1	4,2	1,7	123,7	0,1	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
DEP SUL	15,1	1 079,6	0,3	23,7	14,4	1 030,5	0,3	22,5	0,7	49,1	0,0	1,2
EDP DISTRIBUIÇÃO	20,2	1 449,4	0,5	32,3	19,2	1 377,3	0,5	31,0	1,0	72,1	0,0	1,3

Tabela 5.6 – Indicadores MT referentes a 7 de dezembro 2010, com e sem exclusões

5 de dezembro 2010

Por último, é de mencionar ainda que no dia 5 de dezembro ocorreu um fenómeno meteorológico relevante e com grande impacto na rede MT nos distritos de Leiria e Santarém, consequência de uma subida brusca de temperatura - nesse dia registaram-se temperaturas muito baixas, próximas de 0º, e subida repentina da temperatura (cerca de 8º), acompanhada de chuva intensa e forte humidade. Esta situação meteorológica originou fortes condensações no interior das cabines dos postos de transformação, provocando defeitos de isolamento e impossibilidade de reposição de serviço, sem que previamente tivesse sido eliminada por ação de equipas no terreno, a humidade depositada nos equipamentos.

Face à ausência em tempo útil de uma caracterização meteorológica deste evento, não foi considerado um período de exclusão. No entanto, este evento meteorológico causou nos distritos de Leiria e Santarém 222 interrupções acidentais, a que correspondeu um valor de TIE de 5,92 minutos.

5.1.2. Avaliação final das exclusões com repercussão nos indicadores

Os valores finais dos indicadores de qualidade de serviço técnico, devido às condições atmosféricas extraordinárias, verificadas conforme indicado anteriormente, tiveram alterações devido às exclusões verificadas, conforme as tabelas síntese apresentados seguidamente.

INDICADORES	27 de Fevereiro	3 de Outubro	7 de Dezembro	TOTAL
	Exclusões	Exclusões	Exclusões	Exclusões
TIEPI MT	29,8	5,4	1,0	36,3
END	2 174,9	326,1	72,1	2 573,1
SAIFI MT	0,4	0,1	0,0	0,6
SAIDI MT	54,0	8,8	1,3	64,1

Tabela 5.7 – Exclusões 2010

INDICADORES	TOTAL 2010	TOTAL 2010
	Sem Exclusões	Com Exclusões
TIEPI MT	152,1	115,8
END	10 346,0	7 773,0
SAIFI MT	4,2	3,6
SAIDI MT	253,3	189,3

Tabela 5.8 – Indicadores de qualidade de serviço

5.2. Rede AT

5.2.1. Interrupções na rede AT

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT

apresenta-se de seguida, Tabela 5.9, os valores associados às interrupções verificadas em 2010.

Interrupções Acidentais AT	Tempos [min]	Origens das Ocorrências	
		Rede AT	Outras ⁽¹⁾
Sem afectação de clientes		457	14
Acidentais Curta Duração	$t \leq 3$	701	106
Inferiores a 1 min. (religações)	$t < 1$	398	50
Intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	303	56
Acidentais Longa Duração	$t > 3$	194	49
TOTAL		1 352	169

Interrupções Previstas AT	Tempos [min]	Origens das Ocorrências	
		Rede AT	Outras
Previstas Curta Duração	$t \leq 3$	6	2
Previstas Longa Duração	$t > 3$	39	2
TOTAL		45	4

Tabela 5.9 – Balanço da qualidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais e previstas

Notas:

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

As interrupções de curta duração (acidentais + previstas) correspondem a 52% do total das interrupções verificadas na Rede AT, das quais 55% (448) são religações

automáticas o que evidencia o bom nível de automatização existente. O Gráfico 5.3 mostra a distribuição das interrupções acidentais e previstas na

Rede AT (curta duração, longa duração).

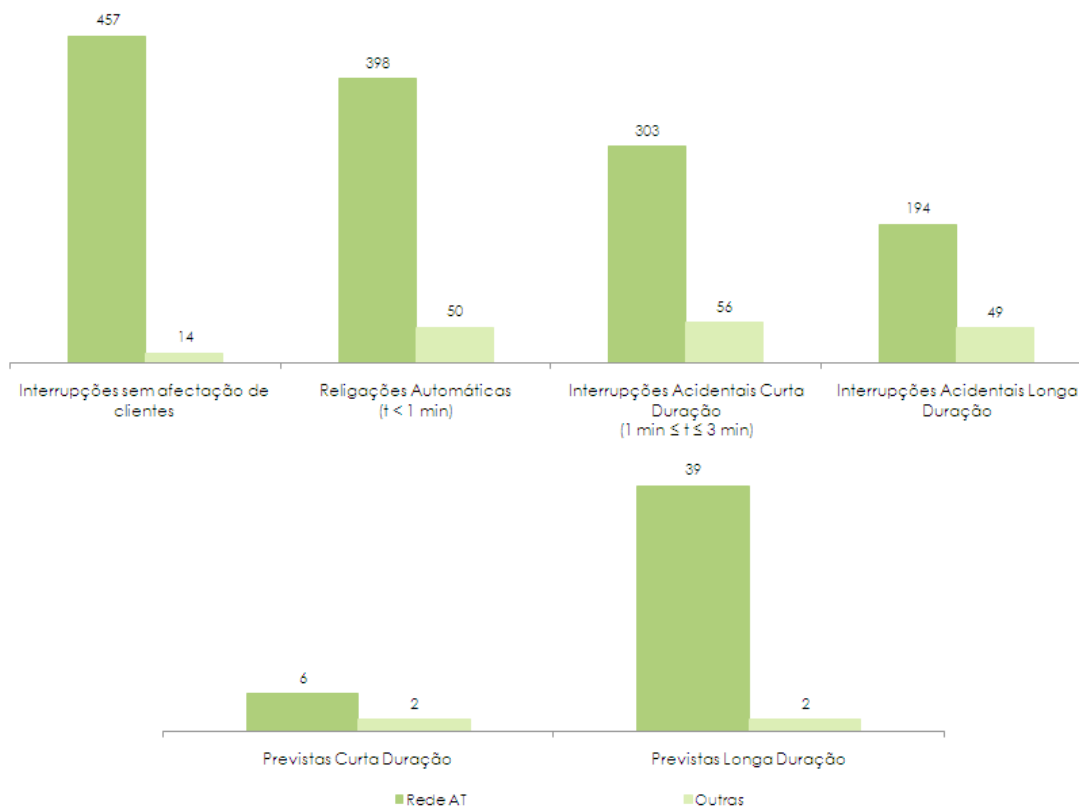


Gráfico 5.3 – Distribuição das Interrupções na rede AT, acidentais e previstas (n.º)

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 80% para o valor total das interrupções

acidentais AT conforme indicado na Tabela 5.10 e Gráfico 5.4.

N.º Interrupções	
Rede AT	194
Rede MT	47
RNT	2
Outros	0
243	

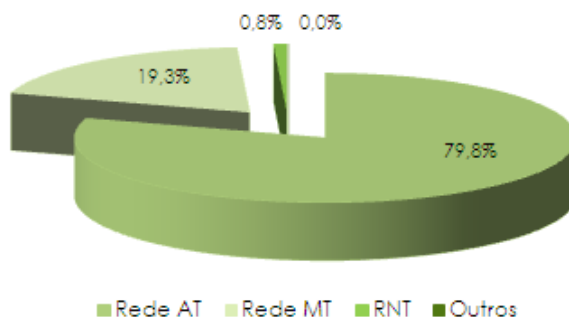


Tabela 5.10 & Gráfico 5.4 – Interrupções acidentais AT (longa duração) – Origem

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

Analisando todas as interrupções AT (acidentais e previstas) de longa duração que afetaram clientes, só com origem no nível de tensão AT, quanto às causas Internas ou Externas à rede, verifica-se com base nos dados constantes da Tabela 5.11 e no Gráfico 5.5, que as Internas contribuíram com 82% para o total das

interrupções AT. No conjunto das Internas, o contributo das causas classificadas como “Internas à rede”, representaram 40% do total das interrupções AT, enquanto que as “Estranhas à Rede” representam apenas 18%.

CAUSAS		N.º Ocorrências
Externas	Estranhas à Rede AT	44
	Razões de Segurança	0
Internas	Internas à Rede AT	95
	Causas Atmosféricas	39
	Causas Desconhecidas	16
	Trabalhos Inadiáveis	1
	Previstas	43
TOTAL		238

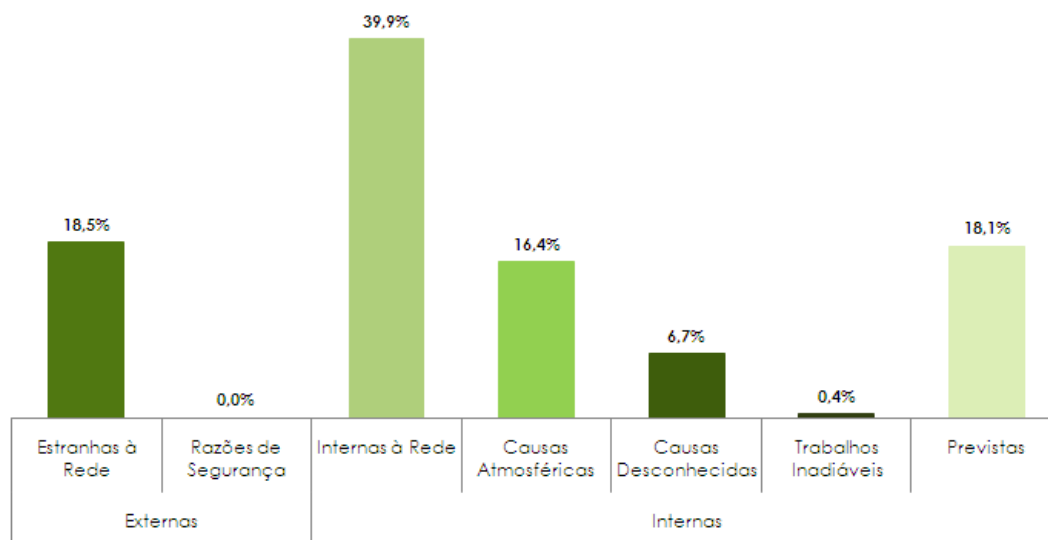


Tabela 5.11 & Gráfico 5.5 – Causas das interrupções acidentais e previstas AT (longa duração) – Origem AT

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 72% das interrupções AT

correspondem a quatro grupos de causas, 25,6% (74) Material/Equipamento, 18% (52) FFM Naturais ou Ambientais, 15,6% (45) Atmosféricos e 13,1% (38) Acordo com o Cliente (Gráfico 5.6).

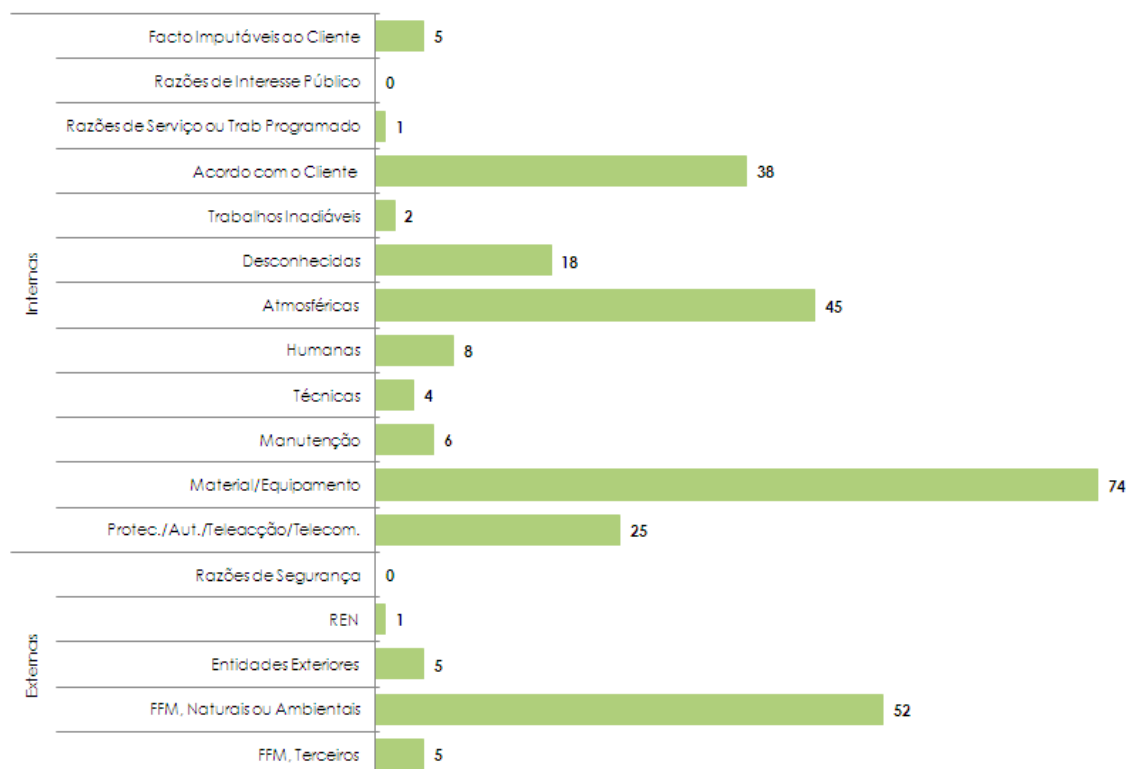


Gráfico 5.6 – N.º de interrupções acidentais e previstas AT – Grupo de causas

5.2.2. Interrupções relevantes na Rede AT

Incidente REN de 12 de Outubro de 2010

Este incidente ocorreu na Subestação da REN de Setúbal durante trabalhos de remodelação da instalação, devido à anomalia de equipamento, e provocou a interrupção do fornecimento de energia elétrica a uma zona considerável da Península de Setúbal.

Foram afetadas as subestações da EDP Distribuição do Sado, S. Sebastião, Brasil, Terroa, Pegões,

Vendas Novas, Moita, Carrascas, S. Francisco, Pinhal Novo e Montijo e os clientes AT Lisnave (MITRENA), Portucel (COOGERAÇÃO), Portucel (ENERPULPE), CNE, Visteon e Central de Setúbal num total de 170 711 clientes.

Este incidente não teve origem na rede da EDP Distribuição, mas sim na da REN. Foram contabilizadas as interrupções de serviço resultantes, apurando-se os indicadores de continuidade de serviço respectivos:

- TIEPIMT 0,84 min;
- END 62,68 MWh.

5.2.3. Rede de AT – Conclusões

Comparativamente ao verificado em 2009, constata-se uma diminuição no número de interrupções com a causa “Proteção /Automatismos”, o que reflete o trabalho desenvolvido no âmbito do programa Distribuição 2010, nomeadamente o projeto M2M, que visou estruturar uma política de manutenção decisiva para consolidar a gestão de ativos e a análise sistemática de desempenho do sistema de proteções da rede AT, utilizando para o efeito uma aplicação informática de análise de seletividade (CAPE).

Importa ainda destacar que a maioria das interrupções acidentais de

AT têm origem na própria rede AT, sendo que a maioria das interrupções, tem como classificação “Causa Interna à rede”, onde se incluem os grupos de causas “Material/Equipamento”, “Atmosféricos” e “FFM Naturais ou Ambientais”. Estas interrupções em conjunto com as que tiveram “Acordo c/ cliente” representaram 73% dos incidentes AT com origem na própria rede AT.

5.3. Rede MT

5.3.1. Interrupções na Rede MT

Analisando a rede de MT apresenta-se na tabela 5.12 os valores associados às interrupções verificados em 2010, na rede MT ou que a perturbaram.

Interrupções Acidentais MT	Tempos [min]	Origens das Ocorrências	
		Rede MT	Outras
Acidentais Curta Duração	$t \leq 3$	28 722	114
Inferiores a 1 min. (relições)	$t < 1$	16 303	41
Intervalo de 1 a 3 min.	$1 \leq t \leq 3$	12 419	73
Acidentais Longa Duração	$t > 3$	8 184	149
TOTAL		36 906	263

Interrupções Previstas MT	Tempos [min]	Origens das Ocorrências	
		Rede MT	Outras
Previstas Curta Duração	$t \leq 3$	893	25
Previstas Longa Duração	$t > 3$	2 837	53
TOTAL		3 730	78

Tabela 5.12 – 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 com 28 836 (70%). Neste número estão incluídas as religações automáticas, 16 344, que representam 56,7% das interrupções acidentais de curta duração e 40% do

total das interrupções acidentais e previstas (40 977).

Relativamente às interrupções previstas, conforme se pode verificar no Gráfico 5.7, 2 890 (76%) foram interrupções de longa duração e os restantes 24% (918) corresponderam a interrupções de curta duração.

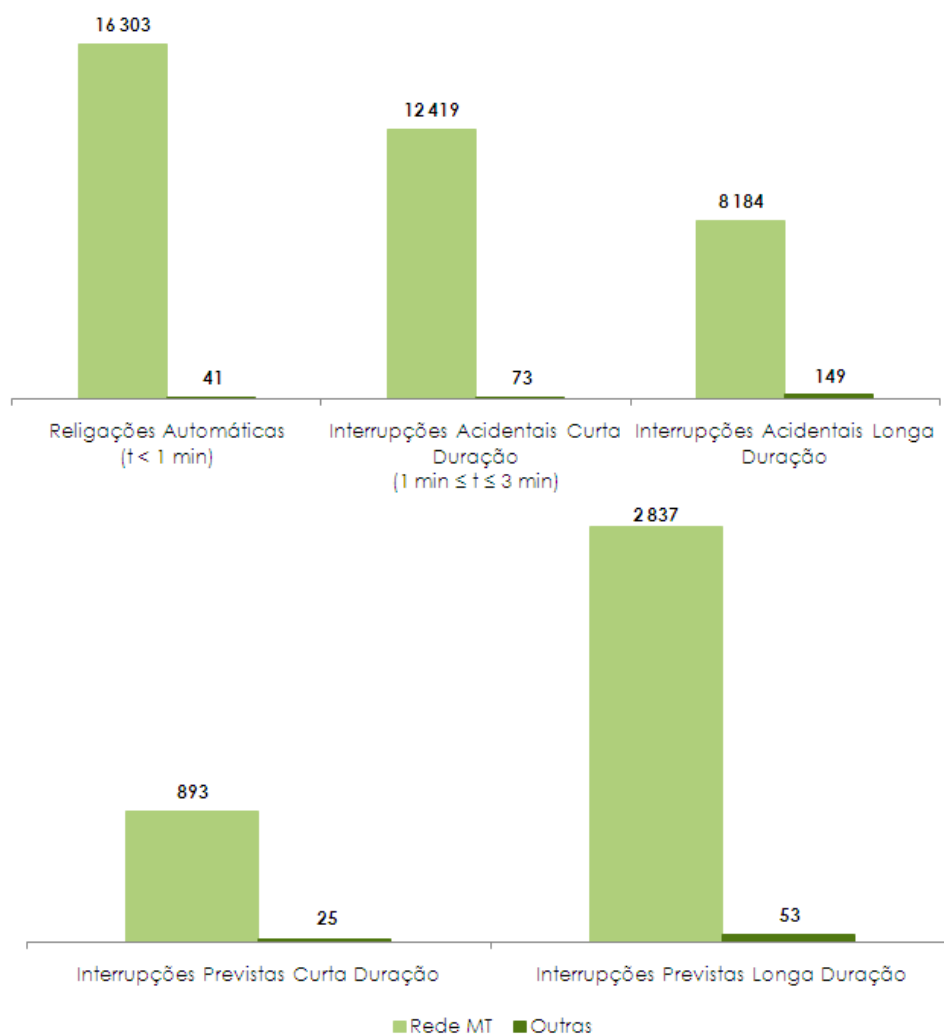


Gráfico 5.7 – Distribuição das Interrupções na rede MT, acidentais e previstas

De referir que 98% das interrupções acidentais (Tabela 5.13 e

Gráfico 5.8) teve origem na própria rede de MT.

Origem	Nº. Interrupções Acidentais
RNT	1
Rede AT	64
Rede MT	8 184
Outros	84
TOTAL	8 333

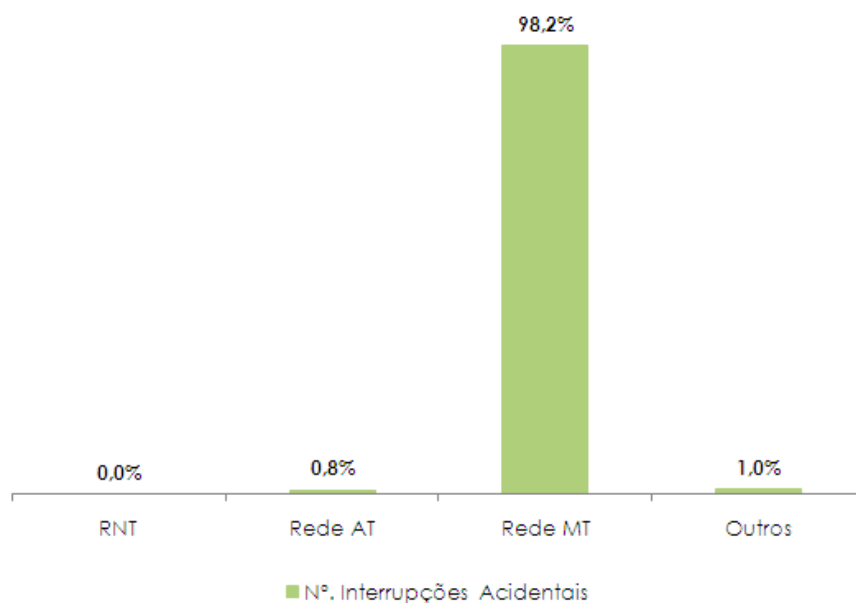


Tabela 5.13 & Gráfico 5.8 – Origem das interrupções acidentais MT (longa duração)

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 73% para o total das interrupções MT (Tabela 5.14 e Gráfico 5.9). No

conjunto das causas Internas, o contributo das causas classificadas como “Internas à rede”, representaram 29% do total das interrupções MT, enquanto que nas Externas as “Estranhas à Rede” representaram 27%.

CAUSAS		N.º Interrupções
Externas	Estranhas à Rede MT	2 969
	Razões de Segurança	15
Internas	Internas à Rede MT	3 238
	Causas Atmosféricas	1 357
	Causas Desconhecidas	605
	Trabalhos Inadiáveis	819
	Previstas	2 018
TOTAL		11 021

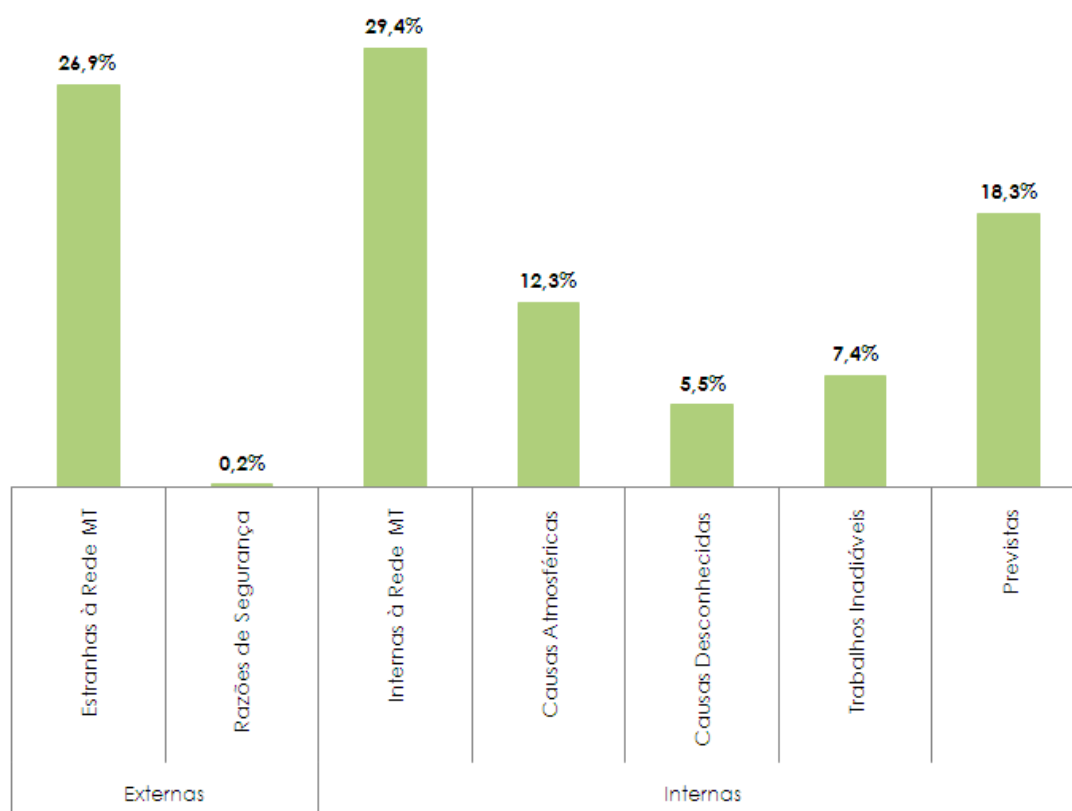


Tabela 5.14 & Gráfico 5.9 – Causas das interrupções acidentais e previstas MT (longa duração) – Origem MT

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 70% das interrupções corresponderam a cinco grupos de causas, 23,1% (2 595) Material/Equipamento, 15% (1 687)

Entidades Exteriores, 12,6% (1 416) Acordo com o Cliente, 12,2% (1 371) Atmosféricas, 8% (895) FFM Naturais ou Ambientais (Gráfico 5.10).

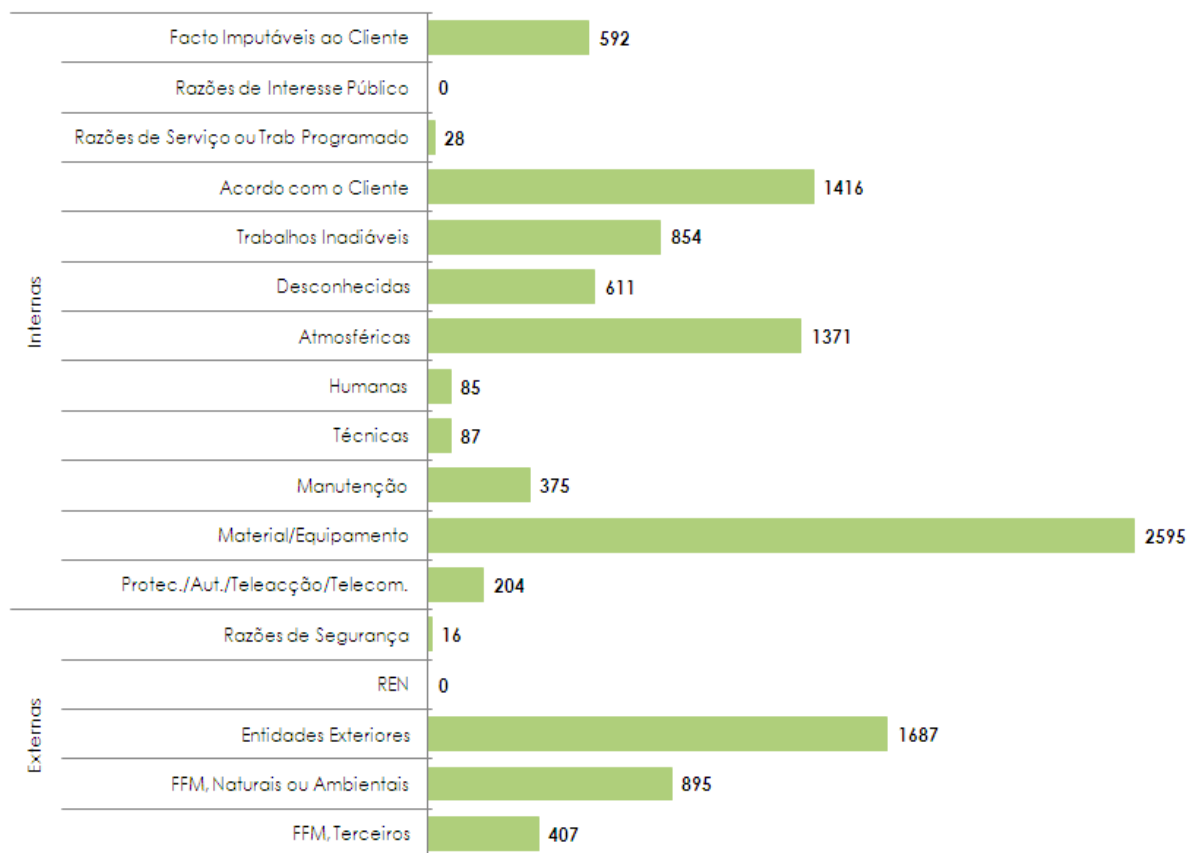


Gráfico 5.10 – N.º interrupções (acidentais e previstas) MT – Grupo de causas

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, descarregadores de sobretensão (DST) – clássico, isoladores rígidos, condutores nus de cobre e Filaça/Pinça, representaram 71% do total (Gráfico 5.11).

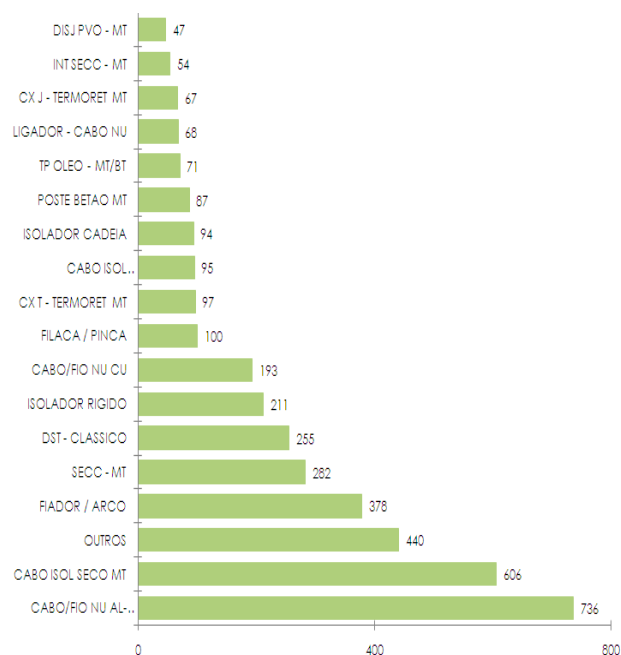


Gráfico 5.11 – N.º interrupções acidentais MT por elemento avariado

No agrupamento “Outros” estão incluídos os restantes elementos avariados (cerca de 52 tipos de elementos avariados) cuja percentagem individual é inferior a 1%.

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

Uma análise em termos de número de interrupções acidental MT de longa duração por 100 km de rede (IKR), é apresentada na Tabela 5.15.

IKR	2008	2009	2010
Rede MT	8,99	9,73	11,14

Nota: Considerados apenas os incidentes de longa duração MT com origem na mesma rede

Tabela 5.15 – N.º interrupções acidentais na rede MT por 100 km de linha

Conclui-se que se registou um aumento de 14% em relação ao ano de 2009, resultante essencialmente das condições atmosféricas adversas que se registaram nos períodos de janeiro a março e de outubro a dezembro.

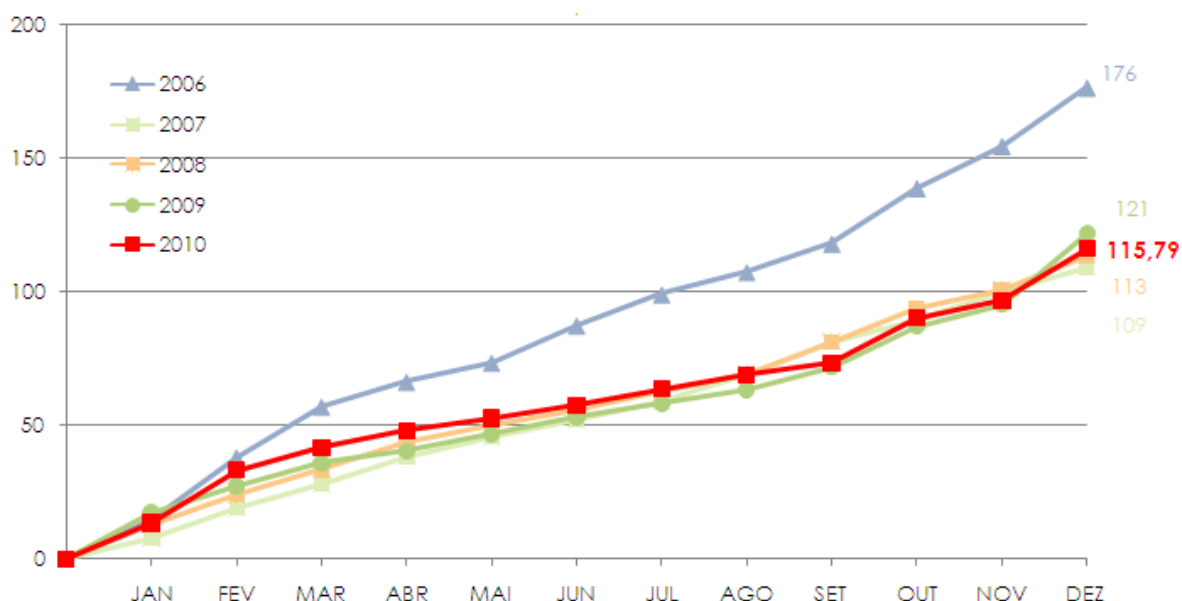


Gráfico 5.12 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (interrupções de longa duração)

5.3.2. Indicadores MT

No Gráfico 5.12 apresenta-se, a evolução mensal do TIEPI MT, para interrupções acidentais e previstas de longa duração nos últimos cinco anos

(2006-2010), registando-se nos últimos quatro anos uma tendência de estabilização deste indicador no intervalo 110 / 120 minutos.

No Gráfico 5.13 apresentam-se os valores do TIEPI MT, acumulado ao ano, mas desagregados pela origem (RNT,

AT ou MT) das interrupções (acidentais + previstas) que contribuíram para o seu cálculo.

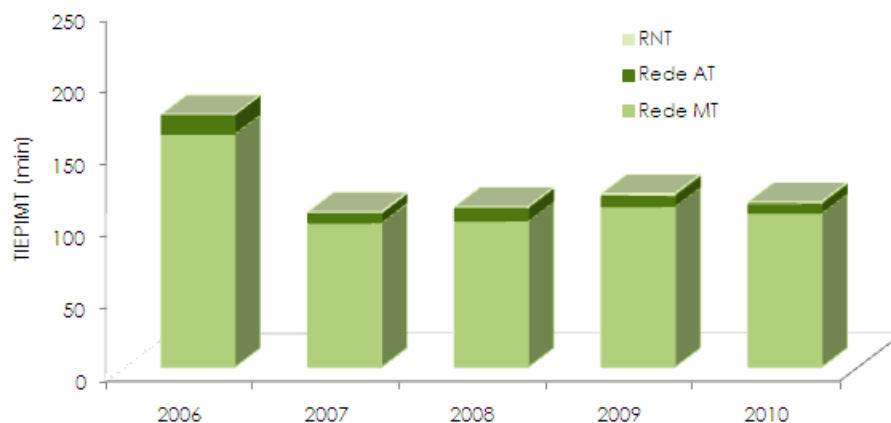


Gráfico 5.13 – Interrupções (acidentais + previstas) que contribuem para o TIEPI MT

Regista-se que o TIE resultante de interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte é muito reduzido e o contributo da rede AT da EDP Distribuição é igualmente diminuto e com uma tendência de redução nos últimos três anos.

O TIEPI MT Global de 2010 desdobrado pelas Zonas de qualidade de serviço A, B e C do RQS, está indicado no Gráfico 5.14. Registou-se em 2010 comparativamente a 2009, uma melhoria na Zona B e valores ligeiramente superiores nas zonas A e C.

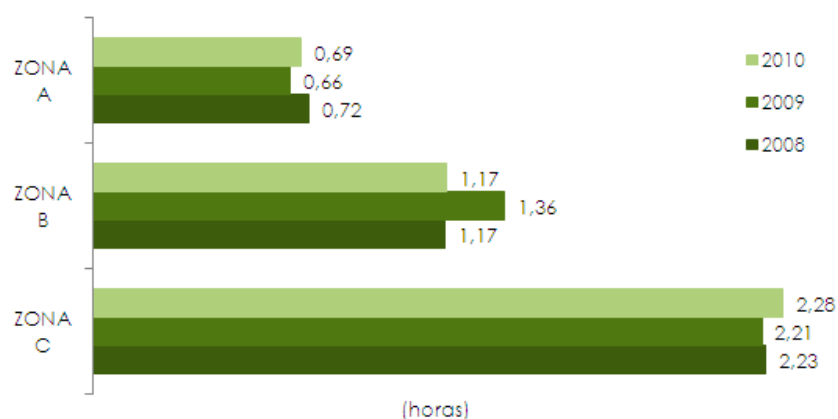


Gráfico 5.14 – Evolução do TIEPI MT por zonas A, B e C do RQS

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

5.3.2.1 Evolução dos indicadores

MT

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPIMT, Energia Não Distribuída (END), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentes da sua origem, é apresentada na Tabela 5.16. Constatou-se assim uma diminuição de -4,7% no

TIEPIMT e de -9,6% na END no período em análise.

Indicadores	Ano 2009	Ano 2010	Variação 10/09
TIEPIMT [min]	121,44	115,79	-4,7%
END [MWh]	8 602,04	7 772,82	-9,6%

Tabela 5.16– Evolução dos indicadores (2009-2010)

Para estes indicadores contribuíram as interrupções por origem apresentadas na Tabela 5.17.

Origem	Nº. Interrupções		TIEPIMT [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	1	2	1,4	0	85,2	0
Rede AT	64	9	6,3	0,0	424	1,5
Rede MT	8 184	2 837	105,5	1,5	7 090,1	99,1
Outros	84	42	1,1	0,0	70,7	2,6
TOTAL	8 333	2 890	114,3	1,5	7 670	103,2

Tabela 5.17 – Interrupções por origem

Salienta-se que diminuíram os valores dos indicadores no que respeita às interrupções previstas, sendo esta tendência resultante da ação da EDP Distribuição que tem por objetivo minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos em tensão e à utilização sistemática de geradores. Face aos valores do TIE e END obtidos no ano para as interrupções previstas, pode-se concluir que a quase totalidade dos trabalhos previstos realizados na rede foram executados sem interrupção de

serviço aos clientes. Importa salientar que em 2010 foram realizadas cerca de 34 000 intervenções programadas na rede de distribuição AT e MT.

A representação gráfica da distribuição percentual do número de interrupções acidentais e previstas em função da sua origem permite concluir que são as interrupções acidentais (73%) e as interrupções previstas (25%) com origem na própria rede MT, que têm o maior contributo para o seu valor total, como se pode verificar no Gráfico 5.15.

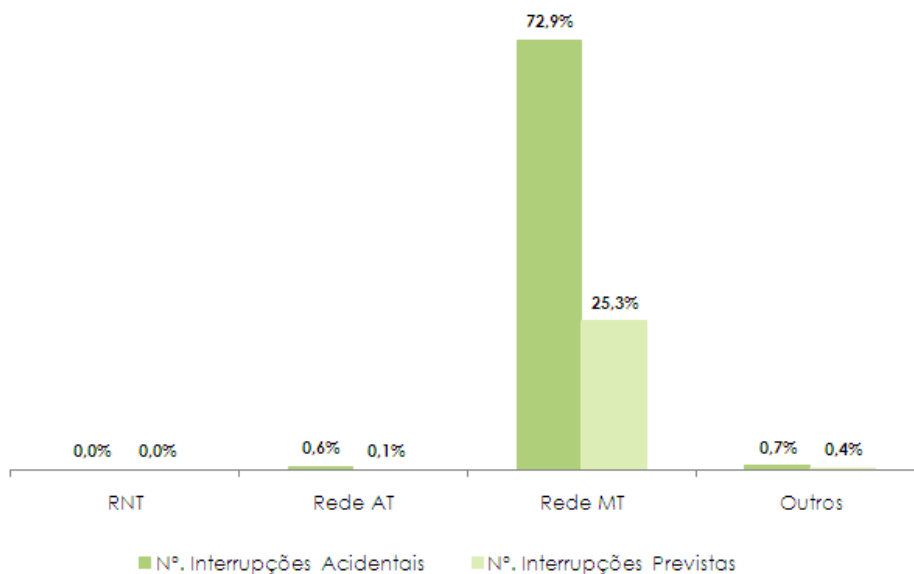


Gráfico 5.15 – Distribuição percentual do n.º de interrupções MT por origem

O mesmo tipo de representação, mas para os indicadores TIEPIMT e END, que reforça

a conclusão anterior, é apresentado nos Gráficos 5.16 e 5.17.

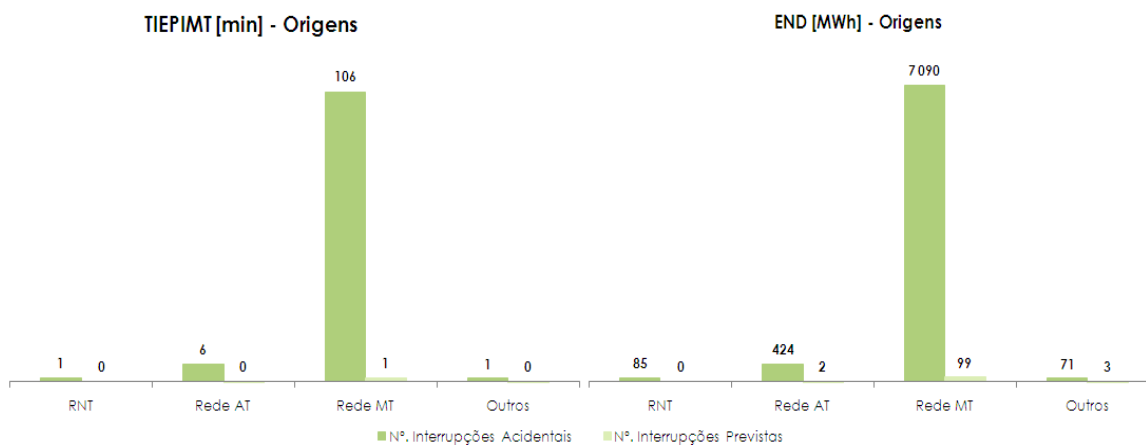


Gráfico 5.16 – Distribuição do n.º interrupções do TIEPI MT por origem

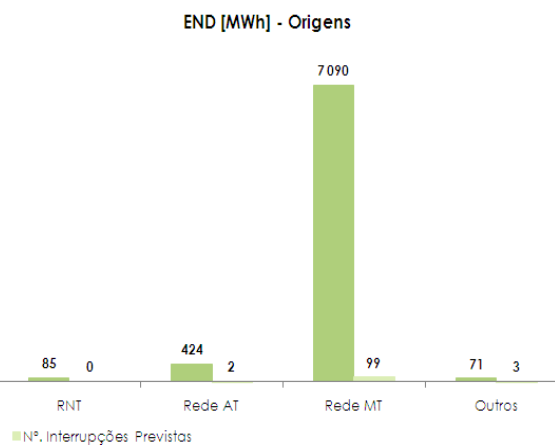


Gráfico 5.17 – Distribuição do n.º interrupções do END por origem

A Tabela 5.18 e Gráficos 5.18 e 5.19 confirmam a anterior conclusão de que é determinante a influência da

própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

CAUSAS		TIEPI MT [min]	END [MWh]
Externas	Estranhas à Rede MT	29,1	1 973,2
	Razões de Segurança	0,1	4,6
Internas	Internas à Rede MT	59,2	3 948,9
	Causas Atmosféricas	14,1	963,8
	Causas Desconhecidas	3,0	199,7
	Trabalhos Inadiáveis	1,4	96,0
	Previstas	0,0	3,1
TOTAL		107,0	7 189,2

Tabela 5.18 – Indicadores por tipo de causas – Origem MT

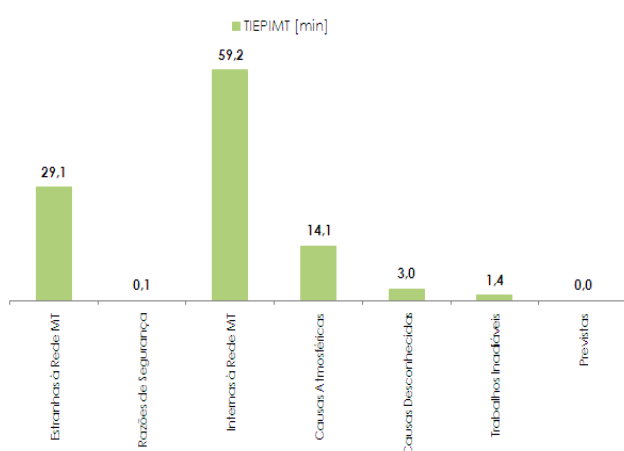


Gráfico 5.18 – TIEPI MT tipo de causas de interrupções MT, acidentais + previstas, origem MT

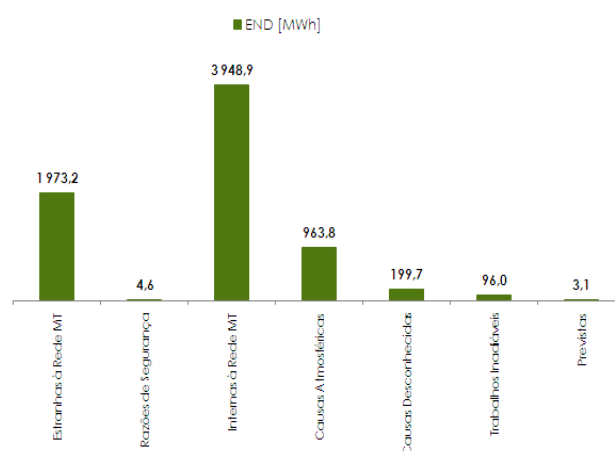


Gráfico 5.19 – END tipo de causas de interrupções MT, acidentais + previstas, origem MT

A evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para as interrupções (acidentais e previstas) de duração superior a 3 minutos, independentes da sua origem, é apresentada na Tabela 5.19.

Indicadores	Ano 2008	Ano 2009	Variação 10/09
SAIFI MT [nº]	3,13	3,61	15,5%
SAIDI MT [min]	186,28	189,25	1,6%

Tabela 5.19 – Evolução dos indicadores (2009-2010)

Constata-se assim um aumento de 1,6% no indicador SAIDI MT e de

15,5% no indicador SAIFI MT, comparativamente a 2009.

Importa salientar que, durante o ano de 2010, foi colocado em produtivo o interface automático entre o sistema SCADA e o sistema de gestão de incidentes (Rede Activa) que veio permitir a abertura automática das interrupções ocorridas nas redes AT e MT neste último sistema. As condições atmosféricas muito adversas registadas no início e final do ano em análise contribuíram para o acréscimo deste indicador.

Em resumo e em termos de variação 2009/2010 apresentam-se o TIEPI MT, END, SAIFI MT e SAIDI MT.

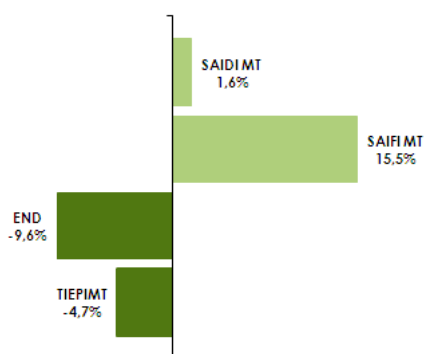


Gráfico 5.20– Evolução dos indicadores, variação 2009-2010

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

Nos pontos seguintes é feita uma análise mais detalhada aos desempenhos das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição. No cálculo dos indicadores, explicitados na Tabela 5.20, 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 14º.

A análise da evolução dos quatro indicadores de continuidade de serviço para as interrupções acidentais por Zona, comparativamente a 2009, permite concluir o seguinte:

- TIEPI MT: aumentou ligeiramente nas zonas A e C e registou uma redução na Zona B.
- END: registou uma redução nas três zonas definidas no RQS, sendo que na Zona B foi bastante significativa (cerca de 21%).
- SAIFI MT: registou um aumento nas três zonas.
- SAIDI MT: registou uma redução nas zonas A e B e um aumento na Zona C.

	INDICADORES		ZONA A	ZONA B	ZONA C
2009	TIEPIMT [min]	Acidentais	48,25	99,12	176,64
		Previstas	0,45	0,91	2,21
	END [MWh]	Acidentais	794,91	2 165,53	5 545,55
		Previstas	7,33	19,77	68,94
	SAIFI MT [n°]	Acidentais	1,16	2,13	3,74
		Previstas	0,03	0,04	0,09
	SAIDI MT [min]	Acidentais	55,72	120,75	230,24
		Previstas	0,64	1,33	3,19
2010	TIEPIMT [min]	Acidentais	48,64	83,74	177,07
		Previstas	0,24	0,59	2,98
	END [MWh]	Acidentais	739,86	1 696,21	5 233,52
		Previstas	3,58	11,85	87,80
	SAIFI MT [n°]	Acidentais	1,25	2,23	4,39
		Previstas	0,01	0,03	0,15
	SAIDI MT [min]	Acidentais	52,83	105,62	239,49
		Previstas	0,46	1,23	4,47

Tabela 5.20 – Indicadores de qualidade de serviço, por zona

Relativamente às interrupções previstas regista-se que se tratam de valores muito reduzidos o que reflete o objetivo estratégico da EDP Distribuição de realizar a quase totalidade das intervenções programadas na rede de distribuição, essencialmente ações de manutenção preventiva e sistemática e ligação de novos pontos de entrega ou recepção de energia, sem interromper o fornecimento de energia. Em termos globais e comparativamente a 2009, verifica-se uma redução nas Zonas A e B e um aumento na Zona C.

5.3.2.3 Evolução dos indicadores MT por DRC's e distritos

Neste ponto apresenta-se a desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18

Distritos existentes em Portugal continental (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na região respetiva).

Importa salientar que os valores obtidos em 2010 para os indicadores em análise mantêm-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

Indicador TIEPI MT

As DRC's Sul, Lisboa, Tejo e Norte atingiram desvios favoráveis (com variações de -12,9%, -11,6%, -8,9% e -3,6%, respectivamente). No entanto, as DRC's Porto e Mondego apresentaram desvios desfavoráveis compreendidos entre 4,4% e 17,2% relativamente aos valores obtidos em 2009.

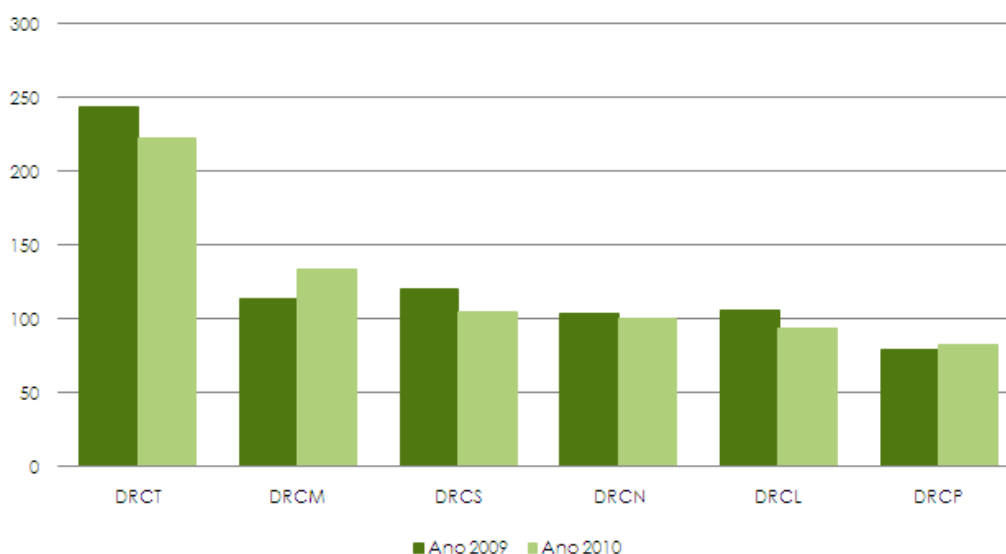


Gráfico 5.21 – TIEPI MT por DRC (min.)

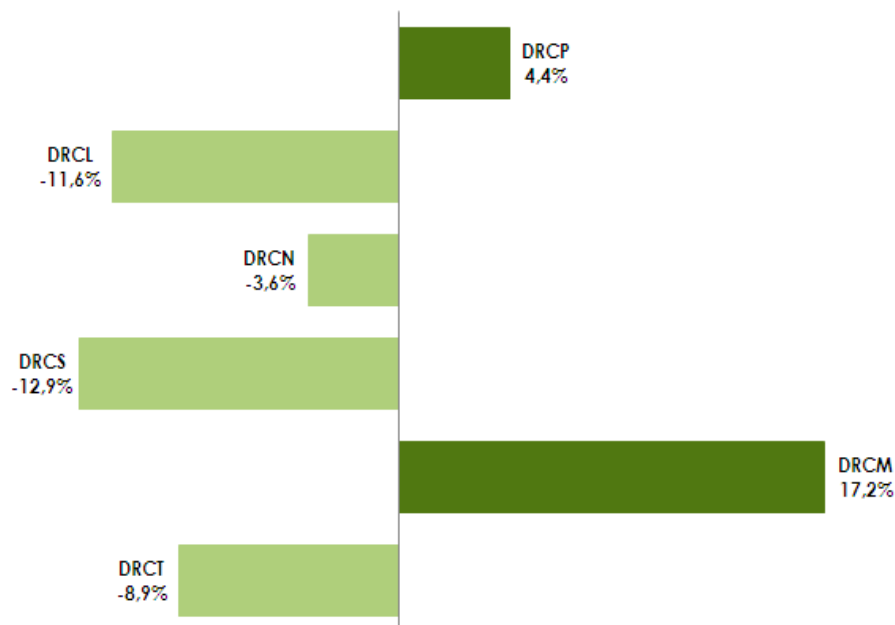


Gráfico 5.22 – TIEPI MT variação 2009-2010 por DRC

Os desvios desfavoráveis registados nas regiões correspondentes às Direções Mondego e Porto, comparativamente a 2009, foram consequência das condições atmosféricas extraordinárias que ocorreram no primeiro trimestre do ano, principalmente o efeito do temporal Xynthia, já referido.

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2009, indica desvios mais favoráveis em Vila

Real, Faro, Lisboa, Portalegre, Bragança e Leiria, destacando-se com uma evolução menos favorável os distritos de Coimbra, Braga, Guarda, Évora e Aveiro (quatro destes distritos localizam-se precisamente nas DRC's Porto e Mondego que, como referido no parágrafo anterior, foram muito afetados por condições atmosféricas extraordinárias).

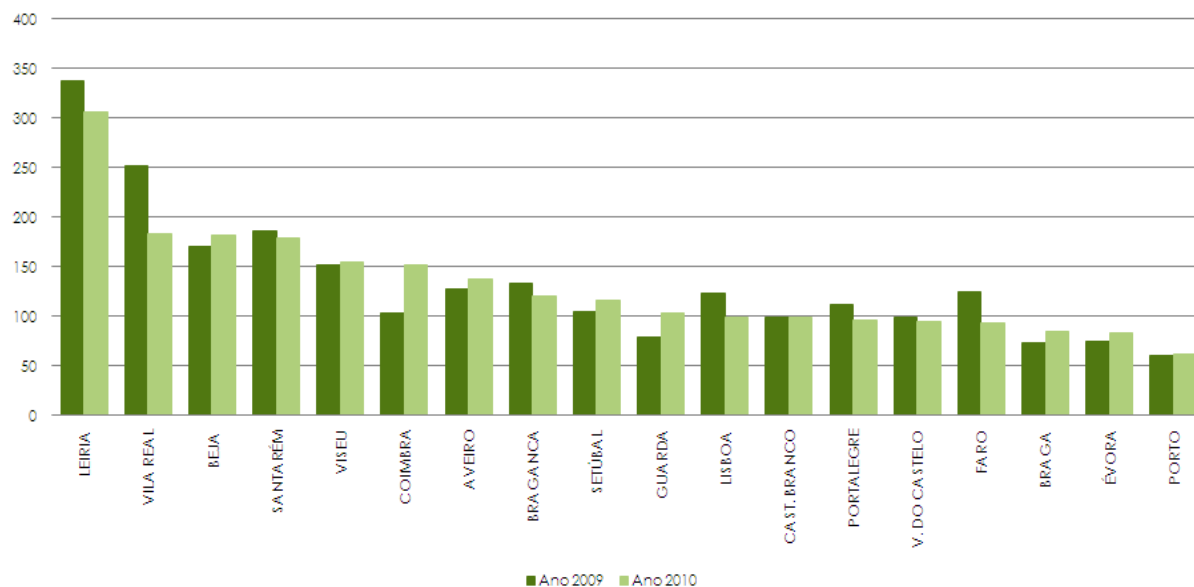


Gráfico 5.23 – TIEPI MT por distrito (min.)

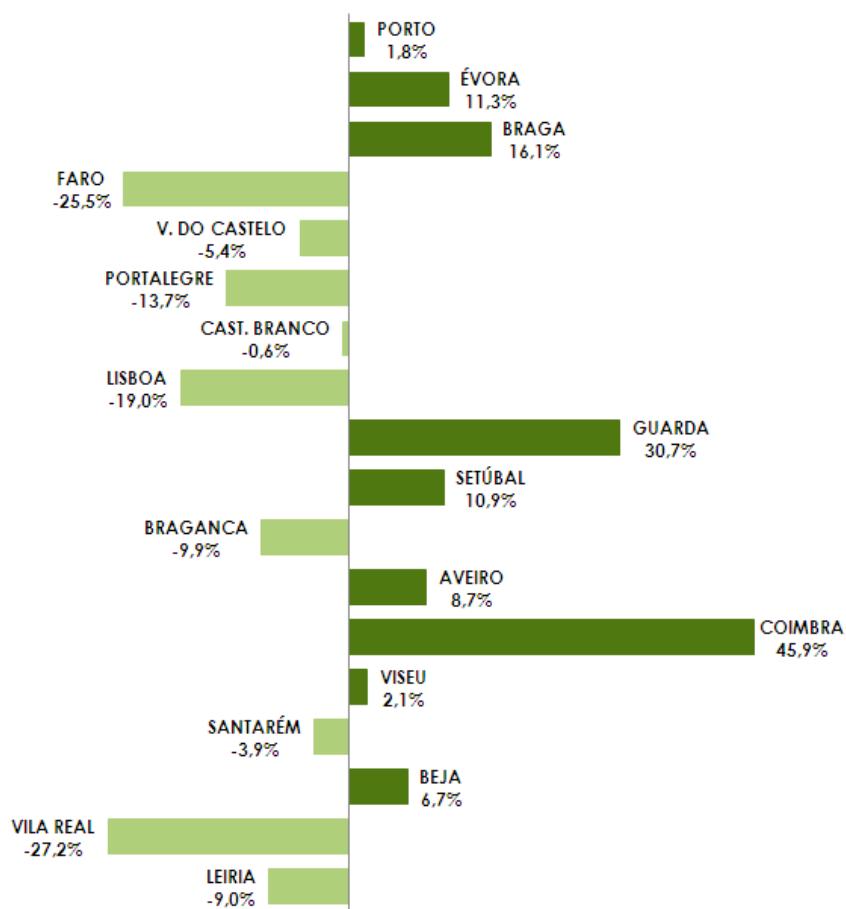


Gráfico 5.24 – TIEPI MT variação 2009-2010 por distrito

De salientar que nos dois distritos com valores de TIEPI mais elevados registou-se comparativamente a 2009 uma evolução favorável, em consequência dos programas específicos de melhoria de qualidade de serviço que a EDP Distribuição vem realizando nos últimos anos.

Indicador END MT

As DRC's Lisboa, Sul, Tejo, Norte e Porto atingiram desvios favoráveis com variações entre -17,6% e -2,5%. Apenas a DRC Mondego apresentou um desvio desfavorável de 12,8% relativamente aos valores obtidos em 2010.

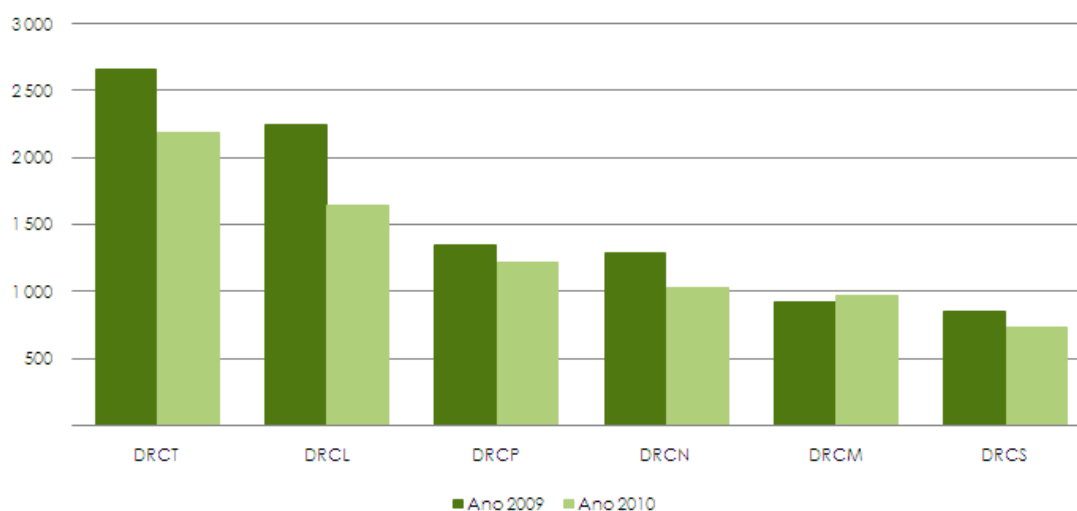


Gráfico 5.25 – END MT por DRC (MWh)

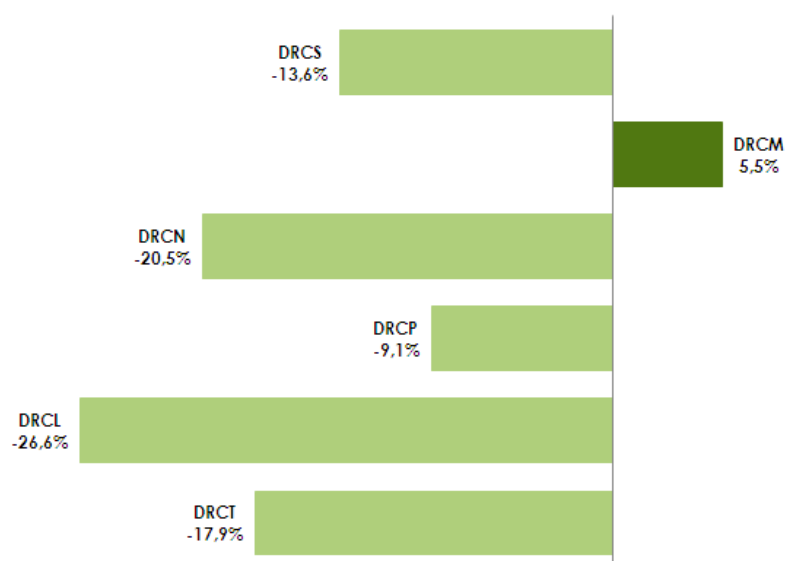


Gráfico 5.26 – END MT variação 2009-2010 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2009, indica desvios favoráveis em 11 distritos, destacando-se com maior

variação Vila Real, Faro, Lisboa, Bragança e Portalegre e menos favorável em 7 distritos, destacando-se Coimbra, Guarda e Braga.

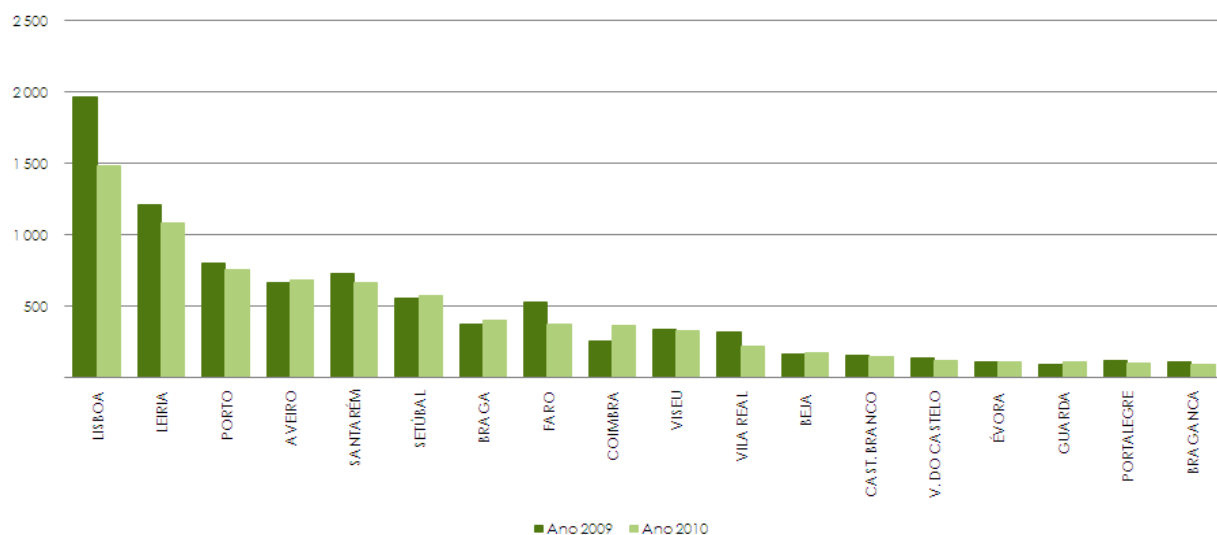


Gráfico 5.27 – END MT por distrito (MWh)

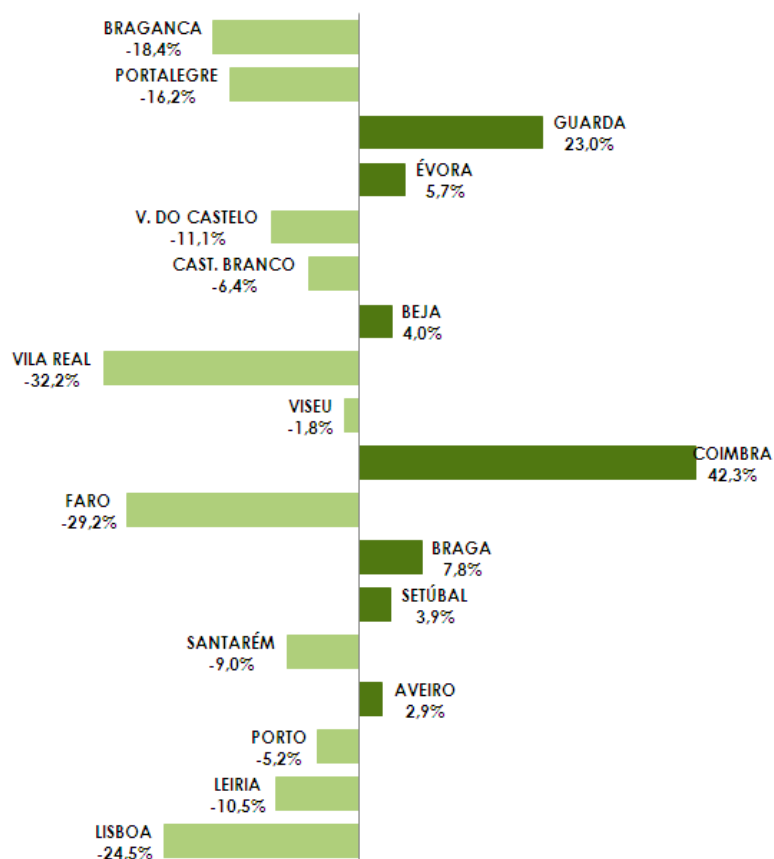


Gráfico 5.28 – END MT variação 2009-2010 por distrito

Os desvios mais desfavoráveis registados comparativamente a 2009 – distritos de Coimbra, Guarda e Braga – estão igualmente relacionados com causas atmosféricas conforme referido para o indicador TIEPI MT.

Indicador SAIFI MT

Todas as DRC's atingiram desvios desfavoráveis (com variações entre 21,9% e 4,6%) relativamente aos valores obtidos em 2009.

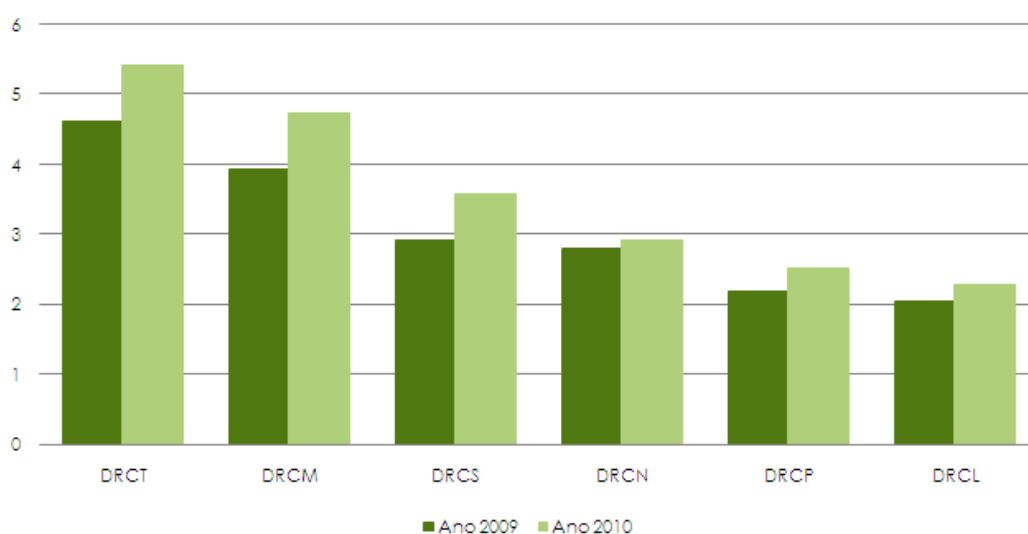


Gráfico 5.29 – SAIFI MT por DRC (n.º)

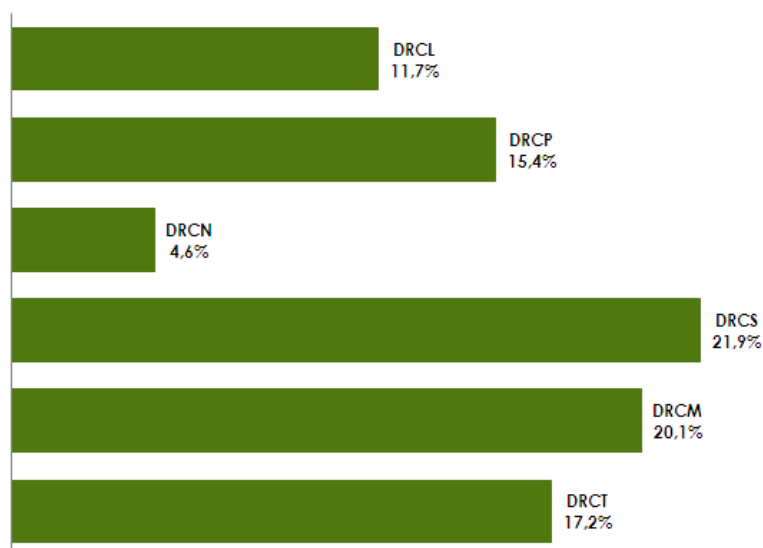


Gráfico 5.30 – SAIFI MT variação 2009-2010 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2009,

indica desvios favoráveis em 3 distritos, (Bragança, Faro e Viana do Castelo). Por outro lado, registou-se evolução

desfavorável em 15 distritos, Viseu, Coimbra e Viana do Castelo, destacando-se Vila Real, Bragança,

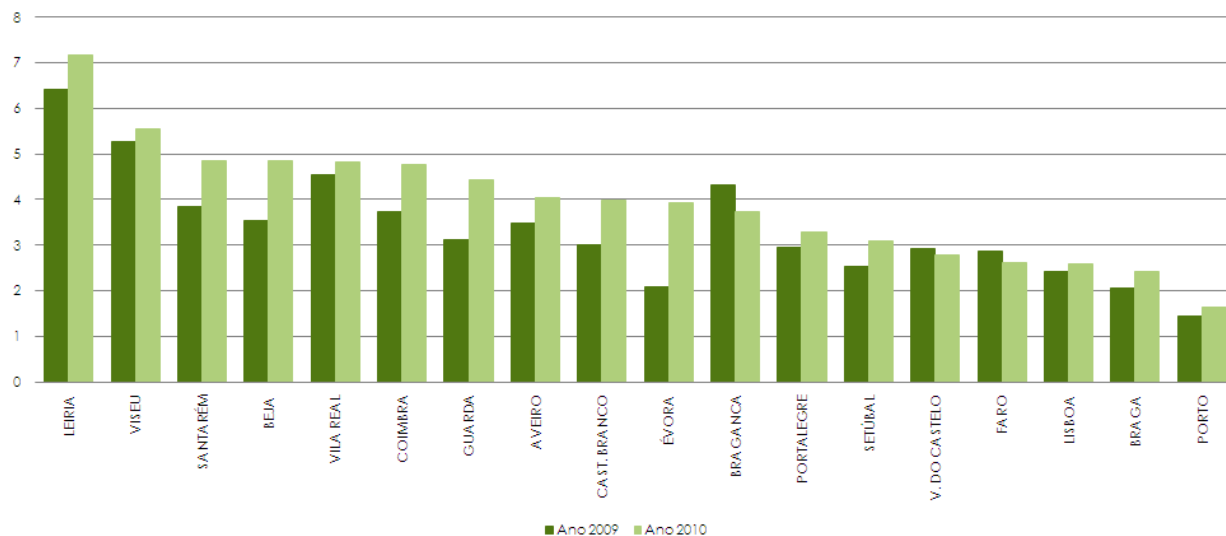


Gráfico 5.31 – SAIFI MT por distrito (n.º)

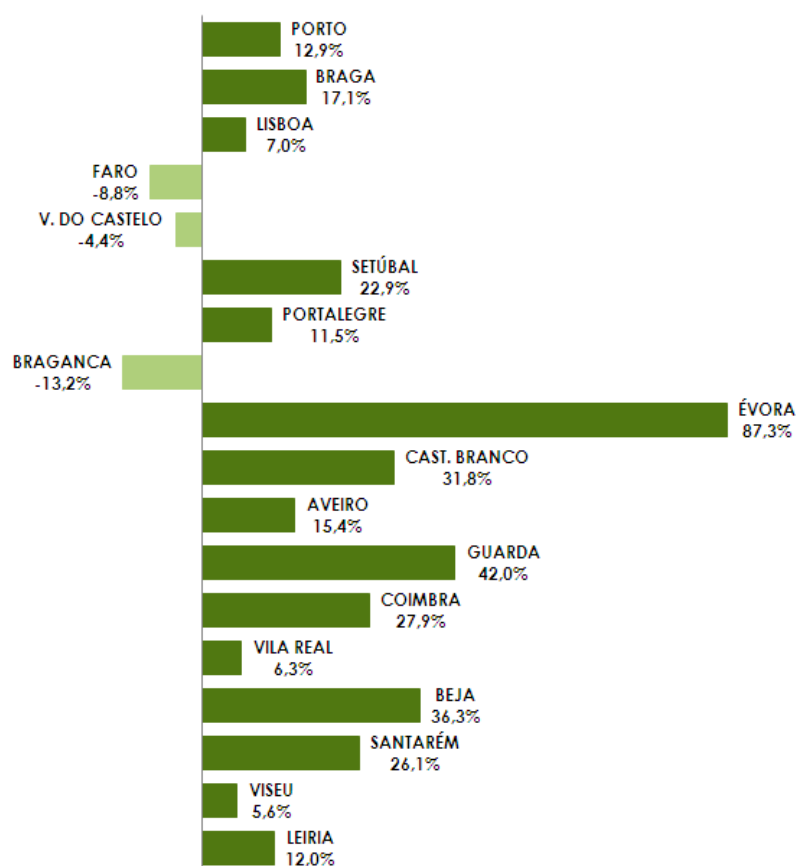


Gráfico 5.32 – SAIFI MT variação 2009-2010 por distrito

Comparativamente a 2009, a evolução menos favorável em mais distritos. Contribuiu de forma registada-se que este indicador teve uma

significativa para esta evolução, para além dos efeitos meteorológicos fortemente adversos ocorridos no princípio e no final de 2010, também a colocação em produtivo do interface de abertura automática de interrupções AT e MT no sistema de gestão de incidentes mencionada anteriormente.

Indicador SAIDI MT

As DRC's Mondego, Porto e Sul atingiram desvios desfavoráveis (variações entre 2,1% e 15,6%). Por outro lado, registou-se evolução favorável nas DRC's Lisboa, Tejo e Norte (variações entre -10,6% e -1,6%), relativamente aos valores obtidos em 2009.

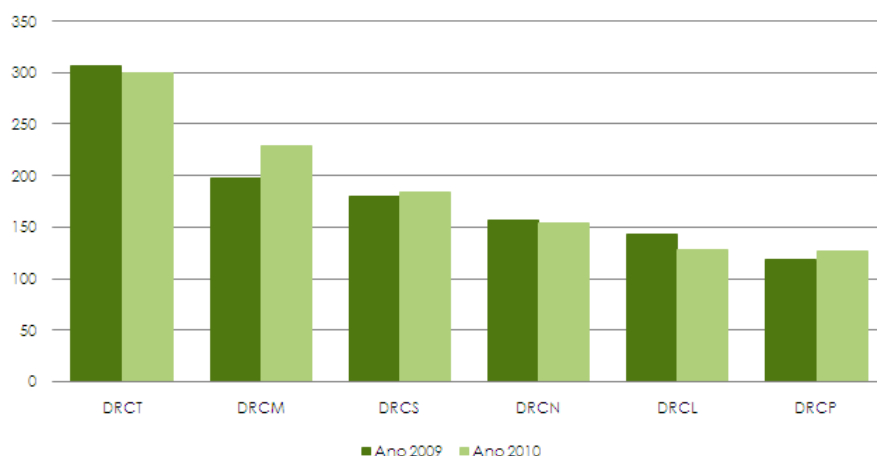


Gráfico 5.33 – SAIDI MT por DRC (min.)

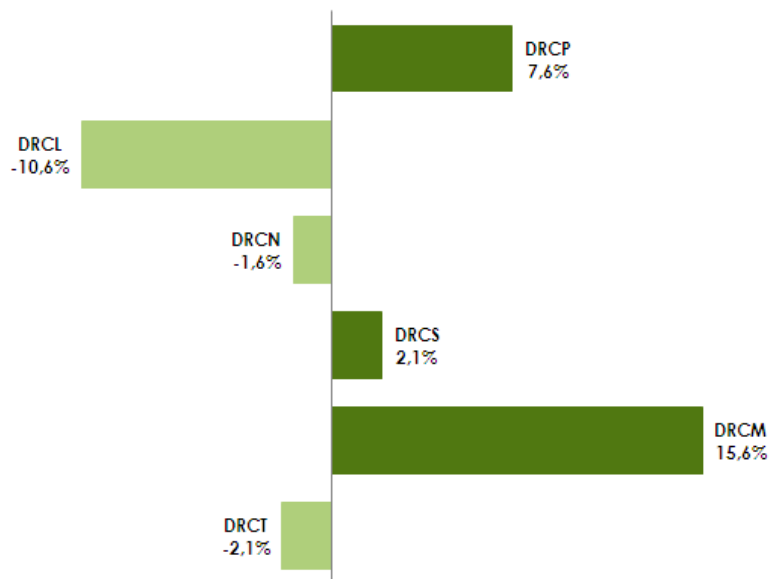


Gráfico 5.34 – SAIDI MT variação 2009-2010 por DRC

Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2009, indica desvios favoráveis em 7 distritos, destacando-se os de Faro, Vila Real e

Castelo Branco. Por outro lado, registou-se evolução menos favorável em 11 distritos, destacando-se Évora, Coimbra, Guarda e Beja.

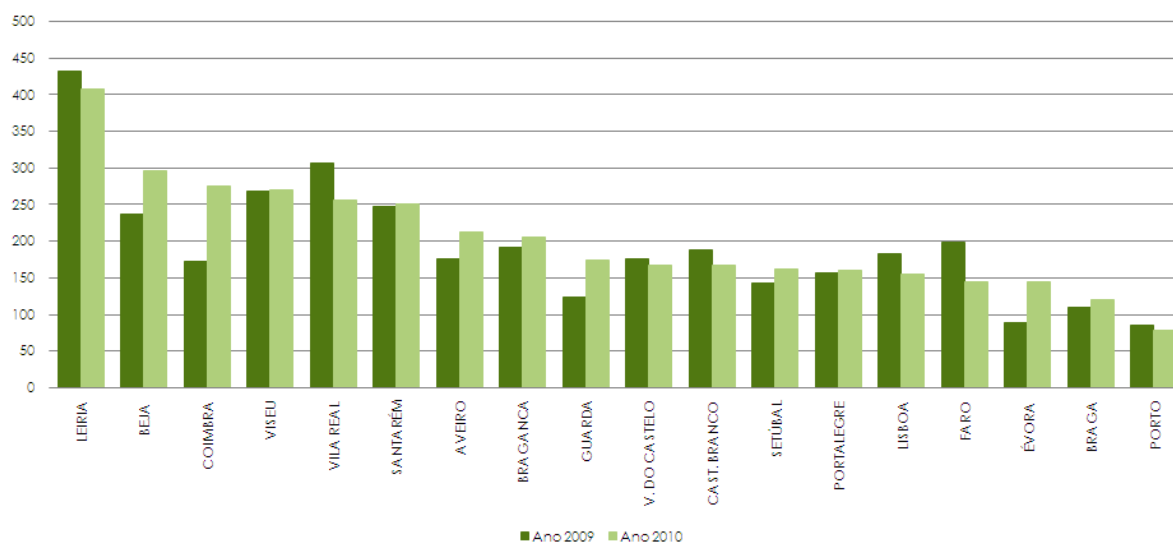


Gráfico 5.35 – SAIDI MT por distrito (min)

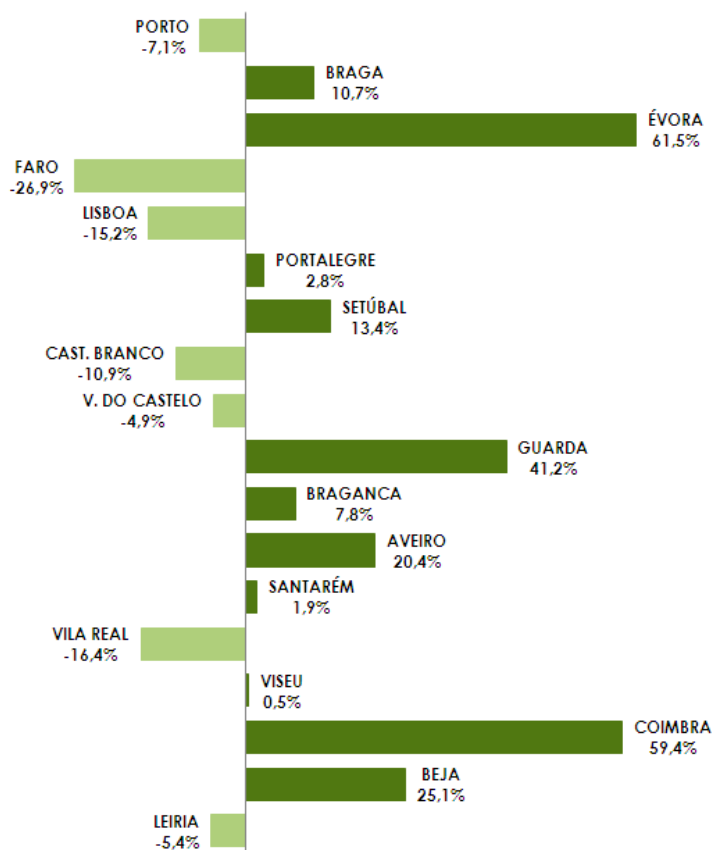


Gráfico 5.36 – SAIDI MT variação 2009-2010 por distrito

A evolução da duração média das interrupções de longa duração é semelhante à do TIEPI MT, sendo de realçar, mais uma vez, que a degradação dos valores registados nos distritos de Coimbra e Guarda ficou a dever-se aos efeitos meteorológicos ocorridos essencialmente no mês de fevereiro de 2010.

5.3.3. Rede de MT – Conclusões

Pelo exposto nos pontos anteriores, poder-se-á concluir que a rede de distribuição MT manteve níveis de continuidade de serviço muito semelhantes aos registados em 2009 e próximos dos melhores registos já alcançados.

Regista-se também que a qualidade de serviço da rede MT, composta por uma componente aérea relevante (cerca de 79% do comprimento total da rede), foi afetada de forma significativa pelos efeitos meteorológicos extraordinários registados no princípio e no final do ano, conforme já foi mencionado. Apesar de se ter procedido à exclusão do efeito direto dos temporais, a fiabilidade da rede nas zonas mais

atingidas foi fortemente afetada, tendo a EDP Distribuição desenvolvido e executado planos de caráter urgente de recuperação da rede nos dias seguintes.

De salientar o reduzido impacto nos indicadores de continuidade de serviço das intervenções programadas realizadas na rede. Apesar de no total se terem realizado cerca de 34 000 intervenções deste tipo o impacto junto dos clientes foi residual.

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, registou-se uma evolução favorável na Zona B.

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
Acidentais	38 246	192 896
Previstas	2 774	21
TOTAL	41 020	192 917

Tabela 5.21 – Tipo de Interrupção BT por origem

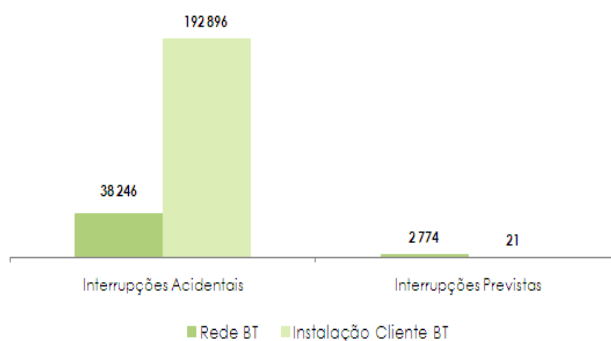


Gráfico 5.37 – Tipo de Interrupção BT por origem

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

De realçar o elevado número de interrupções registadas nas instalações dos clientes comparativamente com as ocorridas nas redes da EDP Distribuição (representam 82,5% do total das interrupções).

Em relação ao ano de 2009, e no que diz respeito ao número total de interrupções, verificou-se um aumento de 15% na rede BT e de 9% nas instalações de clientes. Relativamente à rede BT, o aumento registado

deveu-se fundamentalmente às condições atmosféricas adversas ocorridas no 1º e 4º trimestre.

Os grupos de causas das interrupções acidentais no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no Gráfico 5.38. Constata-se que 74,6% dos incidentes têm origem nas seguintes quatro causas: Material/Equipamento, Técnicas, Desconhecidas e Manutenção.

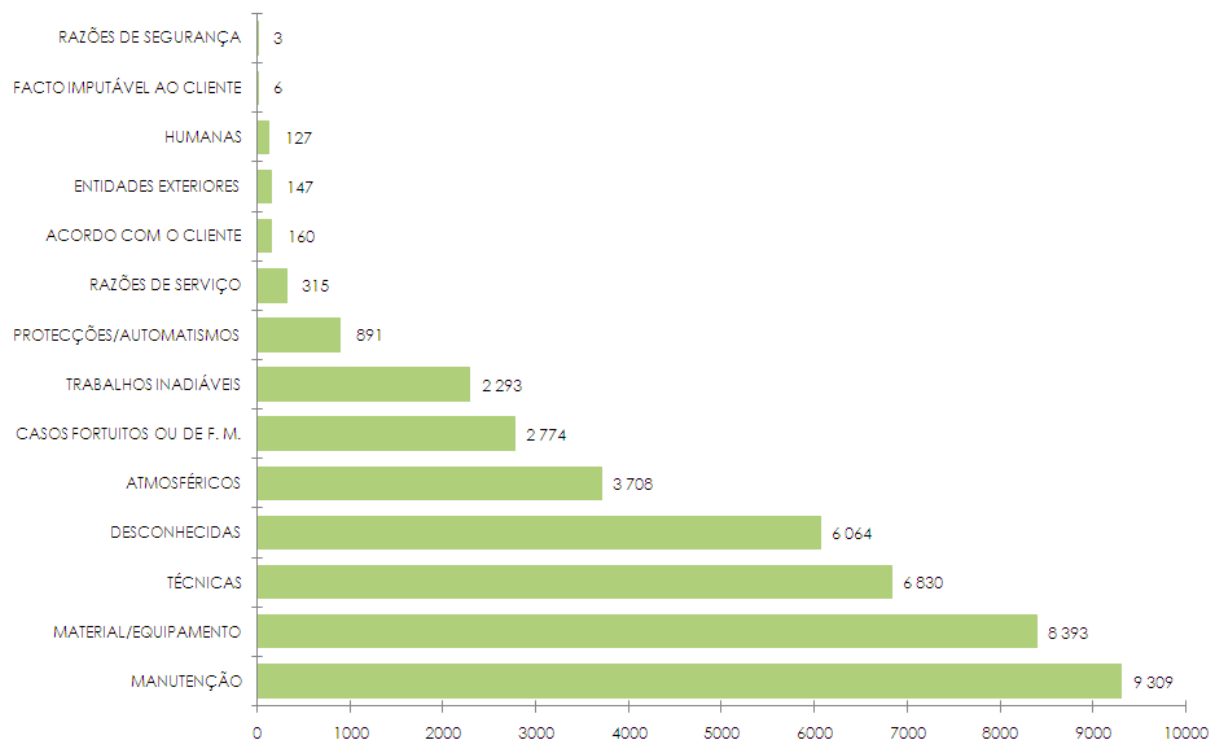


Gráfico 5.38 – N.º de interrupções acidentais de BT, grupo de causas – origem BT

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes estão expressos no gráfico seguinte. As fusões de “Fusível BT”, que representam 44,5% dos registos dos elementos avariados, incluem fundamentalmente os fusíveis fundidos nas portinholas, caixas de

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

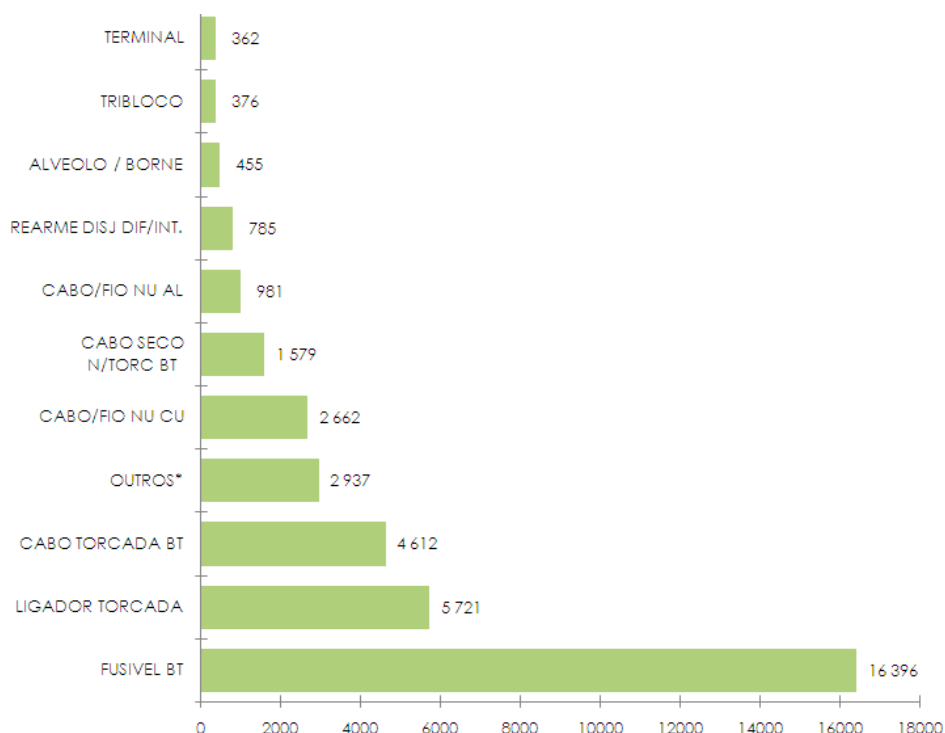


Gráfico 5.39 – N.º de interrupções acidentais BT, grupo de causas – origem BT

Nota: No agrupamento "Outros" estão incluídos os restantes elementos avariados (cerca de 61 tipos de elementos avariados) cuja percentagem individual é inferior a 1%.

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

duração, teve, de 2009 a 2010, a evolução apresentada na Tabela 5.22

Número de Interrupções Acidentais /1000 Clientes	2009	2010
Rede BT	5,52	6,46
Instalação de utilização/cliente	29,90	32,57

Tabela 5.22 – Número de interrupções acidentais por 1000 clientes

Para este indicador e comparativamente a 2009 registaram-se aumentos de 17% ao nível da rede BT e de 9% ao nível da instalação de utilização/cliente.

5.4.2. Indicadores BT

5.4.2.1 Evolução dos indicadores

BT

A evolução, nos últimos três anos, 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 5.23.

Indicadores	Ano 2009	Ano 2010	Variação 10/09
SAIFI BT [n°]	3,52	3,95	12,3%
SAIDI BT [min]	238,27	222,07	-6,8%

Tabela 5.23 – Evolução dos indicadores de Frequência e Duração BT

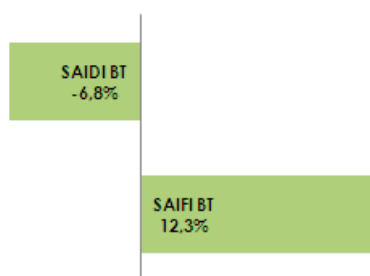


Gráfico 5.40 – Indicadores BT – Variação 2009 2010

Contribuiu para a evolução desfavorável do indicador SAIFI BT o peso relevante da frequência das interrupções acidentais ocorridas na rede MT, as condições atmosféricas extraordinárias ocorridas durante o ano de 2010, bem como a colocação em serviço do interface automático da abertura de interrupções AT e MT no sistema de gestão de incidentes.

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

Na Tabela 5.24 apresentam-se os indicadores explicitados no ponto anterior, discriminados por interrupções acidentais e previstas para as zonas A, B, C.

	INDICADORES		ZONA A	ZONA B	ZONA C
2009	SAIFI BT [n°]	Acidentais	1,65	2,56	4,81
		Previstas	0,05	0,07	0,16
	SAIDI BT [min]	Acidentais	83,84	155,47	356,12
		Previstas	2,46	3,69	7,29
2010	SAIFI BT [n°]	Acidentais	1,91	2,55	5,60
		Previstas	0,04	0,08	0,20
	SAIDI BT [min]	Acidentais	84,12	132,16	336,48
		Previstas	2,18	2,97	9,05

Tabela 5.24 – SAIFI e SAIDI BT por zona

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

Em 2010 registou-se uma evolução desfavorável no indicador de frequência média (SAIFI) nas Zonas A e C, enquanto que a evolução do indicador de duração média (SAIDI BT) comparativamente a 2009 é favorável nas Zonas B e C.

5.4.2.3 Evolução dos indicadores BT por DRC's e distritos

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

À semelhança do referido para a rede MT, também na rede BT os valores dos indicadores em análise por Região e Distrito de 2010 manteve-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

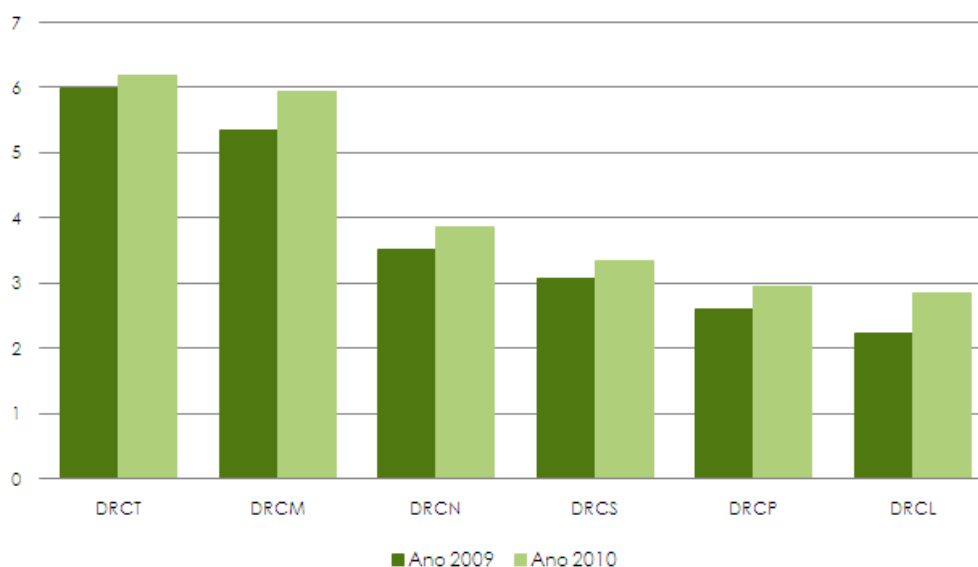


Gráfico 5.41 –SAIFI BT por DRC (n.º)

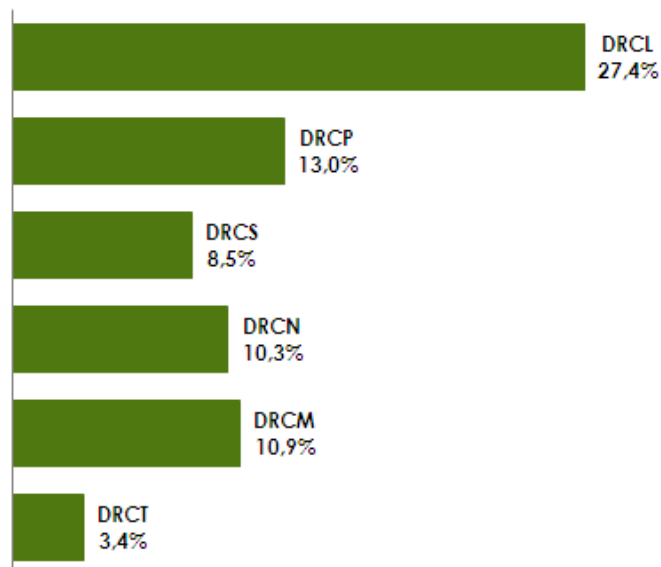


Gráfico 5.42 – SAIFI BT variação por DRC

Todas as DRC's atingiram entre 3,4% e 27,4% relativamente aos desvios desfavoráveis com variações valores obtidos em 2009.

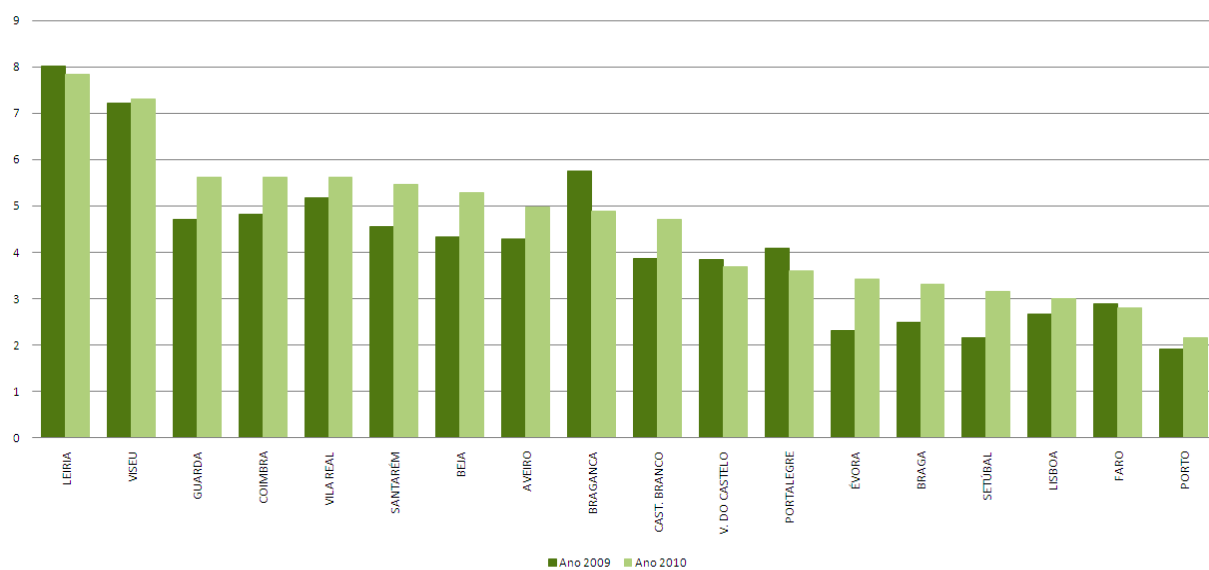


Gráfico 5.43 –SAIFI BT por distrito (n.º)

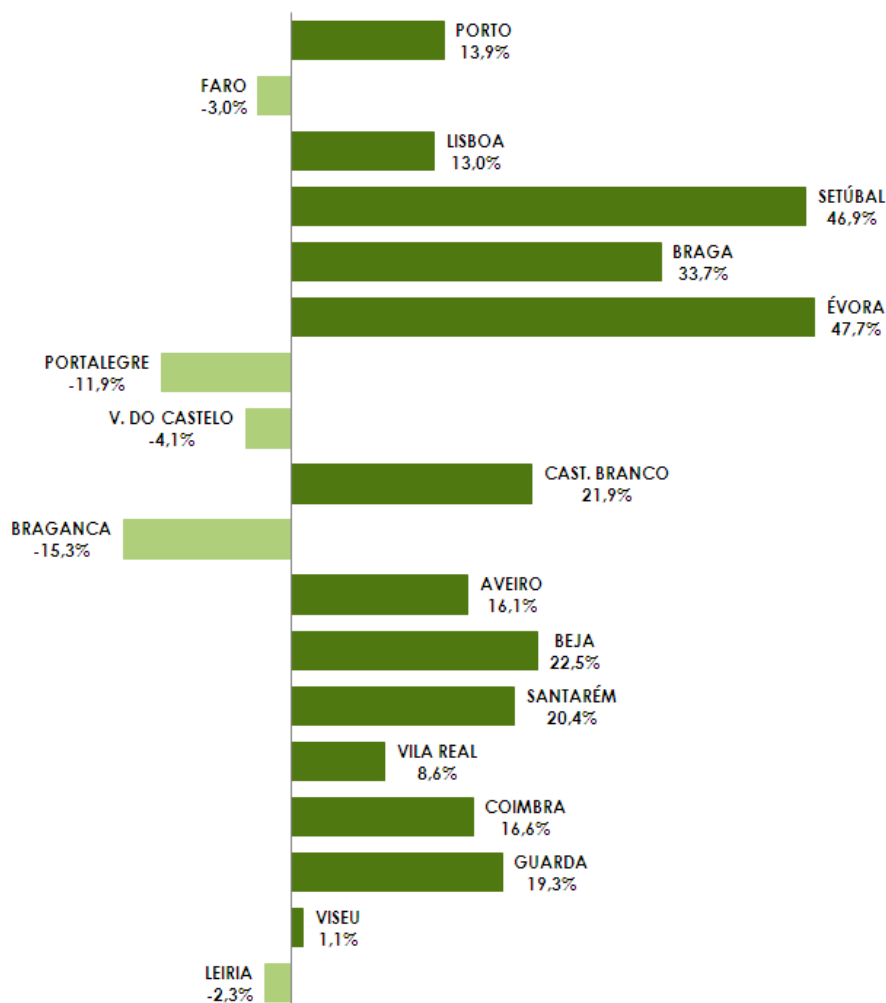


Gráfico 5.44 – SAIFI BT variação por distrito

Para o indicador SAIFI BT a análise por distrito e comparativamente a 2009, indica desvios favoráveis em 5 distritos, destacando-se os registados em Bragança, Portalegre e Viana do Castelo e desvios desfavoráveis em 13 distritos, nomeadamente os registados em Évora, Setúbal, Braga, Beja, Guarda, Coimbra e Aveiro.

Sendo o contributo das interrupções ocorridas na rede MT para o indicador SAIFI BT de cerca de 70%, a

justificação para os desvios desfavoráveis registados está relacionado com o mencionado anteriormente para a rede MT, ou seja, a ocorrência de condições atmosféricas fortemente adversas no princípio e final do ano e a colocação em produtivo do interface automático de abertura de interrupções AT e MT.

Nos gráficos 5.45 a 5.48 apresenta-se a evolução do indicador

SAIDI BT por área geográfica de DRC e por distrito.

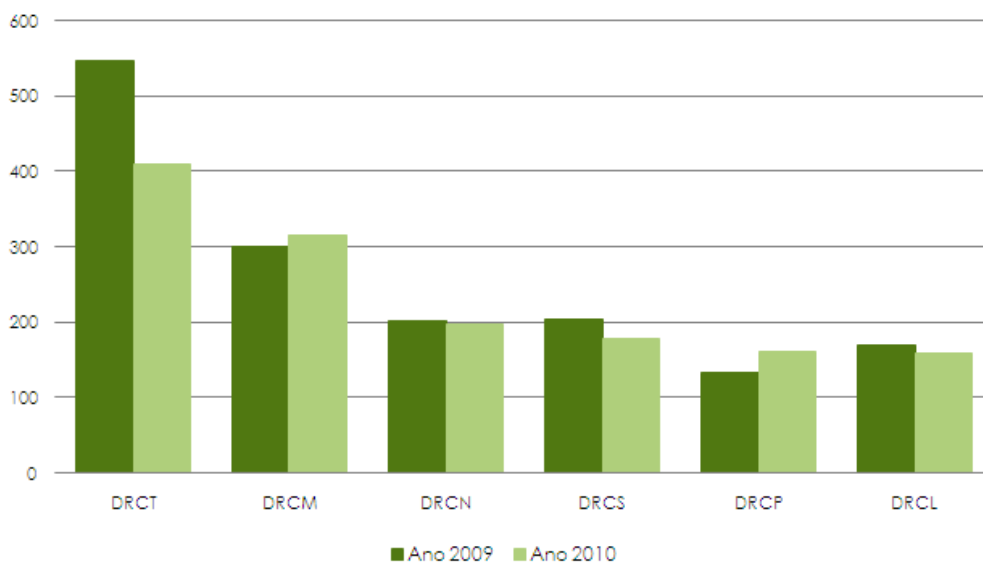


Gráfico 5.45 – SAIDI BT por DRC (min.)

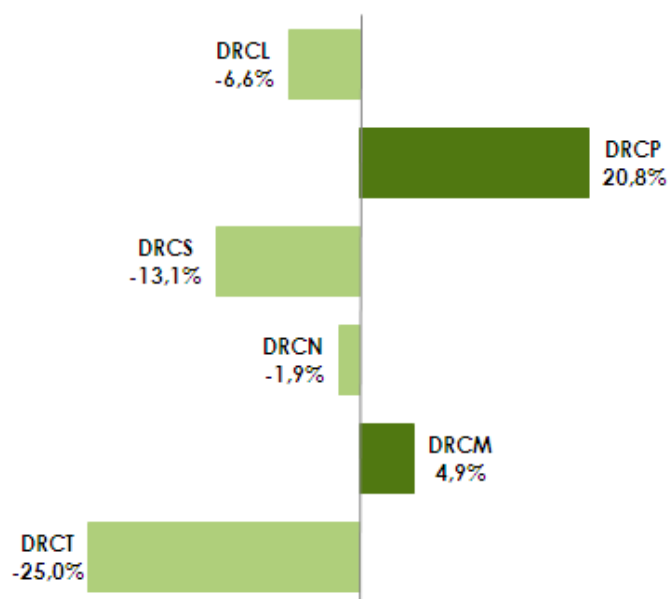


Gráfico 5.46 – SAIDI BT variação por DRC

Observando o Gráfico 5.46 verifica-se que as DRC's Porto e Mondego atingiram desvios desfavoráveis com variações entre 4,9% e 20,8%. Por outro lado, registou-se evolução favorável

nas DRC's Tejo, Sul, Lisboa e Norte (variações entre -25,0% e -1,9%), relativamente aos valores obtidos em 2009.

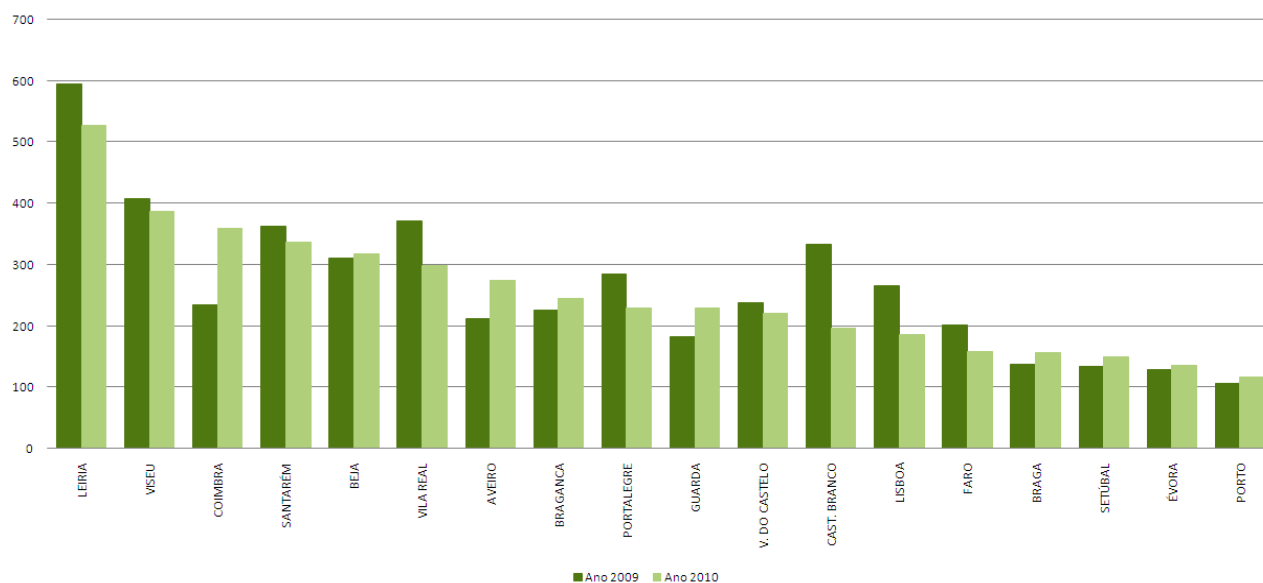


Gráfico 5.47 –SAIDI BT por distrito (min.)

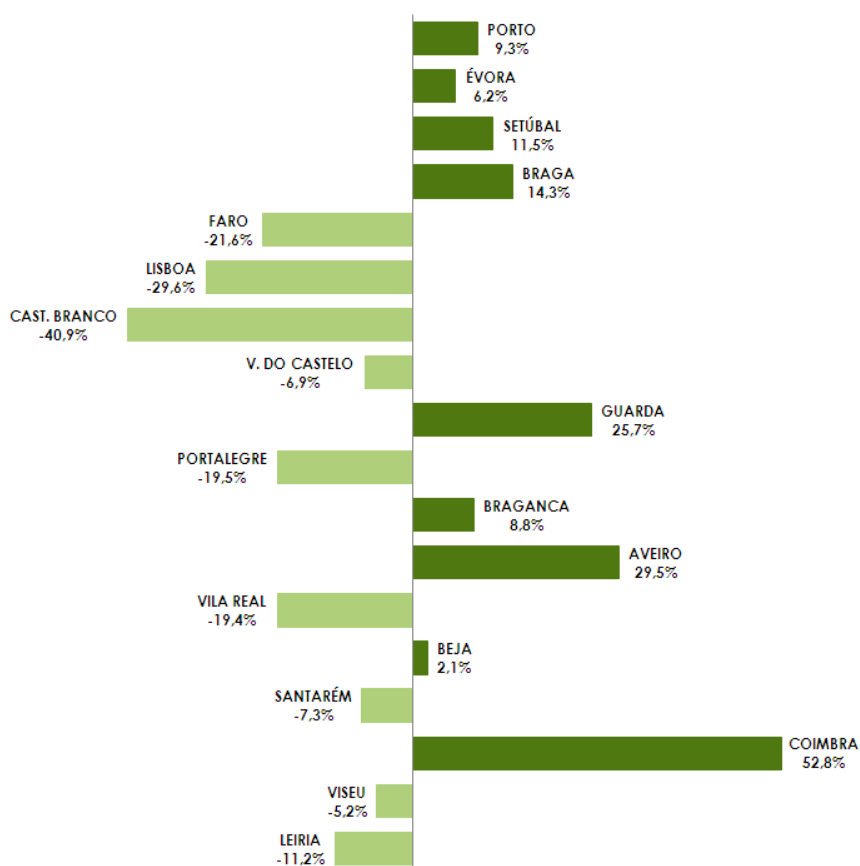


Gráfico 5.48 – SAIDI BT variação por DRC

Para o indicador SAIDI BT a análise por distrito e comparativamente

a 2009, indica desvio favorável em 9 distritos, Castelo Branco, Lisboa Faro e

Portalegre, registando-se nos restantes 9 distritos evoluções desfavoráveis.

A evolução deste indicador comparativamente aos valores registados em 2009, registou melhorias significativas na área geográfica da DRC Tejo, correspondente aos distritos de Leiria, Santarém e Portalegre, tendo sido obtida uma melhoria deste indicador no distrito que em anos anteriores apresentou valores mais desfavoráveis (Leiria).

5.4.3. Rede de BT – Conclusões

Relativamente à rede de BT registou-se em 2010 comparativamente a 2009 um agravamento do indicador SAIFI BT devido essencialmente ao contributo da rede MT, e uma melhoria na evolução geral do indicador SAIDI MT que registou uma redução de 6,8%.

Em termos da evolução nas zonas definidas no RQS, registou-se uma melhoria na evolução do indicador SAIDI BT nas Zonas B e C. Já indicador SAIFI BT evoluiu desfavoravelmente nas Zonas A e C.

Os indicadores de continuidade de serviço da rede BT situam-se consideravelmente abaixo dos padrões definidos no RQS, apesar de se ter registado um aumento de 15% nas interrupções ocorridas na rede BT e de

9% nas instalações dos clientes, comparativamente a 2009.

As causas das interrupções estão relacionadas essencialmente com “Material / Equipamento”, “Técnicas” e “Manutenção”. Sendo ainda de realçar o registo de cerca de 20% das interrupções que apresentam causa desconhecida.

O elemento da rede BT com maior número de avarias que aparece associado a 44% do total dos elementos avariados registados em 2010 é o Fusível BT.

5.5. Cumprimento do RQS

5.5.1. Qualidade geral MT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede MT (Art. 16º do RQS)

O RQS estabelece no Art. 15º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, anualmente, determinando 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 Art.16º e os valores obtidos na rede MT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
TIEPIMT [h]	2	0,69	4	1,17	10	2,29
SAIFI MT [nº]	3	1,06	6	1,86	8	3,57
SAIDI MT [h]	3	0,74	5	1,45	10	2,96

Tabela 5.25 – Indicadores Padrão / Valor real MT

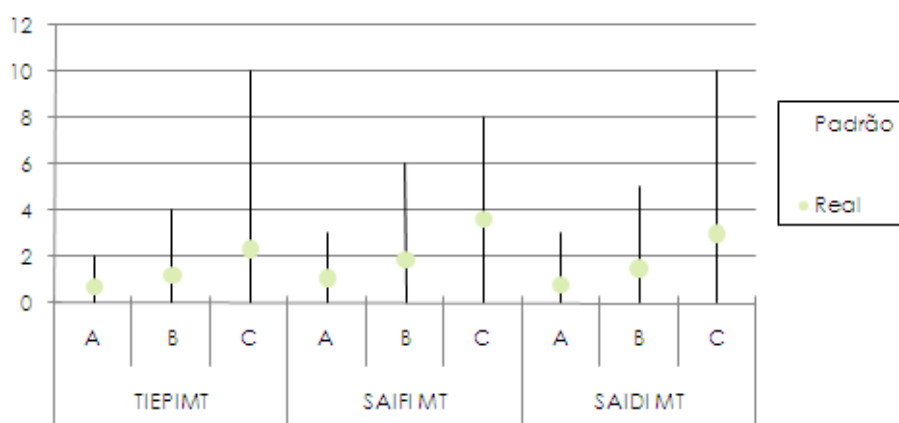


Gráfico 5.49 – Cumprimento do RQS por zona – rede MT

Da observação dos valores apresentados, na Tabela 5.25 e no Gráfico 5.49, podemos 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.

5.5.2. Qualidade geral BT

Acompanhamento dos Padrões para a Rede BT

O RQS estabelece no seu art.15º que os distribuidores deverão caracterizar a rede que exploram, anualmente, determinando 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 art.16º e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição.

Indicadores	Zonas					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT [n°]	3	1,58	6	2,16	8	4,55
SAIDI BT [h]	4	1,23	7	1,90	12	4,33

Tabela 5.26 – Indicadores Padrão / Valor real BT

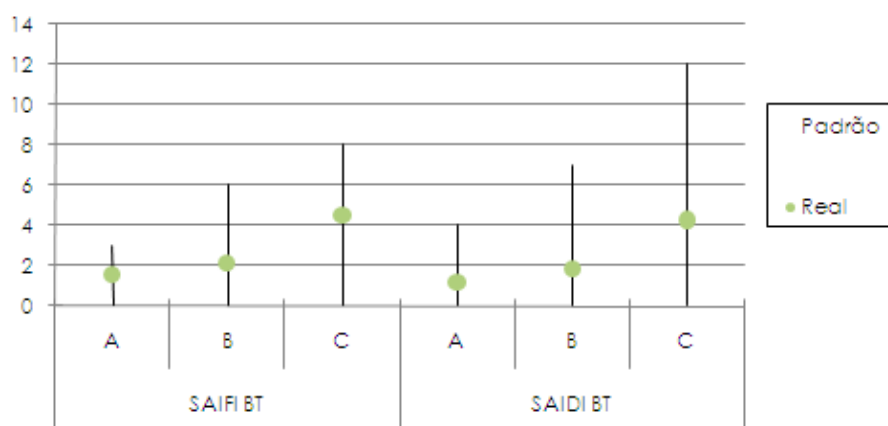


Gráfico 5.50 – Cumprimento do RQS por zona – rede BT

Da observação dos valores apresentados, na Tabela 5.26 e Gráfico 5.50, podemos 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.

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 5.27).

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 5.27 – 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 2010, é a que consta na Tabela 5.28.

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 nº5), 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 Investimentos (€)
Duração total das Interrupções	MAT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	1	350,28	-
		Total	1	350,28	0,0
	AT	A	-	-	-
		B	-	-	-
		C	1	66,74	-
		Total	1	66,74	0,0
	MT	A	118	30 641,54	64,04
		B	145	34 099,52	2 200,90
		C	228	50 626,68	1 453,18
		Total	491	115 367,74	3 718,12
	BTE	A	221	14 713,92	1 557,67
		B	166	14 259,50	343,28
		C	57	4 314,46	255,67
		Total	444	33 287,88	2 156,62
	BTN	A	26 471	169 359,74	7 445,59
		B	25 116	171 704,15	8 030,90
		C	24 517	257 406,51	5 804,38
		Total	76 104	598 470,4	21 280,87
	TOTAL		77 041	747 543,04	27 155,61

Tabela 5.28 – Compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais

O número de incumprimentos por ultrapassagem do indicador “número de interrupções” foi de 1865

(15 em MT; 16 em BTE e os restantes em BTN).

Em 32 situações houve incumprimento em simultâneo dos dois

indicadores relativos à continuidade de serviço, das quais em 30 situações a compensação foi paga devido ao incumprimento relativo à duração das interrupções (todas relativas a clientes BTE).

As perturbações no serviço seguintes às condições menos favoráveis verificadas em 2010, nomeadamente a 27 de fevereiro, 3 de outubro, 5 e 7 de dezembro, contribuíram para que o montante de compensações tenha sido superior em cerca de 10% ao valor pago por incumprimentos no ano de 2009. De referir que este aumento se registou, em particular, em clientes BTN (12% de compensações pagas nomeadamente a clientes das zonas A e C).

5.7. Qualidade da onda de tensão

Neste ponto referente à Qualidade da Onda de Tensão ou, como também é genericamente designada, Qualidade da Energia Elétrica (QEE) apresenta-se e comenta-se os resultados das medições efetuadas pela EDP Distribuição, no cumprimento do seu Plano Anual de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica, segundo o estipulado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

Em 2010, a EDP Distribuição prosseguiu o seu compromisso com as tarefas de medição, análise e avaliação da QEE disponibilizada nos barramentos das suas instalações, em conformidade com os critérios habitualmente divulgados nos relatórios anuais da Qualidade de Serviço da Empresa.

Aproveita-se este ponto do relatório para referir alguns conceitos e critérios básicos no domínio da QEE conceitos e critérios estes que são utilizados ou invocados. Neste ponto apresenta-se também alguma informação teórica susceptível de esclarecer o significado dos indicadores aqui comentados.

Em consequência, relembra-se que um dos conceitos fundamentais, neste âmbito da Qualidade da Energia Elétrica, é o das não conformidades. Consideram-se como tais as situações em que, nas medições efetuadas, um dos parâmetros da QEE, sob observação, exceda os níveis indicados no Regulamento da Qualidade de Serviço ou na NP EN 50 160, ainda que a maior parte das situações de não conformidade aqui registadas, nas circunstâncias em que elas se verificaram, não tenham causado nem normalmente causem perturbação sensível nas instalações dos clientes.

Os indicadores principais da Qualidade da Energia Elétrica serão, no desenvolvimento do presente ponto, objeto de análise particular, dando-se explicações mais pormenorizadas quanto às situações de não conformidade verificadas.

Faz-se referência especial ao fenómeno das cavas de tensão, o qual, de resto, tem sido amplamente tratado, comentado e esclarecido em diversas publicações da Empresa.

A EDP Distribuição, tal como outras empresas suas congéneres, mantém serviços especializados de aconselhamento técnico especialmente dirigido aos clientes com atividades industriais ou económicas particularmente sensíveis à manifestação das perturbações designadas como cavas de tensão.

É de salientar, a tal respeito, que estes clientes podem e devem adotar medidas e procedimentos específicos, tecnicamente exequíveis, que permitam minorar significativamente as consequências das cavas de tensão eventualmente nocivas para as suas atividades.

O fenómeno das cavas de tensão está normalmente associado à ocorrência de defeitos elétricos – curto-circuitos – inerentes à exploração

de redes elétricas, sendo as suas causas e origens de natureza muito diversa, em grande parte comprovadamente imprevisíveis e inevitáveis.

A EDP Distribuição, ao longo dos últimos anos, tem adotado uma política criteriosa de investimentos nas suas redes, complementada com a execução de programas de boas práticas de conservação e manutenção dos seus equipamentos, procurando deste modo prevenir ou, pelo menos, reduzir a ocorrência dessas perturbações, visando sempre a limitação dos seus possíveis efeitos nocivos.

No que concerne ao tratamento dos registos de cavas de tensão a EDP Distribuição adota os procedimentos recomendados no Anexo IV do RQS, em vigor, quanto aos métodos de agregação de medidas e de eventos, tal como se descreve.

Agregação de Medidas – Na contabilização deste tipo de perturbação das redes elétricas – cavas de tensão – considera-se que as cavas que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase definem um só evento e os seus efeitos podem ser representados por uma única cava – cava equivalente – caracterizada da seguinte forma:

- a sua profundidade será a da cava mais profunda (ΔU_{\max}) efetivamente ocorrida;
- a sua duração será traduzida pelo valor de ΔT_{eq} – tempo de duração equivalente – calculado pela fórmula :

$$\Delta T_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta U_i \times \Delta T_i}{\Delta U_{\max}},$$

a qual visa fazer refletir o efeito ponderado das múltiplas cavas eventualmente ocorridas;

Agregação de Eventos – Neste tipo de agregação, considera-se um determinado intervalo de tempo, designado por período de agregação–no caso da EDP Distribuição, 1 minuto–e nele apenas se contabiliza a cava de maior severidade (avaliada segundo o produto $\Delta U \times \Delta T$) registada nesse intervalo de tempo, quaisquer que sejam os tipos de defeito efetivamente ocorridos: monofásicos, polifásicos, com as fases simultaneamente afetadas ou defeitos de tipo evolutivo, os que se iniciam numa fase, depois passam para outra, podendo terminar por atingir as três fases.

Estas duas características predominantes das cavas de tensão, normalmente verificadas – profundidades moderadas e durações

temporais bastante curtas – fazem com que elas se revelem, genericamente, de consequências largamente suportáveis, do ponto de vista dos eventuais danos materiais susceptíveis de prejudicar o funcionamento de equipamentos ligados às redes.

Sobre este assunto, reitera-se ainda que, de acordo com normas e estudos internacionais, os equipamentos elétricos e eletrónicos, para além dos normais requisitos de compatibilidade eletromagnética, devem também ser adequadamente dimensionados, i.e., de forma a que suportem cavas de tensão de profundidade moderada, pretendendo-se que permaneçam em funcionamento em situações de rede perturbada, desde que as perturbações se mantenham dentro de limites moderados.

Na realidade, a maioria dos equipamentos elétricos consegue suportar cavas de tensão até 30 a 40 % da tensão nominal (U_n), com durações que não ultrapassem os 500 ms, situação que maioritariamente se verifica nas nossas redes de MT da EDP Distribuição.

Alguns equipamentos eletrónicos, todavia, são sensíveis a cavas mesmo moderadas, quer em profundidade – a partir de 20 % de

Un-quer em duração, com $0,01 < t_d < 100$ ms.

Nestes casos, caberá principalmente aos clientes, industriais, em especial, avaliar devidamente as situações conhecidas ou previsíveis, podendo recorrer a algumas soluções tecnológicas já disponíveis no Mercado, com graus de eficácia variáveis, consoante o tipo de tecnologia utilizado e a potência em questão.

Os encargos com a aquisição destas soluções devem naturalmente ser ponderados com o devido rigor, numa correta avaliação de custo/benefício, com base nas estimativas dos prejuízos decorrentes das perturbações efetivamente sofridas em casos semelhantes, dada a reconhecida inevitabilidade de grande parte dessas perturbações.

5.7.1. Critérios do plano de monitorização de 2010

Mantiveram-se em 2010 os critérios seguidos pela EDP Distribuição na execução do seu Plano de Monitorização Anual da QEE.

Com se tem referido em relatórios anteriores, as ações de monitorização da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) que a EDP Distribuição tem efetuado de uma

forma planeada são realizadas com base nas recomendações da NP EN 50160, bem como no estipulado nos Artigos 19.º e 20.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, consistindo essas ações em medições de duração trimestral dos principais parâmetros definidores da QEE efetuadas em:

- Barramentos de MT das Subestações de AT/MT;
- Barramentos dos Quadros Gerais de Baixa Tensão dos Postos de Transformação de Serviço Público (PTD).

Desde 2006, os Planos Anuais de Monitorização da QEE têm sido organizados em medições de duração trimestral, período de tempo considerado relevante para a análise pretendida e que permite cumprir os objetivos previstos no Art.º 20.º do RQS, designadamente nos seus pontos 2 e 3.

Como se sabe, este Artigo do RQS estabelece que, num prazo de 4 anos, de uma forma geograficamente equilibrada, seja alcançada, para as redes de MT, a cobertura, da totalidade dos barramentos de MT do universo das subestações de AT/MT, bem como, para as redes de BT, no mesmo horizonte temporal, sejam monitorados, pelo menos, dois postos

de transformação por cada concelho do País.

As ações de monitorização da QEE da EDP Distribuição incidem preferencialmente em instalações que abarquem 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 de monitorização da QEE desenvolvidas a montante, nos escalões superiores de tensão, pertencentes à Rede de Transporte (REN).

Continuou a prosseguir-se o objetivo de aumento progressivo do número anual de horas de monitorização da QEE, que, em 2010, se cifrou em 867 414 horas, ficando incluídas neste número as horas de monitorização da QEE de caráter extraordinário, i.e., efetuadas fora do Plano Regular, o que se traduziu num acréscimo de 7 %, relativamente ao total do número de horas do ano anterior.

5.7.2. Definição e tipo de monitorização da QEE desenvolvidas em 2010

Estas 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, registaram-se também, por regra, as cavas de tensão, em número, profundidade e duração, as sobretensões à frequência industrial, em nível e respectiva 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 em barramentos de MT de cada instalação.

Os equipamentos de medição utilizados em todas as ações de monitorização da QEE mencionadas no presente relatório respeitam os requisitos definidos no ponto 4, do Anexo IV, do Regulamento da Qualidade de Serviço, apresentando-se nas figuras 5.4 e 5.5 exemplos de programas (software) e equipamentos (hardware) usados pela EDP Distribuição.

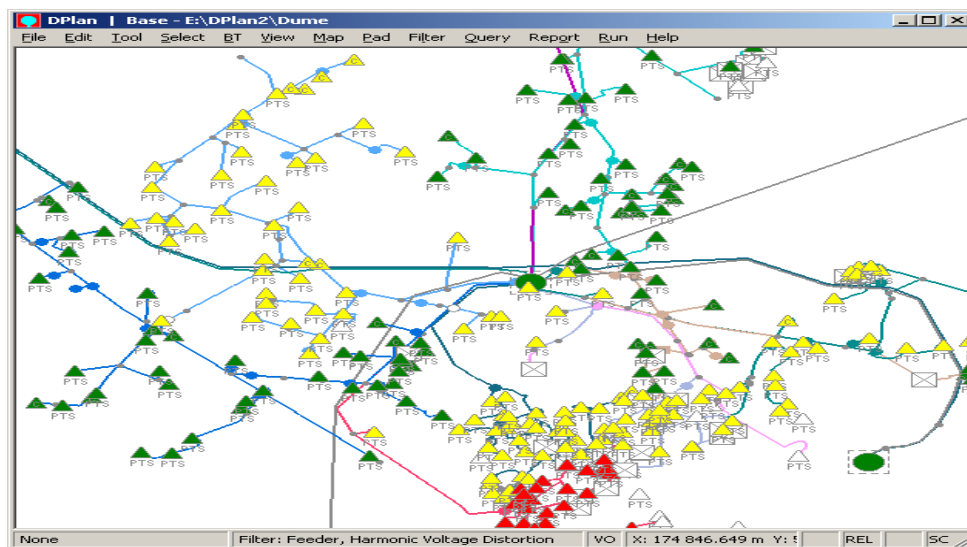


Figura 5.4 – Imagem proveniente da utilização do Programa DPlan com filtro “Harmonic Voltage Distortion” para análise da gravidade da distorção harmónica da tensão.



Figura 5.5 – Exemplos de equipamentos usados nas ações de monitorização da QEE.

5.7.3 Ações de monitorização da QEE realizadas no âmbito do plano de 2010

As ações de monitorização de periodicidade trimestral desenvolvidas ao longo de 2010 incidiram em 107 subestações de AT/MT, regularmente distribuídas pelas três grandes regiões do país, Norte, Centro e Sul, com medições nos seus 166 barramentos de MT.



Figura 5.5 – Parque de linhas de SE de AT/MT.

Foram também efetuadas monitorizações de periodicidade trimestral nos barramentos dos Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT) de 167 PTD distribuídos de forma equilibrada pelos concelhos de Portugal Continental.

Estes PTD são alimentados dos barramentos de SE de AT/MT. No entanto, as suas monitorizações podem não coincidir com as dos barramentos de MT que os alimentam, procurando-se, nestas ações, sempre que possível, atender ao critério da concatenação das monitorizações.

Na Tabela resumo da monitorização da QEE, (Tabela 5.29), encontram-se reunidos e avaliados, de forma abreviada, os resultados globais das ações realizadas em barramentos MT e nos PTD (lado BT) nos anos 2009 e 2010.

Em anexo a este relatório, apresentam-se igualmente quadros mais pormenorizados das ações realizadas em cada trimestre de 2010, com os respectivos indicadores de qualidade apurados.

										Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente											
										Cavas				U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites (perc. 95)							
										Int Serv															
Ano	Nº SE AT/MT monit.	Nº Barr (MT) Monit_SE AT/MT	Nº Barr (MT) Não Conf	Nº PTD Monit	Nº PTD Não Conf.	Nº Barr MT c/ Cavas	Nº Cavas em Barr MT	Nº PTD c/ Cavas	Nº Cavas em PTD	Nº Barr MT c/IS	Nº Total IS em Barr MT	Nº PTD c/ IS	Nº Total IS em PTD	Uef		Distorção Harm da Tensão		Fila/Trem		Udes		F			
														Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD	Bar/SE	PTD		
2010	107	166	7	167	73	166	6 988	167	5 790	67	172	70	708		23	6	22	2	44		1				
2009	101	166	19	166	75	166	6 466	166	5 409	71	437	82	819		33	17	12	3	49	1					

Tabela 5.29 – Resumo da monitorização da QEE da EDP Distribuição em 2010

5.7.4. Monitorizações em barramentos de MT

Para ilustrar um fenómeno muito presente nas redes elétricas – as cavas de tensão – originadas, como se sabe, a partir dos defeitos elétricos nelas

ocorridos, perturbações inerentes à condução e exploração das mesmas redes, apresentam-se, nas figuras 5.6 e 5.7, exemplos típicos de cava e oscilograma da grandeza “Tensão”.

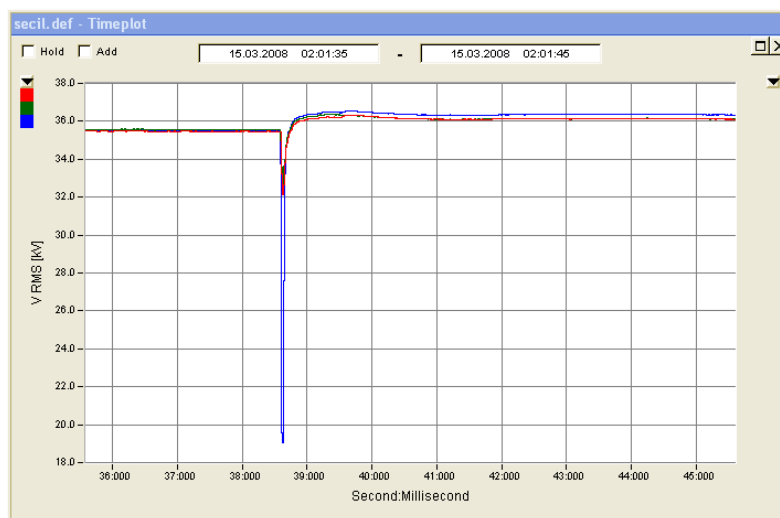


Figura 5.6 – Exemplo de registo de cava de tensão

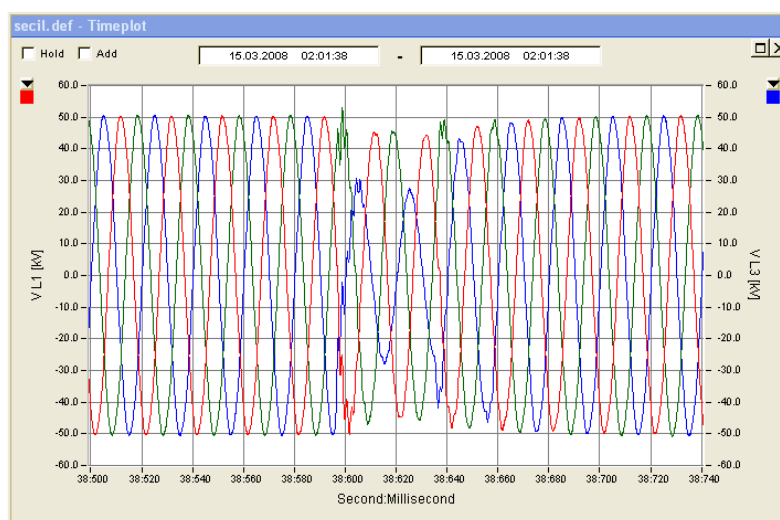


Figura 5.7 – Oscilograma da grandeza Tensão, com ocorrência de cava.

5.7.5. Cavas de tensão em barramentos de MT

Na Figura 5.8 apresenta-se exemplo de registos e avaliação de cavas de tensão com curva CBEMA.

No que concerne aos dados de 2010, atingiu-se um número total de

6 988 cavas de tensão, valor este que foi contabilizado segundo o método da agregação temporal a 1 minuto, como recomendado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

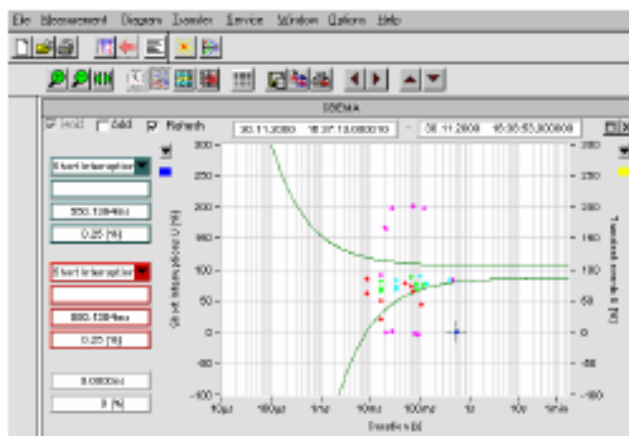


Figura 5.8 – Oscilograma Cavas de Tensão enquadradas com curva CBEMA.

Conforme se pode ver Tabela 5.29, com apuramento dos dados por trimestre, o 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (2151).

Ao longo do ano, as áreas operacionais com barramentos de MT mais afetados foram as de Caldas da Rainha, com 749 (11 %) cavas, Évora, com 484 (7 %) e Leiria com 442 (6 %).

O facto de estas áreas operacionais incluírem extensas zonas rurais, onde predominam as redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições atmosféricas e demais fenómenos climatéricos, contribuiu para que tenham sido estas as zonas as mais afetadas pelos defeitos elétricos e, conseqüentemente, pelas cavas de tensão por eles originadas.

Este fenómeno das cavas de tensão revelou-se mais intenso nos 1º e

4º trimestres, períodos que cobrem as estações de Outono e Inverno, em que, normalmente, se regista maior número de intempéries, com predomínio de ventos e chuvas fortes, neblinas e nevoeiros, situações genericamente tipificadas como temporais.

Refira-se, no entanto, que a maioria destas cavas de tensão foram de amplitude moderada, no intervalo de $0,70 U_n \leq U < 0,90 U_n$, bem como de duração bastante reduzida.

Normalmente, uma parte significativa delas, variável entre 40 a 60 %, extinguiu-se nos primeiros 100 ms, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

Os tempos de eliminação dos defeitos elétricos ocorridos nas redes têm vindo progressivamente a reduzir-se, assim como de forma significativa as interrupções do fornecimento de energia elétrica devido a faltas de

seletividade no funcionamento dos sistemas de proteção. Este fato resulta do contínuo processo de melhoria na introdução de sistemas de proteção de concepção mais moderna, digitais, mais rápidos na sua operação interna, que a EDP Distribuição tem levado a efeito nos últimos anos, bem como em resultado da reformulação e aperfeiçoamento de critérios e planos de coordenação destes sistemas, tarefa realizada de forma sistemática.

A informação constante da Tabela 5.30 e Gráfico 5.51 corresponde à informação típica relativa às cavas de tensão:

- O primeiro grupo de informação corresponde ao universo das cavas que tiveram uma profundidade moderada, i.e., até 30% da tensão nominal (U_n), por intervalos de tempo de duração de 250 ms, até à duração máxima de 1 s;
- no segundo grupo, considerou-se a totalidade das cavas, mantendo-se a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

Balanco da QEE da EDPD em 2010 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração										
Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de U_n ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em Barr. MT										
	0 < 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	458	30%	206	14%	114	8%	91	6%	869	58%
2º Trim	584	41%	208	15%	96	7%	69	5%	957	68%
3º Trim	548	29%	399	21%	143	8%	47	3%	1 137	59%
4º Trim	513	24%	356	17%	189	9%	133	6%	1 191	55%
Totais	2 103	30%	1 169	17%	542	8%	340	5%	4 154	59%
Duração de Cavas de Tensão em Barr. MT										
	0 < 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	591	39%	332	22%	218	14%	188	12%	1 329	88%
2º Trim	675	48%	328	23%	479	34%	128	9%	1 282	91%
3º Trim	786	41%	586	31%	270	14%	124	7%	1 766	92%
4º Trim	720	34%	466	22%	368	17%	260	12%	1 814	84%
Totais	2 772	40%	1 712	25%	1 335	19%	700	10%	6 191	89%

Tabela 5.30 – Caracterização de cavas de tensão em Barramentos de MT de SE de AT/MT.

Tal como em 2009, a avaliação das cavas, por medidas e por eventos,

em 2010, foi feita com base no método da agregação temporal a 1 minuto.

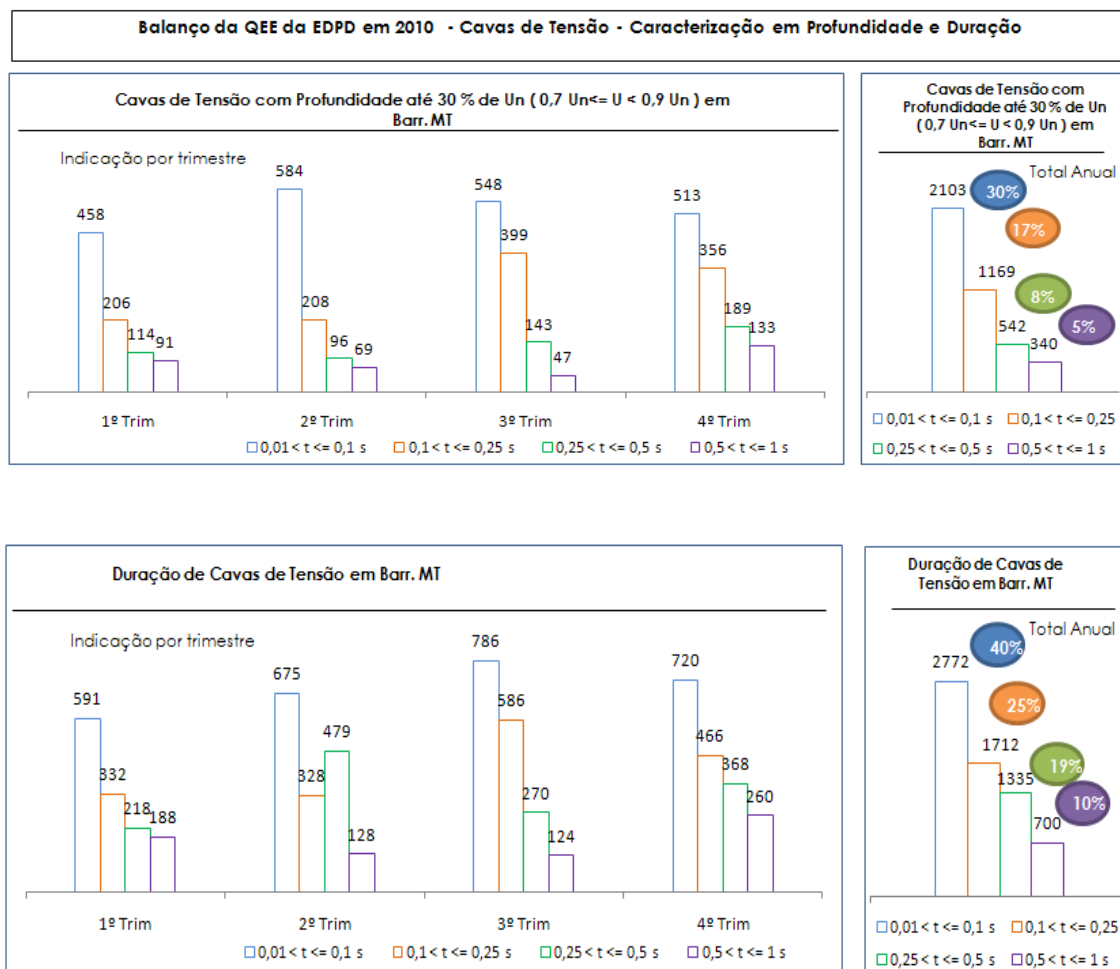


Gráfico 5.51 – Distribuição temporal das cavas de tensão registadas em barramentos de MT.

Destaca-se o 4.º trimestre como aquele em que se registou o maior número de cavas de tensão.

5.7.6 Interrupções de serviço em barramentos de MT

Refere-se que os tempos associados a estas interrupções têm vindo progressivamente a baixar, quer por ocorrência, quer na sua totalidade, em resultado do empenho geral da Empresa na rapidez da reposição do serviço, salvaguardadas as

indispensáveis condições de segurança.

No respeitante a interrupções de serviço efetivamente ocorridas, situação em que $U < 0,01 U_n$, foram afetados por esta perturbação 67 barramentos de MT (40 %), dos 166 monitorados, num total de 172 interrupções, o que representa em relação a 2009, uma redução de cerca de 61 %, no número total de interrupções de serviço nos barramentos de MT sob monitorização.

Note-se que, em geral, estas interrupções são de curta duração, dada a prontidão de atuação na reposição do serviço interrompido, sendo que, nos casos em que a ausência de tensão nos barramentos de MT é devida à existência de trabalhos de manutenção no interior das instalações ou quando se tornam previsíveis perturbações nas Redes, os clientes são alimentados por circuitos alternativos existentes ou para o efeito disponibilizados, não chegando sequer a sofrer quebras de fornecimento de energia.

5.7.7 Outros parâmetros avaliados e situações de não conformidade com o RQS em barramentos de MT

Em 2010, o indicador de não conformidade maioritariamente registado foi o do conteúdo harmónico da tensão, particularmente na sua componente U5h.

Nas figuras 5.9 e 5.10 mostram-se exemplos de perturbações que afetaram os parâmetros da Distorção Harmónica e da Tremulação/Flicker da Tensão.

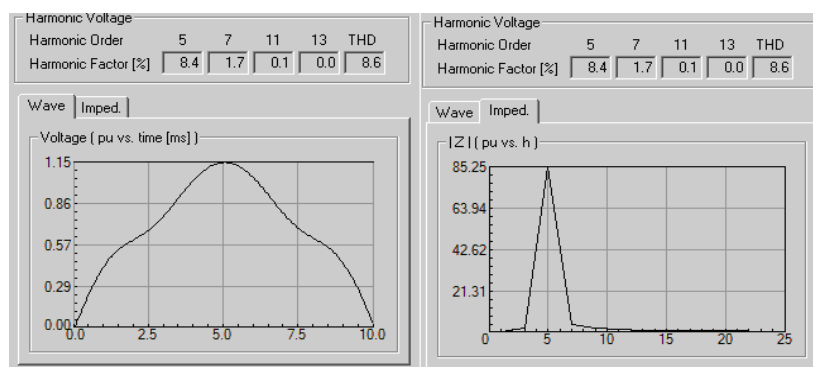


Figura 5.9 – Forma da onda da tensão e curva da impedância harmónica no BMT.

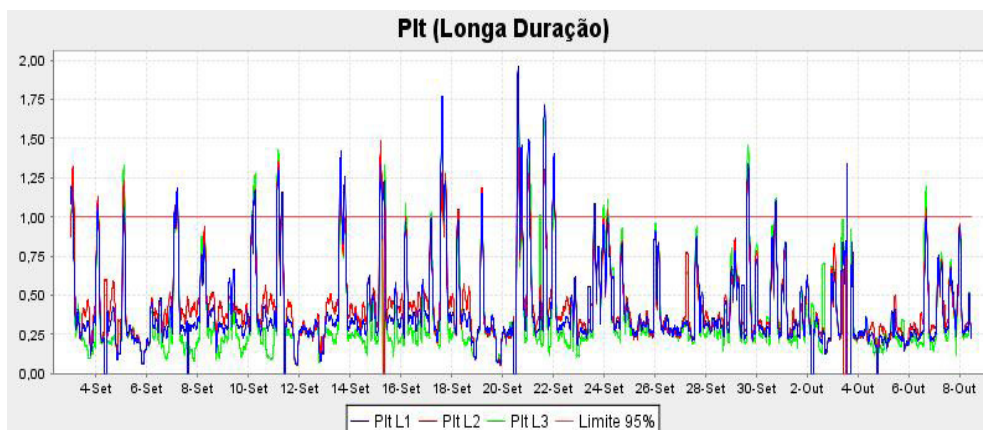


Figura 5.10 – Tremulação/Flicker de longa duração (Plt) da Tensão em Barramento de MT com ilustração de diminuição de Plt, após manobras de exploração na instalação.

No âmbito das Não Conformidades detectadas, verificaram-se 7 barramentos de MT (4 % do número total de barramentos monitorados) em situação de não conformidade regulamentar, com 8 parâmetros NC (não conformes), sendo nestes o parâmetro de NC mais frequente o da distorção harmónica da tensão com 6 casos (75 %) e 2 no da tremulação/flicker da tensão (25 %).

5.7.8. Monitorizações em PTD (lado BT)

Nos pontos seguintes, indicam-se e comentam-se os valores dos parâmetros mais representativos da qualidade da energia elétrica registada nos 167 barramentos dos QGBT dos PTD monitorados, segundo o Plano seguido.

Na Figura 5.11, apresenta-se um outro exemplo de equipamento de monitorização da QEE.



Figura 5.11 – Equipamento de monitorização da QEE

5.7.9 Cavas de Tensão em PTD

Refere-se que o número de cavas registadas em PTD 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 5790 cavas de tensão nos 167 PTD monitorados.

Conforme também se pode ver no quadro global (anexo 3) com apuramento dos dados por trimestre, no caso dos PTD, o 1.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (1795) e as áreas operacionais com PTD mais afetados, ao longo do ano, foram as de Portalegre, com 623 (35 %) cavas, seguida por Leiria com 415 (23 %) e Caldas da Rainha com 259 (14 %), representando este conjunto cerca de 72 % do total das cavas registadas nos 167 PTD monitorados.

De salientar que, neste nível de tensão, a maioria das cavas são de profundidade moderada : $0,7 \text{ Un} \leq U < 0,9 \text{ Un}$, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

Analogamente ao efetuado a propósito das cavas em barramentos de MT, na Tabela 5.31 e Gráfico 5.52

apresenta-se a distribuição das cavas de tensão registadas em PTD: no primeiro, 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 de 250 ms, até à duração

máxima de 1 s, no segundo, 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.

Cavas de Tensão com Profundidade até 30% de U_n ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em PTD										
	0 < 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	361	20%	318	18%	156	9%	219	12%	1 054	59%
2º Trim	246	26%	208	22%	98	10%	65	7%	617	65%
3º Trim	273	22%	289	23%	132	10%	73	6%	767	60%
4º Trim	331	19%	334	19%	199	11%	122	7%	986	56%
Totais	1 211	21%	1 149	20%	585	10%	479	8%	3 424	59%

Duração de Cavas de Tensão em PTD										
	0 < 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	391	22%	449	25%	313	17%	384	21%	1 537	86%
2º Trim	267	28%	284	30%	179	19%	108	11%	838	89%
3º Trim	298	23%	418	33%	292	23%	153	12%	1 161	91%
4º Trim	378	21%	496	28%	375	21%	239	14%	1 488	84%
Totais	1 334	23%	1 647	29%	1 159	20%	884	15%	5 024	87%

Tabela 5.31 – Caracterização de cavas de tensão em PTD (lado BT).

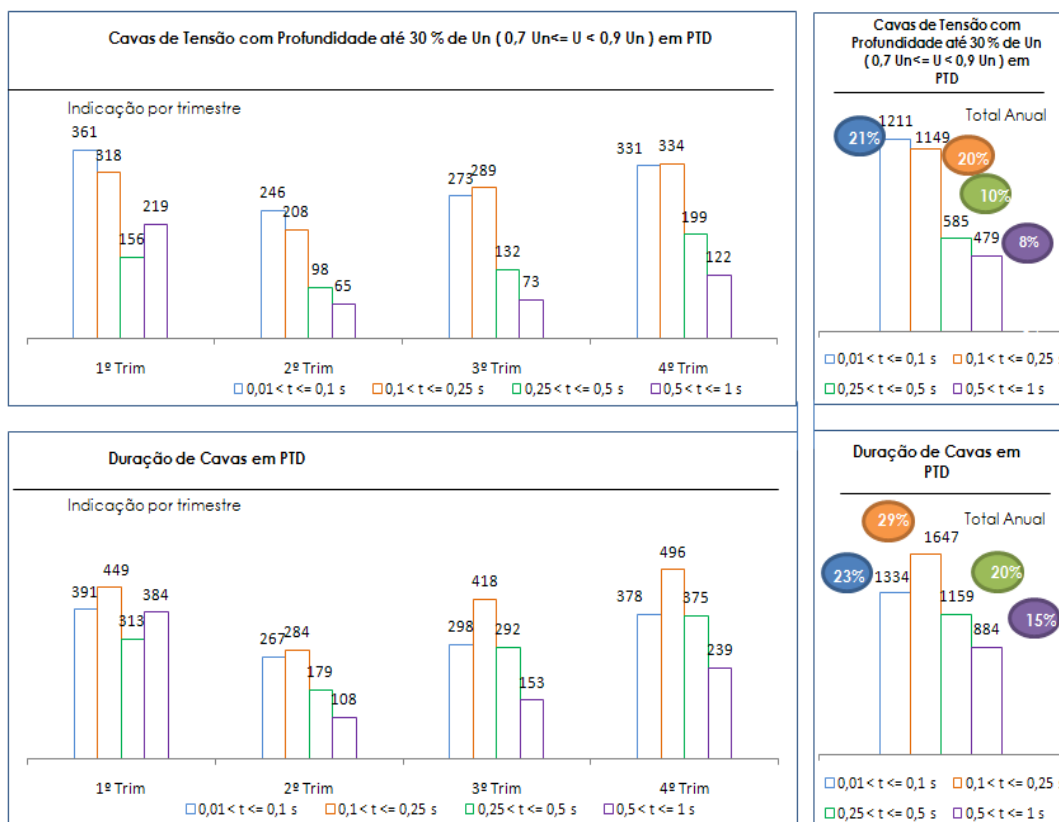


Gráfico 5.52 – Distribuição temporal das cavas de tensão registadas em PTD (BT)

Salienta-se, como já aludido, o 1.º trimestre foi aquele em que se registou o maior número de cavas de tensão nos PTD monitorados em 2010.

5.7.10. Interrupções de serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 70 PTD (42%), num total de 708 interrupções, tendo sido o 4º trimestre o que maior número (301) de interrupções de serviço registou.

Os PTD mais afetadas foram os da Área Operacional de Bragança, com 63 interrupções de serviço, seguindo-se os da Área Operacional de Leiria, com 48 e os da Área Operacional de Viana do Castelo com 46.

Tal como referido a propósito das ocorrências em barramentos de MT, as interrupções de serviço dos PTD monitorados foram de curta duração, com exceção de alguns casos de PTD das Áreas Operacionais de Leiria, Viseu e Castelo Branco, localizados em zonas bastante fustigadas pelos temporais de fevereiro

de 2010 (Xynthia) e também, embora em menor escala, pelos ocorridos em outubro e no final do ano (dezembro de 2010 – Tornado de Tomar).

5.7.11. Outros parâmetros avaliados e situações de não conformidade com o regulamento de qualidade de serviço em PTD

Neste âmbito, foram registados 73 PTD (44 %) em situação de não conformidade, com 90 parâmetros NC (não conformes), sendo nestes o parâmetro NC mais frequente o da tremulação/flicker da tensão com 44 casos (49 % das não conformidades), seguido do parâmetro do valor eficaz da tensão com 23 casos (26 %) e do da distorção harmónica da tensão com 22 casos (24 %).

No caso do parâmetro da tensão eficaz (Uef), cumpre referir que a grande maioria dos casos de NC deveu-se a saídas de curta duração temporal dos valores de U da banda regulamentar de variação da Uef : $0,9 U_n \leq U \leq 1,1 U_n$.

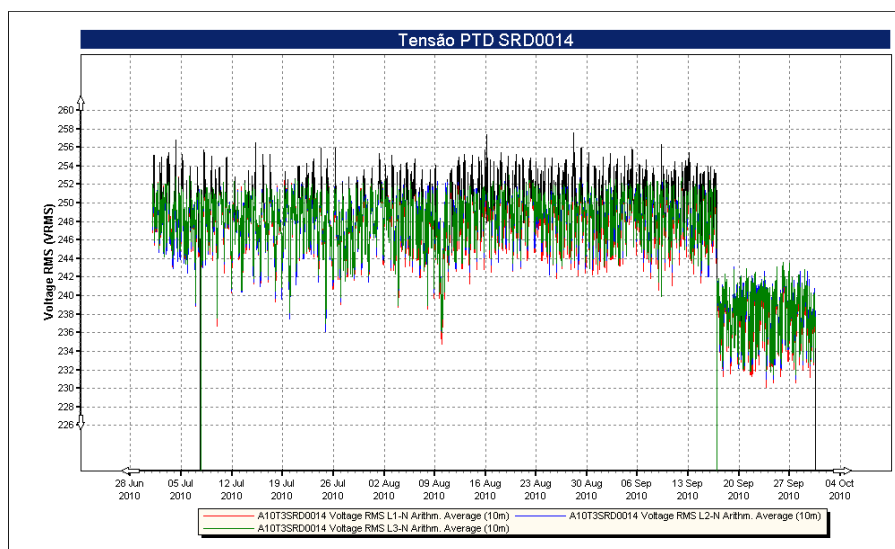


Figura 5.12 – Correção de tensão em PTD por alteração de tomada.

5.7.12. Outras ações de monitorização da QEE complementares do Plano Anual

Fora do âmbito do Plano Anual regular de Monitorização da QEE da EDP Distribuição, realizaram-se, como habitualmente, outras ações de monitorização da QEE, maioritariamente em instalações de nível de tensão MT.

No seu total, i.e., contabilizando todas as ações de monitorização da QEE desenvolvidas pela Empresa, incluindo as do Plano Regular, o número de horas atingido em 2010 foi de 867 414, o que representa um incremento de 7 % em relação ao esforço realizado no ano de 2009.

Como repetidamente divulgado, a EDP Distribuição dispõe de um serviço de apoio permanente a clientes que, pelas características dos serviços ou dos processos de produção das suas atividades económicas, alegadamente muito sensíveis a perturbações de QEE, quer no que respeita aos seus aspectos mais técnicos, quer no que concerne à continuidade do fornecimento da energia elétrica, requerem da parte da Empresa o esclarecimento técnico dos fenómenos elétricos que os afetam.

Por vezes, em resultado de reclamações ou para esclarecimento de dúvidas dos clientes, no âmbito da QEE, pode justificar-se, por acordo mútuo, a realização de ações complementares de Monitorização da QEE.

Estas ações são, em regra, objeto de análise cuidada, por parte de departamentos especializados da EDP Distribuição, que fazem, em seguida, o correspondente acompanhamento e aconselhamento desses mesmos clientes, de forma a encontrar as soluções técnica e economicamente mais adequadas tendentes à eliminação ou redução das perturbações ou anomalias comunicadas e posteriormente confirmadas pelos serviços técnicos da Empresa.

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

Com base nas monitorizações trimestrais da QEE, realizadas no âmbito do Plano Anual de Monitorização (PAM), são acompanhados alguns clientes, tendo em consideração a expectável sensibilidade a perturbações da QEE das respectivas 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 respectivo 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 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 SE, de PTD ou de PdE), 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 o tratamento dos dados, é realizada uma análise da QEE onde é correlacionada toda a informação disponível – dados da monitorização, registos dos clientes e informações dos sistemas de gestão e

consulta de incidentes das redes de Transporte e Distribuição (T&D).

5.7.14. Plano Anual monitorização da QEE de 2010

Com base nas monitorizações trimestrais da QEE, realizadas no âmbito do PAM, em 2010, foram acompanhados 372 Clientes alimentados em MT, dos mais diversos tipos de indústria ou atividade como: serviços bancários, serviços de água e saneamento, indústria hoteleira, indústria alimentar, serviços de saúde, de educação, indústria farmacêutica, metalomecânica, indústria de componentes para automóveis, pólos tecnológicos, unidades tecnológicas militares, indústria têxtil, de cordoaria e redes, de material elétrico, de cutelaria, de transformação de pedra, cerâmica e sanitários, de plásticos, madeiras e cortiças, etc.

5.7.15. Monitorizações da QEE complementares

Foram acompanhados alguns clientes com base em monitorizações complementares, realizadas no PdE às instalações dos clientes ou no respectivo barramento a montante.

O período de medição foi aproximadamente de um mês, tendo chegado a um ano em algumas situações (monitorização permanente).

Desta forma, em 2010, foram acompanhados Clientes alimentados em AT, MT ou BT, de indústrias ou de atividades como alimentar, hoteleira, transformadora de plásticos, componentes para automóveis, estruturas metálicas e alumínio, torneiras, condutores elétricos e material elétrico, produção hidroelétrica, artes gráficas, tratamento de água, produção de *pellets*, produtos químicos, extração de minérios, papel, através das seguintes monitorizações complementares. Em 14 subestações AT/MT com monitorização permanente:

- Semi-barramentos 15 kV (I e II) da SE Jovim;
- Semi-barramentos 15 kV (I e II) da SE Esgueira;
- Semi-barramentos 30 kV (I e II) da SE Marinha Grande;
- Barramentos 60 kV e 30 kV da SE Cela;
- Semi-barramentos 30 kV (III e IV) da SE Póvoa;
- Barramentos 60 kV e 30 kV da SE Vila Velha de Ródão;
- Barramento 15 kV da SE Pedrógão;
- Semi-barramentos 60 kV (I e II) e barramento 30 kV da SE Brinches;
- Semi-barramentos 60 kV (I e II) e 30 kV (I e II) da SE Lourinhã;

- Barramentos 60 kV e 15 kV da SE Lousada;
- Semi-barramentos 30 kV (I e II) da SE Lamego;
- Barramento 30 kV e semi-barramentos 15 kV (I e II) da SE Vendas Novas;
- Semi-barramentos 10 kV (I e II) da SE Parque;
- Barramento 10 kV da SE Camarate;

Para além da monitorização permanente das Subestações indicadas, foram também monitorizadas em regime permanente as seguintes instalações:

- Um Posto de Transformação de Distribuição;
- Quatro Instalações de Cliente AT ;
- Doze Instalações de Cliente MT;
- Duas Instalações de Cliente BT.

Complementarmente, na sequência de reclamações de clientes BT relativas a características da tensão foram realizadas cerca de 3500 monitorizações. Estas ações foram lançadas e acompanhadas pelas Direções de Rede e Clientes.

5.7.16. Conclusões

Pelos valores dos parâmetros e indicadores mais representativos da QEE das instalações da EDP Distribuição, registados nas medições

para o efeito realizadas, podem considerar-se como geralmente bons os níveis de QEE apresentados e comentados ao longo do capítulo do presente relatório expressamente dedicado à análise da vertente técnica da QEE.

Saliente-se que, mais uma vez, em 2010, a ocorrência de temporais, nomeadamente, o que fustigou Portugal, em fevereiro, conhecido pela designação de Xynthia, afetou desfavoravelmente os indicadores mais representativos da QEE. Não obstante, a melhoria em relação a 2009 é significativa.

Referem-se, seguidamente, as Não Conformidades mais relevantes em 2010 e a sua variação em relação a 2009.

- Tremulação/Flicker da Tensão :

em Barramentos de MT, verificou-se uma redução no Plt de 33%; em PTD, a diminuição do Plt foi de 10%;

- **Uef** : em PTD, a diminuição no número de NC foi de 30%, na maioria das situações, como antes referido, por saídas de curta duração temporal dos valores de U da banda regulamentar da variação da Uef : $0,9 U_n \leq U \leq 1,1 U_n$, ou seja, sem repercussão significativa para a maioria dos clientes;

em Barramentos de MT, não se registaram em 2010 situações de NC;

- **Distorção Harmónica da Tensão** : em Barramentos de MT, a diminuição deste parâmetro, com principal incidência na U5h, foi de 65 %; em PTD, no entanto, registou-se um agravamento de 83%;

A EDP Distribuição, como sempre, acompanha todas as situações de NC detectadas, desencadeando com oportunidade ações corretivas que visem a sua eliminação ou pelo menos a sua atenuação, procedendo, com frequência, à repetição de medições para confirmar o valor dos parâmetros, após as intervenções para o efeito realizadas.

Entre as intervenções mais frequentes referem-se a distribuição de tipo de cargas por barramentos, a análise dos parâmetros dos sistemas de proteção, a alteração dos horários de funcionamento das baterias de condensadores e o ajuste das tomadas de transformadores de distribuição.

Em 2010, foram desencadeadas 110 intervenções deste género, no seguimento das ações de monitorização realizadas no âmbito do plano anual de monitorização da QEE da EDP Distribuição, todas elas com o

propósito de investigar, confirmar, eliminar ou reduzir situações detectadas como NC nas nossas instalações, no decurso das ações de Monitorização da QEE, tendo a sua grande maioria sido favoravelmente resolvida com a eliminação das causas das NC ou, nalguns casos, tendo-se obtido a redução significativa dos seus efeitos, pela adoção de medidas adequadas de exploração nos troços de rede afetados.

Desta forma, pode concluir-se que a qualidade da energia elétrica avaliada nas instalações sob monitorização em 2010, atingiu um elevado patamar de qualidade, apesar das tempestades e das intempéries que assolaram o País, particularmente nos meses de fevereiro, outubro e dezembro de 2010.

Do conjunto de intervenções desencadeadas para investigar, confirmar, eliminar ou reduzir situações de NC ao nível das subestações AT/MT e postos de transformação de distribuição destacam-se as seguintes:

- Mitigação de flicker

- Fecho dos inter-barras MT da SE Olho de Boi (Abrantes), entre 22 de setembro e 8 de outubro, a fim de avaliar a influência desta alteração do estado normal de

exploração (ENE) da rede, nos valores do flicker associado à rede. Confirmou-se a diminuição do flicker nos Barramentos MT da subestação. Presentemente, encontra-se ligado o paralelo de barras 30 kV, desde 13 de dezembro de 2010;

- Concelho de Barrancos: A tensão medida no QGBT do PTD (BRC 002), durante o período de monitorização em 2008, cumpriu os requisitos da norma NP EN 50160, com exceção: flicker de longa duração (Plt) e 9.^a e 15.^a harmónica de tensão (Uh9 e Uh15). A origem do flicker estava associada à rede BT afeta o referido PTD, com uma significativa contribuição da reduzida potência de curto circuito (Scc) no local. As harmónicas de tensão ímpares múltiplas de 3 (3.^a, 9.^a, 15.^a e 21.^a) são típicas de sistemas monofásicos. A ação de conversão da rede de 15 para 30 kV da rede MT no concelho de Barrancos (PDIRD 2009-2011) e o aumento de potência do transformador do posto de transformação, de 300 kVA para 630 kVA (30 kV), permitiu melhor a Scc. Em resultado desta ação, a monitorização realizada durante o 3.^o trim. / 2010 mostrou que a

tensão medida no QGBT do PTD (BRC 002), cumpriu todos os requisitos da norma NP EN 50160.

- Distorção Harmónica

Do conjunto de subestações AT/MT monitorizadas em 2010 foram propostas 21 alterações no que concerne à gestão das baterias de condensadores, tendo em consideração o binómio distorção harmónica / energia reativa.

- Valores eficazes (rms) de tensão / sobretensões

Do grupo de postos de transformação de distribuição em que se registou não conformidade no parâmetro do valor eficaz de tensão, existiu um conjunto de 5 PTD em que esta situação foi ultrapassada através de um ajuste das tomadas do transformador de potência (TP) MT/BT dos PTD em causa, assim como em alguns PTD adjacentes, sempre que se verificava que a situação era mais abrangente.

Noutras situações foi solicitada a verificação quanto ao correto funcionamento dos reguladores de tensão em carga dos TP das subestações AT/MT.

Como em anos anteriores, a EDP Distribuição mantém em curso

ações de monitorização da QEE específicas para avaliar e confirmar tendências dos indicadores mais representativos da QEE, continuando a ser previsível a ocorrência de algum acréscimo de perturbação nas suas redes, em consequência do aumento do número de produtores de energia elétrica, sobretudo pela multiplicação da instalação de parques eólicos, por todo o País, a que acresce um número cada vez mais significativo de microprodutores diretamente ligados nas redes de BT da EDP Distribuição (no final de 2010 estavam ligados cerca de 9200 microprodutores, a que correspondia uma Potência Instalada de cerca de 32,4 MW).

Para além da avaliação da QEE obtida em cada medição, os indicadores apurados servem também para traçar um quadro da sua evolução temporal, de modo a despistar pontos da rede em situações próximas de níveis de alarme, a partir das quais os serviços especializados da Empresa podem desencadear intervenções de carácter preventivo e/ou corretivo nos pontos identificados nessas situações.

Como tem sido prática corrente, a EDP Distribuição, em conjunto com os clientes que lhe comunicam as suas preocupações

relativamente à continuidade e qualidade da energia elétrica, continuará apostada em desenvolver todos os seus esforços, operacionais e de investimento, no sentido de tornar o funcionamento da rede globalmente mais fiável.

No que respeita aos indicadores típicos de qualidade, a EDP Distribuição prosseguirá o seu objetivo em harmonizá-los o mais possível entre as diferentes regiões do País, aproximando aquelas em que se registam indicadores de menor qualidade das que já exibem indicadores de nível superior.

A EDP Distribuição, com a atitude adotada, pretende criar as condições favoráveis à existência de uma rede o menos vulnerável possível aos incidentes a que qualquer rede elétrica se encontra sujeita, debaixo de contingências muito variáveis, de grande imprevisibilidade, que a EDP Distribuição tem de continuar a enfrentar e a ultrapassar, sempre com o menor custo ou incómodo para os seus clientes.

5.7.17. 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 2010 à

execução de um plano de investimentos 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 2010 um investimento total na ordem dos 300 milhões de Euros, destacando-se pela sua relevância estruturante: a colocação em serviço de 5 novas subestações AT/MT, a construção de cerca de 2100 km de novas redes AT, MT e BT e a remodelação / substituição de, principalmente, rede MT com traçado aéreo.

Integrado num plano de redução de assimetrias de qualidade de serviço existentes em algumas regiões de Portugal continental, a EDP Distribuição deu continuidade em 2010 à execução de seis planos específicos de melhoria que abrangeram os distritos de Aveiro, Viseu, Leiria e norte de Lisboa (zona oeste). Em consequência dos mesmos, registou-se uma melhoria dos indicadores de continuidade de serviço nestes distritos, que se espera tenha maior visibilidade em 2011 atendendo, não só à

quantidade de obras que foram executadas, mas também à continuidade da execução destes planos específicos em 2011.

Em termos de manutenção dos ativos em serviço nas redes, realizou-se na íntegra o plano anual estabelecido que, no essencial, considerou: a inspeção termográfica de linhas AT e MT e monitorização da distância a obstáculos, avaliação das condições técnicas de transformadores de potência AT/MT e cabos subterrâneos, plano de ações de vistoria aos diferentes tipos de instalação e 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 concluiu-se em 2010 a instalação de funções de automatismos em todos os órgãos telecomandados da rede MT, bem como foram instalados cerca de 300 novos pontos de telecomando, o que permitiu atingir no final de 2010 o total de 3100 órgãos de manobra instalados nas redes aérea e subterrânea com possibilidade de serem supervisionados e comandados à distância.

Pelo significativo contributo para a qualidade de serviço técnico da rede de distribuição, destacam-se ainda as seguintes iniciativas:

- Encerramento do Programa Distribuição 2010 e dos vários projetos de melhoria da qualidade de serviço técnico nele incluídos, nomeadamente: normalização de soluções técnicas, aplicação continuada do Guia de Coordenação de Isolamento, aplicação generalizada do Guia de Regulação dos sistemas de proteção das redes AT e MT e a otimização dos procedimentos de gestão dos ativos técnicos das redes de distribuição.
- Lançamento do Programa Distribuição 2012 que inclui vários projetos de melhoria da qualidade de serviço, de que se destacam:
 - 1) Redução de assimetrias de qualidade de serviço entre as diferentes regiões de Portugal continental;
 - 2) Uniformização do regime de neutro da rede de MT na EDP Distribuição num plano a executar em 2011 e 2012 (substituição do regime de neutro isolado para impedante em cerca de 70 subestações com o objetivo de minimizar o número de interrupções causadas pelo efeito “cross-country”);
 - 3) Aumento do nível de automação da rede de Média Tensão para pelo menos 1,5 pontos de telecomando em cada linha MT (prevê-se a instalação de cerca de 1500 novos pontos de telecomando nas redes aéreas e subterrâneas MT em 2011 e 2012).
- Implementação de um conjunto de melhorias no Plano Operacional de Atuação em Crise (POAC) da EDP Distribuição com o objetivo de o tornar mais eficaz e eficiente em situações de grande perturbação na rede, nomeadamente as causadas pelas condições meteorológicas extraordinárias. Esta ação, que ficou concluída em 2010, passou, no essencial, pela adaptação da estrutura organizativa, reforço do parque próprio de geradores e aquisição de “kit’s” móveis de recuperação de postes partidos.
- Atualização permanente dos planos de contingência por falha das principais instalações das redes AT e MT e elaboração das matrizes de risco de falha de

subestações AT/MT, contribuindo desta forma para a minimização dos tempos de interrupção de serviço e, consequentemente, diminuição da energia não fornecida a clientes.

- Colocação em produtivo da interligação automática entre os sistemas técnicos de supervisão e controlo da rede em tempo real (SCADA) e o de gestão de incidentes (Rede Ativa), garantindo a abertura automática de incidentes ocorridos nas redes AT e MT. Com a conclusão desta ação, a EDP Distribuição concluiu o projeto de substituição e integração dos sistemas técnicos que garantem a operação da rede, a gestão das comunicações de avaria, a gestão operacional das equipas de assistência à rede, o registo e tratamento de todos os incidentes ocorridos nas redes e o cálculo dos indicadores de continuidade de serviço. Está assim garantido o processamento automático de todos os incidentes ocorridos nas redes AT e MT (via sistema SCADA) e redes BT (via Contact Center).
- Realização do plano anual de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) das redes

de distribuição, nos termos definidos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, garantindo um aumento das horas de monitorização, cerca de 7%, a monitorização permanente em cerca de 33 instalações da rede de distribuição e a implementação de medidas mitigadoras das não conformidades identificadas, na maioria dos casos com total sucesso.

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 de 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: 2010

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		0.80	33.07	0.09		17.91	0.95	34.60	4.96	0.39	1.28	4.13		1.63	99.80	99,80
Porto	0.06	0.36	18.91	0.03		13.66	0.81	35.04	7.16	0.75	0.71	2.69		1.78	81.91	81,97
Mondego	0.27	3.85	45.67	0.28		30.08	2.18	31.06	10.25	1.45	0.21	3.77		3.76	132.56	132,83
Tejo	0.04	3.11	24.14	0.08		24.91	7.24	117.58	15.78	0.60	1.49	23.05		3.92	221.90	221,94
Lisboa		0.89	12.55	0.03		3.73	3.15	51.41	6.45	2.10	0.60	8.62		3.95	93.47	93,47
Sul	0.24	1.54	21.94			9.23	3.51	54.33	2.92	0.59	0.78	4.75		4.55	104.15	104,38
EDP Distribuição	0.07	1.46	23.34	0.07		14.61	2.81	52.82	7.76	1.09	0.84	7.76		3.15	115.72	115,79

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 Inicialização do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
- Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

END MT (MWh)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2010

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		8,07	334,30	0,98		189,43	10,17	350,10	52,15	3,87	12,62	43,24		17,07	1 022,01	1 022,01
PORTO	0,78	5,38	282,58	0,49		209,48	11,47	514,47	109,70	10,86	10,17	40,75		26,10	1 221,45	1 222,22
MONDEGO	1,82	27,95	343,77	1,85		218,66	15,17	221,07	74,30	11,02	1,45	27,38		26,60	969,22	971,03
TEJO	0,40	30,13	233,80	0,83		246,51	71,34	1.150,62	157,18	6,00	13,74	231,55		37,50	2 179,18	2 179,59
LISBOA		16,18	226,15	0,47		67,14	53,56	902,62	112,71	38,12	9,90	147,90		68,80	1 643,54	1 643,54
SUL	1,74	10,79	154,20			66,23	24,10	382,96	20,40	4,49	5,43	32,81		31,27	732,68	734,42
EDP Distribuição	4,74	98,49	1 574,79	4,63		997,44	185,81	3 521,84	526,44	74,36	53,32	523,63		207,33	7 768,08	7 772,82

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 Inicializa do Cliente";
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos:
 - Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
 - Valores DRC (base própria);
 - Valores EDP (base EDP).

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

SAIFI MT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2010

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0.03	0.88	0.00		0.51	0.03	1.00	0.15	0.06	0.05	0.10		0.10	2.92	2,92
PORTO	0.01	0.02	0.56	0.00		0.53	0.03	0.90	0.21	0.05	0.04	0.07		0.11	2.51	2,52
MONDEGO	0.01	0.20	1.17	0.01		1.49	0.16	0.97	0.27	0.10	0.01	0.13		0.22	4.72	4,73
TEJO	0.00	0.19	0.66	0.00		1.25	0.25	1.83	0.23	0.05	0.07	0.32		0.57	5.41	5,41
LISBOA		0.05	0.25	0.00		0.21	0.13	1.11	0.08	0.05	0.04	0.19		0.18	2.29	2,29
SUL	0.00	0.10	0.74			0.39	0.23	1.31	0.06	0.06	0.07	0.12		0.49	3.56	3,57
EDP Distribuição	0,00	0,10	0,71	0,00		0,75	0,14	1,19	0,17	0,06	0,04	0,16		0,27	3,61	3,61

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 Inicializa do Cliente';
 - Com origem no PT Cliente;
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores DRC (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

SAIDI MT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2010

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		1,17	57,67	0,08		29,46	0,98	46,59	6,48	0,78	1,37	6,41		2,70	153,69	153,69
PORTO	0,15	0,71	35,95	0,07		24,06	0,99	46,01	10,97	0,63	0,88	4,15		2,67	127,08	127,23
MONDEGO	0,52	6,62	83,63	0,35		57,55	3,63	45,22	15,97	2,40	0,18	6,07		6,17	227,80	228,32
TEJO	0,15	4,35	40,01	0,20		38,22	7,97	149,93	22,78	0,48	1,73	28,32		5,76	299,75	299,90
LISBOA		1,44	21,34	0,04		7,39	4,50	68,54	7,95	2,01	0,93	7,86		5,97	127,95	127,95
SUL	0,82	3,73	48,51			19,15	4,45	84,88	2,97	0,76	0,91	8,37		8,64	182,37	183,19
EDP Distribuição	0,25	2,99	48,07	0,13		30,04	3,76	74,39	11,66	1,16	1,03	10,62		5,16	189,01	189,25

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

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

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

SAIFI BT (nº)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2010

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

Unidade Organizativa	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A/T/C	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	Totais	
NORTE		0,03	1,14	0,01		0,59	0,07	1,35	0,22	0,15	0,10	0,10		0,11	3,87	3,87
PORTO	0,01	0,02	0,57	0,00		0,53	0,05	1,09	0,29	0,16	0,05	0,05		0,12	2,93	2,94
MONDEGO	0,02	0,20	1,43	0,01		1,65	0,18	1,41	0,49	0,11	0,03	0,14		0,26	5,91	5,93
TEJO	0,02	0,29	0,60	0,00		1,31	0,36	2,06	0,38	0,07	0,11	0,37		0,62	6,17	6,19
LISBOA	0,00	0,11	0,20	0,01		0,11	0,15	1,40	0,12	0,09	0,03	0,45		0,17	2,84	2,84
SUL	0,02	0,13	0,53	0,00		0,31	0,15	1,46	0,11	0,04	0,08	0,10		0,41	3,32	3,34
EDP Distribuição	0,01	0,12	0,69	0,00		0,66	0,15	1,43	0,25	0,11	0,06	0,23		0,25	3,94	3,95

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

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

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

SAIDI BT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2010

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		0,96	66,82	0,27		33,69	1,49	59,87	13,38	10,07	2,03	5,83		2,72	197,14	197,14
PORTO	0,18	0,44	37,09	0,04		24,96	2,41	60,09	16,96	12,26	0,99	2,86		3,20	161,30	161,48
MONDEGO	1,78	6,60	106,35	0,30		73,17	4,11	65,40	33,98	5,46	0,41	6,55		10,23	312,55	314,33
TEJO	5,62	15,24	41,40	0,20		46,24	11,51	174,46	46,43	1,99	2,42	29,70		35,14	404,73	410,35
LISBOA	0,60	1,87	16,64	0,09		3,49	5,14	85,38	11,17	4,27	0,81	14,50		15,11	158,46	159,06
SUL	3,80	3,82	30,37	0,00		13,31	4,28	87,55	11,32	0,97	1,53	5,59		14,59	173,33	177,13
EDP Distribuição	1,57	4,04	46,11	0,15		28,93	4,61	85,30	20,38	6,27	1,28	10,82		12,62	220,50	222,07

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

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

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Zonas A, B, C

Ano: 2010

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	0.23	1.87	0.80	30,14	4.50	0.45	0.72	1.66		1.07	41.44
	B	0.59	7.80	2.36	45.21	5.95	1.49	0.70	3.52		2.71	70.32
	C	2.82	26.97	4.37	73.37	11.24	1.22	1.05	11.36		4.74	137.14
SAIFI MT (nº)	A	0.01	0.10	0.03	0.68	0.07	0.02	0.05	0.04		0.06	1.06
	B	0.03	0.33	0.08	0.93	0.13	0.05	0.03	0.09		0.19	1.86
	C	0.14	1.02	0.18	1.38	0.21	0.07	0.05	0.17		0.35	3.57
SAIFI BT (nº)	A	0.03	0.09	0.07	1.00	0.12	0.05	0.08	0.06		0.07	1.58
	B	0.07	0.27	0.10	1.16	0.16	0.11	0.04	0.08		0.16	2.16
	C	0.19	1.19	0.22	1.81	0.38	0.13	0.07	0.17		0.38	4.55
SAIDI MT (min)	A	0.45	3.17	0.56	31.81	4.09	0.52	0.70	1.79		1.38	44.49
	B	1.22	11.17	2.77	53.64	7.45	0.96	0.81	5.30		3.94	87.25
	C	4.09	41.79	4.73	89.82	14.57	1.36	1.17	13.69		6.32	177.54
SAIDI BT (min)	A	0.96	2.92	2.72	45.50	8.21	4.07	1.01	2.51		5.91	73.81
	B	1.27	9.54	3.58	67.29	11.78	6.21	0.99	4.44		9.05	114.15
	C	7.40	54.46	6.20	116.47	32.01	7.36	1.60	16.02		18.22	259.74

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

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

Legenda

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

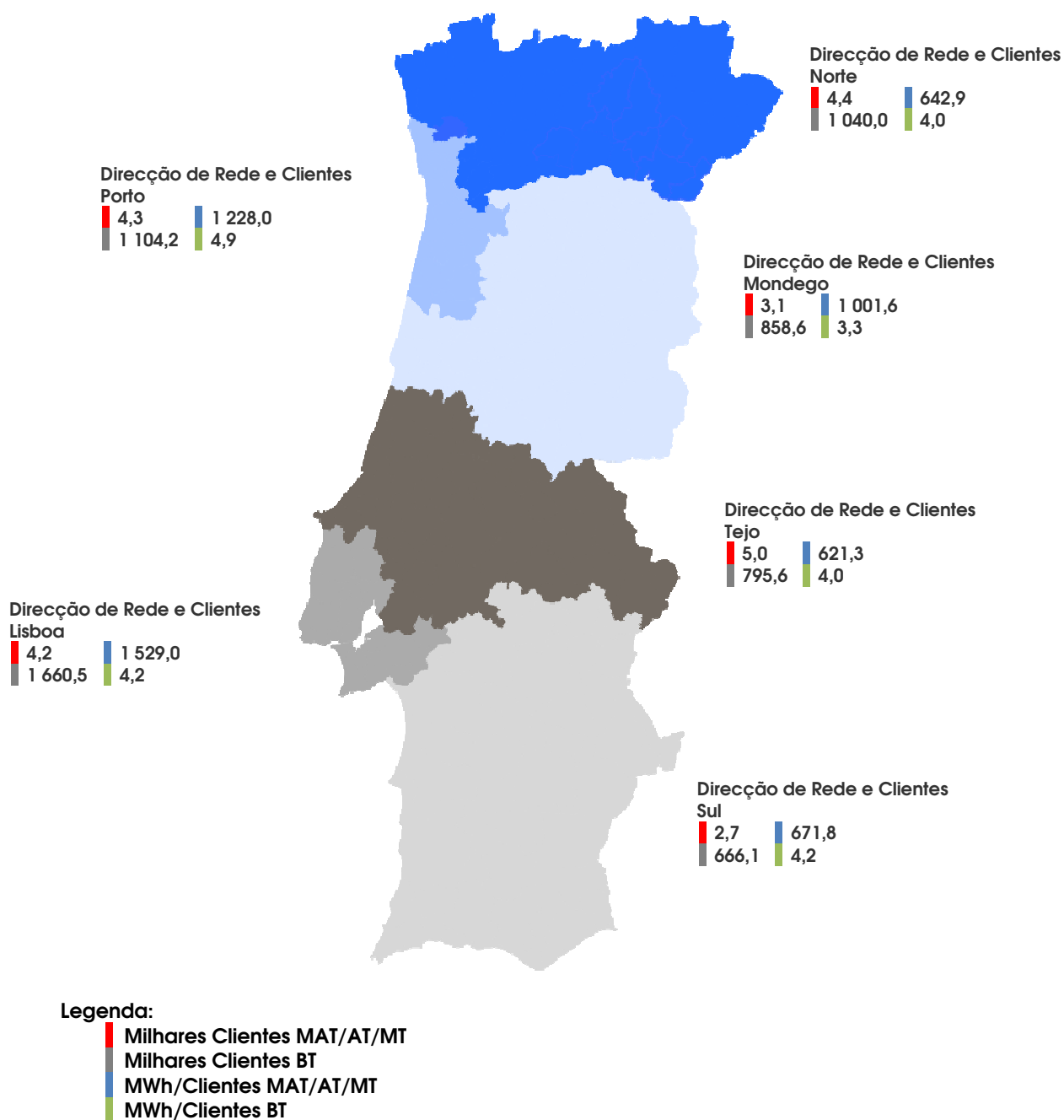
ANEXO 2

Direções de rede e clientes

DIRECÇÕES DE REDE E CLIENTES

“NÚMERO DE CLIENTES” E “CONSUMO/CLIENTE”

MERCADO REGULADO + MERCADO LIBERALIZADO



ANEXO 3

Qualidade da Energia Elétrica

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

SE de AT/MT Balanço do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição													
1.º Trimestre de 2010													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Riba d'Ave	Ermal	15 kV	Vieira do Minho	1	1			1	49	1	2
	Bragança	Pocinho	Mirandela	30 kV	Mirandela	1	1			1	33		
	Guimarães	Riba d'Ave	Felgueiras	15 kV	Felgueiras	1	1			1	31	1	4
	Guimarães	Riba d'Ave	São João de Ponte	15 kV - I1	Guimarães	1	1			1	47		
	Guimarães	Riba d'Ave	São João de Ponte	15 kV - I2	Guimarães		1			1	43		
Porto	Penafiel	Ruivões	Paços de Ferreira	15 kV	Paços de Ferreira	1	1			1	56	1	5
	Aveiro	Estarreja	Avanca	15 kV - I	Estarreja	1	1			1	53		
	Aveiro	Estarreja	Avanca	15 kV - II	Estarreja		1			1	43		
	Feira	Estarreja	Rio Meão	15 kV - I1	Feira	1	1			1	47	1	2
	Feira	Estarreja	Rio Meão	15 kV - I2	Feira		1	1	U5h=6,2 %	1	43	1	2
Mondego	Feira	Estarreja	Vale Cambra	15 kV	Vale de Cambra	1	1			1	88		
	Guarda	Vila Chã	Nelas II	15 kV	Nelas	1	1			1	59	1	4
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Caldas da Rainha	30 kV	Caldas da Rainha	1	1			1	79		
	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV	Pombal	1	1			1	277		
Lisboa	Lisboa	Carriche	Colombo	10 kV - I	Lisboa	1	1			1	12		
	Lisboa	Carriche	Colombo	10 kV - II	Lisboa		1			1	13	1	1
	Loures	Fanhões	Matra	10 kV - I	Matra	1	1			1	29		
	Loures	Fanhões	Matra	10 kV - II	Matra		1			1	32		
	Loures	Fanhões	Póvoa	10 kV	Vila Franca de Xira	1	1			1	29	1	3
Sul	Loures	Trajouce	Ranholas	10 kV	Sintra	1	1			1	16	1	3
	Beja	Sines	Monte Feio	15 kV	Sines	1	1			1	14		
	Beja	Sines	Monte Feio	30 kV - I	Sines		1			1	27		
	Beja	Sines	Monte Feio	30 kV - II	Sines		1			1	23		
	Évora	Sines	Comporta	30 kV	Alcácer do Sal	1	1	1	U5h=7,4 %	1	19	1	2
	Évora	Évora	Évora	15 kV - I	Évora	1	1			1	43		
	Évora	Évora	Évora	15 kV - II	Évora		1			1	54		
	Évora	Évora	Montemor	30 kV	Montemor-o-Novo	1	1			1	100		
	Évora	Évora	Montemor	15 kV	Montemor-o-Novo		1			1	69		
	Évora	Setúbal	Vendas Novas	15 kV	Vendas Novas	1	1			1	54	1	1
	Faro	Estói	Olhão	15 kV - I	Olhão	1	1			1	13		
	Faro	Estói	Olhão	15 kV - II	Olhão		1			1	13		
						21	31	2		31	1508	11	29
2.º Trimestre de 2010													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Riba d'Ave	Lamas	15 kV - I2	Braga	1	1			1	22	1	1
	Braga	Vila Fria	Fonte Boa	15 kV - I	Esposende	1	1			1	27	1	2
	Braga	Vila Fria	Fonte Boa	15 kV - II	Esposende		1			1	26	1	6
	Braga	Oleiros	Alvelos	15 kV - I	Barcelos	1	1			1	7		0
	Braga	Oleiros	Alvelos	15 kV - II	Barcelos		1			1	7		0
	Bragança	Pocinho	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I1	Macedo de Cavaleiros	1	1			1	53		0
	Bragança	Pocinho	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I2	Macedo de Cavaleiros		1			1	55		0
	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV	Torre de Moncorvo	1	1			1	170		0
	Guimarães	Guimarães	Guimarães	15 kV - I1	Guimarães	1	1			1	17		0
	Guimarães	Guimarães	Guimarães	15 kV - I2	Guimarães		1			1	17		0
Porto	Aveiro	Mourisca	Águeda	15 kV - I1	Águeda	1	1			1	19		0
	Aveiro	Mourisca	Águeda	15 kV - I2	Águeda		1			1	15		0
	Aveiro	Estarreja	Albergaria	15 kV	Albergaria	1	1			1	27	1	12
	Aveiro	Mourisca	Bustos	15 kV	Oliveira do Bairro	1	1			1	27	1	3
	Maia	Custóias	Custóias	15 kV - I1/I2/I4	Matosinhos	1	1			1	10		0
	Maia	Custóias	Custóias	15 kV - I3	Matosinhos		1			1	10		0
	Maia	Custóias	Matosinhos Sul	15 kV	Matosinhos	1	1			1	17	1	3
	Maia	Recarei	Valongo	15 kV - I1	Maia	1	1			1	22		0
	Maia	Recarei	Valongo	15 kV - I2	Maia		1			1	13		0
	Coimbra	Pereiros	Taveiro	15 kV	Coimbra	1	1			1	41		0
Tejo	Caldas da Rainha	Fanhões	Casalinhos de Alfaiata	10 kV - I	Torres Vedras	1	1			1	12		0
	Caldas da Rainha	Fanhões	Casalinhos de Alfaiata	10 kV - II	Torres Vedras		1			1	10		0
	Caldas da Rainha	Carregado	Vale Tejo	30 kV - I	Alenquer	1	1			1	19	1	1
	Leiria	Batalha	Andrinos	30 kV	Leiria	1	1			1	34	1	3
	Leiria	Batalha	Andrinos	15 kV	Leiria		1			1	23	1	1
	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV	Porto de Mós	1	1			1	73		0
	Portalegre	Falagueira	Alpalhão	30 kV	Nisa	1	1			1	37		0
	Santarém	Santarém	São Bento	30 kV	Santarém	1	1			1	23		0
	Santarém	Santarém	São Bento	15 kV	Santarém		1			1	23		0
	Lisboa	Alto Mira	Venda Nova	10 kV - I	Amadora	1	1			1	7	1	2
Lisboa	Lisboa	Alto Mira	Venda Nova	10 kV - II	Amadora		1			1	10	1	2
	Loures	Fanhões	Lousa	10 kV	Loures	1	1			1	17		0
	Loures	Alto Mira	Pero Pinheiro	10 kV - I	Sintra	1	1			1	17	1	3
	Loures	Alto Mira	Pero Pinheiro	10 kV - II	Sintra		1			1	12	1	5
	Setúbal	Fernão Ferro	Aroeira	15 kV	Almada	1	1			1	24		0
Sul	Beja	Alqueva	Moura	30 kV	Moura	1	1	2	Pf=1,05 e U5h=7,5 %	1	87	1	2
	Évora	Évora	Estremoz	30 kV	Estremoz	1	1			1	69		0
	Évora	Évora	Estremoz	15 kV	Estremoz		1			1	82		0
	Évora	Évora	Vila Viçosa	15 kV - I	Vila Viçosa	1	1			1	56	1	9
	Évora	Évora	Vila Viçosa	15 kV - II	Vila Viçosa		1			1	61	1	9
	Faro	Estói	Quarteira	15 kV - I	Loulé	1	1			1	31	1	2
	Faro	Estói	Quarteira	15 kV - II	Loulé		1			1	28	1	2
Portimão	Portimão	Portimão	15 kV - I	Portimão	1	1			1	27	1	1	
Portimão	Portimão	Portimão	15 kV - II	Portimão		1			1	30		0	
						28	44	2		44	1414	19	69

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2010													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Ruivães	Braga	15 kV - II	Braga	1	1			1	15		0
	Bragança	Pocinho	Bragança	30 kV - I/II	Bragança	1	1			1	36		0
	Guimarães	Ruivães	Ruivães	15 kV - I/2	Vila Nova de Famalicão	1	1			1	22		0
	Guimarães	Ruivães	Ruivães	15 kV - II/2	Vila Nova de Famalicão	1				1	22		0
	Penafiel	Torão	Entre-os-Rios	15 kV	Penafiel	1	1			1	12		0
	Viana do Castelo	Vila Fria	Touvedo	15 kV - I/1/2	Ponte da Barca	1	1			1	57	1	2
	Vila Real	Valdigem	Telheira	30 kV - I/1/2	Vila Real	1	1			1	43		0
	Vila Real	Valdigem	Telheira	30 kV - I/3	Vila Real	1				1	32		0
Porto	Maia	Vermoim	Maia	15 kV - I	Maia	1	1			1	32		0
	Maia	Vermoim	Maia	15 kV - II	Maia	1	1			1	13		0
	Porto	Canelas	Serra do Pilar	15 kV - I/1	Vila Nova de Gaia	1	1			1	19		0
	Porto	Canelas	Serra do Pilar	15 kV - I/2	Vila Nova de Gaia	1	1			1	14		0
Mondego	Coimbra	Paraimo+Mogadouro	Mira	15 kV	Mira	1	1			1	45		0
	Coimbra	Paraimo+Mogadouro	Tocha	15 kV	Cantanhede	1	1			1	42	1	1
	Castelo Branco	Pereiras	Lousã	15 kV	Lousã	1	1			1	59	1	1
	Castelo Branco	Castelo Branco	Senhora da Graça	30 kV	Idanha-a-Nova	1	1			1	66		0
	Guarda	Ferro	Tortosendo	15 kV	Covilhã	1	1			1	260	1	2
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Moimenta da Beira	1	1			1	172	1	5
	Viseu	Bodiosa	Viso	15 kV - I/1	Viseu	1	1			1	51	1	6
	Viseu	Bodiosa	Viso	15 kV - I/2	Viseu	1	1			1	65	1	1
Tejo	Leiria	Batalha	Azoia	30 kV	Leiria	1	1			1	25		0
	Leiria	Batalha	Azoia	15 kV	Leiria	1				1	10		0
	Portalegre	Badajoz	Alcáçova	30 kV - III	Elvas	1	1			1	62	1	2
	Portalegre	Badajoz	Alcáçova	30 kV - IV	Elvas	1				1	68	1	2
	Portalegre	Zêzere	Olho Boi	30 kV - I	Abrantes	1	1			1	48		0
	Portalegre	Zêzere	Olho Boi	30 kV - II	Abrantes	1	1	1	Pit=1,46	1	34		0
	Santarém	Santarém	Alcanede	30 kV	Santarém	1	1			1	35		0
	Santarém	Porto Alto	Carrascal	30 kV - I	Benavente	1	1			1	92		0
Lisboa	Santarém	Porto Alto	Carrascal	30 kV - I/2	Benavente	1	1			1	105		0
	Lisboa	Alto Mira	Boavista	10 kV - I	Lisboa	1	1			1	6		0
	Lisboa	Trajouce	Boavista	10 kV - II	Lisboa	1	1			1	4		0
	Lisboa	Sacavém	Oriental	10 kV	Lisboa	1	1			1	13		0
	Loures	Cariche	Quinta da Caldeira	10 kV - I	Loures	1	1			1	10		0
	Loures	Cariche	Quinta da Caldeira	10 kV - II	Loures	1				1	9		0
	Loures	Alto Mira	Sabugo	10 kV - I/II	Sintra	1	1			1	18	1	5
	Setúbal	Fernão Ferro	Quinta do Conde	15 kV - I	Sesimbra	1	1			1	8		0
Sul	Setúbal	Fernão Ferro	Quinta do Conde	15 kV - II	Sesimbra	1	1			1	7		0
	Beja	Ferreira do Alentejo	Aljustrel	30 kV	Aljustrel	1	1			1	70		0
	Beja	Ferreira do Alentejo	Aljustrel	15 kV	Aljustrel		1			1	66		0
	Évora	Évora	Borba	15 kV - I/II	Borba	1	1			1	50	1	2
	Faro	Estói	Tavira	15 kV - I	Tavira	1	1			1	28		0
	Faro	Estói	Tavira	15 kV - II	Tavira	1	1			1	28		0
	Portimão	Portimão	Vila do Bispo	15 kV	Vila do Bispo	1	1			1	42		0
						29	43	1		43	1915	11	29
4.º Trimestre de 2010													
DRC	AO	Injector REN	SE	Barramento Nível Tensão	Concelho	N.º SE	N.º Barr	NC Barr	Tipo NC	Barr MT com Cavas	N.º Total Cavas em Barr	Barr MT com IS	N.º Total IS em Barr
Norte	Braga	Riba d'Ave	Lamas	15 kV - I/1	Braga	1	1			1	32	1	1
	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I/1	Mogadouro	1	1			1	21	1	2
	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I/2	Mogadouro	1				1	23	1	1
	Guimarães	Riba d'Ave	Requião	15 kV - I	Vila Nova de Famalicão	1	1	1	USh=6,8 %	1	14		0
	Guimarães	Riba d'Ave	Requião	15 kV - II	Vila Nova de Famalicão	1				1	16		0
	Penafiel	Recarei	Lordelo	15 kV - I/1	Paredes	1	1			1	18		0
	Penafiel	Recarei	Lordelo	15 kV - I/2	Paredes	1	1			1	19		0
	Viana do Castelo	Vila Fria	Santa Marta de Portuzelo	15 kV - I/1	Viana do Castelo	1	1			1	18	1	1
Porto	Viana do Castelo	Vila Fria	Santa Marta de Portuzelo	15 kV - I/2	Viana do Castelo	1				1	13	1	1
	Aveiro	Mourisca	Ilhavo	15 kV - I/1	Ilhavo	1	1			1	27		0
	Aveiro	Mourisca	Ilhavo	15 kV - I/2	Ilhavo	1				1	44		0
	Maia	Vermoim	Maia	15 kV - III	Maia	1	1			1	26		0
	Maia	Custolas	Santa Cruz do Bispo	15 kV - I/1	Matosinhos	1	1			1	14	1	1
	Maia	Custolas	Santa Cruz do Bispo	15 kV - I/2	Matosinhos	1	1			1	17		0
	Porto	Canelas	Serzedo	15 kV	Vila Nova de Gaia	1	1			1	17	1	1
	Feira	Canelas	Arouca	15 kV	Arouca	1	1			1	82	1	3
Mondego	Coimbra	Lavos	Vila Robim	15 kV - I	Figueira da Foz	1	1			1	21	1	1
	Coimbra	Lavos	Vila Robim	15 kV - II	Figueira da Foz	1	1			1	18	1	1
	Castelo Branco	Vila Chã	Oliveira do Hospital	15 kV	Oliveira do Hospital	1	1			1	92	1	2
	Guarda	Vila Chã	Belmonte	15 kV	Belmonte	1	1			1	78		0
	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV	Vouzela	1	1			1	139	1	2
	Caldas da Rainha	Carregado	Vale Tejo	30 kV - I/1	Alenquer	1	1			1	49		0
	Caldas da Rainha	Carregado	Vale Tejo	30 kV - I/2	Alenquer	1				1	45	1	1
	Caldas da Rainha	Rio Maior	Turquel	30 kV - I/1	Alcobaca	1	1			1	135	1	3
Tejo	Caldas da Rainha	Rio Maior	Turquel	30 kV - I/2	Alcobaca	1				1	132	1	3
	Caldas da Rainha	Fanhões	Matações	30 kV - I/1	Torres Vedras	1	1			1	40		0
	Caldas da Rainha	Fanhões	Matações	30 kV - I/2	Torres Vedras	1	1			1	40		0
	Caldas da Rainha	Carregado	Ceganças	30 kV	Alenquer	1	1	1	USh=6,9 %	1	130		0
	Portalegre	Badajoz	Arronches	30 kV	Arronches	1	1			1	139	1	2
	Santarém	Zêzere	Serrada Grande	15 kV - I/1	Torres Novas	1	1			1	46		0
	Santarém	Zêzere	Serrada Grande	15 kV - I/2	Torres Novas	1				1	44		0
	Lisboa	Sacavém	Gago Coutinho	10 kV	Lisboa	1	1			1	14		0
Lisboa	Lisboa	Trajouce	Zambujal	10 kV	Lisboa	1	1			1	16		0
	Loures	Fanhões	Mercado	10 kV - I	Loures	1	1			1	12		0
	Loures	Fanhões	Mercado	10 kV - II	Loures	1				1	12		0
	Setúbal	Fernão Ferro	Coina	30 kV - I	Barreiro	1	1			1	43	1	2
	Setúbal	Fernão Ferro	Coina	30 kV - II	Barreiro	1				1	57	1	2
	Setúbal	Fernão Ferro	Coina	15 kV	Barreiro	1	1			1	19	1	2
	Setúbal	Tratária	Laranjeiro	15 kV - I	Almada	1	1			1	32		0
	Setúbal	Tratária	Laranjeiro	15 kV - II	Almada		1			1	27		0
Sul	Setúbal	Setúbal	Moita	15 kV - I	Moita	1	1			1	44	1	2
	Setúbal	Setúbal	Moita	15 kV - II	Moita	1	1			1	44	1	2
	Beja	Sines	Vila Nova de Milfontes	30 kV	Odemira	1	1			1	85	1	1
	Beja	Sines	Vila Nova de Milfontes	15 kV	Odemira		1			1	65	1	1
	Faro	Estói	Braciais	15 kV - I	Faro	1	1	1	USh=6,9 %	1	40	1	4
	Faro	Estói	Braciais	15 kV - II	Faro		1			1	39	1	2
	Portimão	Portimão	Porto de Lagos	15 kV - I	Portimão	1	1			1	24	1	1
	Portimão	Portimão	Porto de Lagos	15 kV - II	Portimão		1			1	29		0

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

PTD Balanço do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição do 1.º Trimestre de 2010															
1.º Trimestre de 2010															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento Nível de Tensão	Saída	Conceito	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	N.º PTD com Covas	N.º de Covas em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS em PTD	
Norte	Braga	Oleiros	Alvelos	15 kV - I	Penide	Barcelos	PTD BCL0085	1	1	Pth=1,19	1	33	1	3	
	Braga	Oleiros	Alvelos	15 kV - II	Cambeas	Barcelos	PTD BCL0438	1	1	Pth=1,29	1	26			
	Braga	Oleiros	Turiz	15 kV - I2	Vila Verde	Vila Verde	PTD VVD0112	1	1	Pth=1,13	1	26			
	Bragança	Pocinho	Bragança	30 kV - II	Zona Industrial	Bragança	PTD BGC0175	1	1	Pth=1,37	1	77	1	16	
	Bragança	Pocinho	Mirandela	30 kV - II	Mirandela I	Mirandela	PTD MDL0001	1	1	Pth=1,17	1	32			
	Guimarães	Riba d'Ave	Felgueiras	15 kV	Felgueiras (Cidade)	Felgueiras	PTD FLG0116	1			1	23			
	Guimarães	Riba d'Ave	Felgueiras	15 kV	Zona Industrial	Felgueiras	PTD FLG0279	1	1	Pth=1,54	1	15	1	7	
	Guimarães	Riba d'Ave	São João de Ponte	15 kV - I2	Parque Industrial II	Guimarães	PTD GMR0478	1	1	Pth=1,63	1	29	1	1	
	Viana do Castelo	Vila Rica	Touvedo	15 kV - I2	Santar	Arco de Valdevez	PTD AVV0210	1	1	Pth=1,52	1	52			
	Viana do Castelo	Vila Rica	France	15 kV - I	Caminha	Caminha	PTD CMH0135	1			1	30	1	8	
	Viana do Castelo	Vila Rica	France	15 kV - I	Paçode	Paçode de Moura	PTD PCP0090	1			1	15	1	30	
	Viana do Castelo	Ruivães	Ruivães	15 kV - I2	Melgaço	Melgaço	PTD MLG0042	1			1	2			
	Vila Real	Valdígem	Pinhão	30 kV - II	Alijó	Alijó	PTD ALJ0077	1	1	Pth=1,26	1	41			
	Vila Real	Valdígem	Soutelo	30 kV - I1	Ribeira de Pena I	Ribeira de Pena	PTD RPN0071	1	2	Umax=1,105 Un e Pth=1,77	1	19	1	42	
Mondego	Castelo Branco	Castelo Branco	Talagreira	30 kV - I1	Alcains	Castelo Branco	PTD CTB1011	1	1	Pth=1,28	1	37			
	Castelo Branco	Castelo Branco	Senhora da Graça	30 kV - II	Penha Garcia	Idanha-a-Nova	PTD DN2143	1	1	Pth=1,37	1	57	1	17	
	Castelo Branco	Pracana	Vale Sardo	30 kV - I	Zona Industrial	Proença-a-Nova	PTD PNA1100	1	1	Pth=1,45	1	63			
	Castelo Branco	Ferreira	Santa Lúcia	15 kV - I	Pampilhosa I	Pampilhosa da Serra	PTD PPS0097	1	1	Umax=1,106 Un	1	10			
	Guarda	Chafariz	Guarda	15 kV - I1	Zona Industrial	Guarda	PTD GRD0211	1	1	Pth=1,61	1	23	1	1	
	Guarda	Vila Chã	Nelas II	15 kV	Nelas	Nelas	PTD NLS0084	1	2	U3h=5,4 % e U9h=1,7 %	1	35	1	10	
	Guarda	Vila Chã	Nelas II	15 kV	Zona Industrial Nelas	Nelas	PTD NLS0116	1	1	Pth=1,76	1	34			
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV - I	Maimenta da Beira	Maimenta da Beira	PTD MBR0088	1	1	Pth=1,59	1	100			
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV - I	Maimenta da Beira	Maimenta da Beira	PTD MBR0100	1	1	Pth=1,20	1	93			
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV - I	Semancelhe	Semancelhe	PTD SRM0010	1			1	18			
	Caldas da Rainha	Carregado	Vale Tejo	30 kV - I	C.N.3020	Alenquer	PTD ALQ0177	1			1	34			
	Caldas da Rainha	Rio Maior	Caldas da Rainha	30 kV - I	Avenal Salda H2	Caldas da Rainha	PTD CLD0343	1	1	Pth=1,30	1	27	1	1	
	Leiria	Penela	Pombal	15 kV - I	Alvalade	Alvalade	PTD AV20062	1			1	11			
	Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - I	Gramela	Pombal	PTD PBL0325	1	1	Pth=1,62	1	100			
Leiria	Pombal	Pombal	30 kV - I	Redinha	Pombal	PTD PBL0376	1	1	Pth=1,59	1	123				
Tejo	Portalegre	Badajoz	Alcáçova	30 kV - III	Campo Maior	Campo Maior	PTD CMR0004	1	2	Umax=1,105 Un e Pth=1,6	1	67	1	3	
	Portalegre	Badajoz	Alcáçova	30 kV - III	Zona Industrial	Elvas	PTD ELV0040	1	1	Pth=1,70	1	78	1	7	
	Portalegre	Badajoz	Alcáçova	6 kV - I	Castelo I	Elvas	PTD ELV0149	1	1	Pth=1,65	1	83	1	3	
	Santarém	Santarém	Almeirim	30 kV - I	LA948 Almeirim	Almeirim	PTD ALR0212	1	1	Umax=1,13 Un	1	38	1	5	
	Santarém	Porto Alto	Mexilhoeira	30 kV - II	Escarapim	Salvaterra de Magos	PTD SMG0112	1	1	Pth=1,32	1	121	1	1	
	Ulisboa	Ulisboa	Venda Nova	10 kV - I	C.N.1324 PTS 8796	Amadora	PTD AMD0153	1			1	20			
	Beja	Sines	Monte Feio	15 kV - I	ST15-76 Supermercados Plus	Sines	PTD SNS0145	1			1	8			
	Beja	Sines	Monte Feio	15 kV - I	ST15-41 Passarinhos	Sines	PTD SNS182	1			1	8			
	Évora	Évora	Évora	15 kV - I	EV15-03 Casinha	Évora	PTD EVR0387	1			1	20			
	Évora	Sines	Comporta	30 kV - I	ST30-85 Comporta-Troia	Grândola	PTD GD0340	1	2	Umax=1,11 Un e U9h=8,2 %	1	18			
	Faro	Estói	Cachopo	15 kV - I	FR15-181 Martimlongo	Alcoutim	PTD ACT0001	1	1	Umin=0,81 Un	1	130			
	Faro	Estói	Olhão	15 kV - I	FR15-60 Zona Industrial	Olhão	PTD OLI0220	1			1	13			
	Faro	Estói	Olhão	15 kV - I	FR15-59 A/PAN	Olhão	PTD OLI0250	1			1	6			
									42	33			42	1795	16

2.º Trimestre de 2010															
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento Nível de Tensão	Saída	Conceito	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	N.º PTD com Covas	N.º de Covas em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS em PTD	
Norte	Braga	Riba d'Ave	Lamas	15 kV - I1	Celeirós I	Braga	PTD BRG0057	1			1	16		-	
	Braga	Vila Rica	Fontes Boas	15 kV - II	Parades	Esposende	PTD EPS0108	1	1	Umax=1,102 Un	1	12	1	6	
	Braga	Riba d'Ave	Emal	15 kV - I1	Póvoa de Lanhoso I	Póvoa de Lanhoso	PTD PVL0101	1	1	U3h=6,07 %	1	15			
	Bragança	Macedo	Macedo de Cavaleiros	30 kV - I2	Mirandela I	Macedo de Cavaleiros	PTD MCD0133	1			1	15	1	10	
	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV - I	Moncarvo	Torre de Moncarvo	PTD TMC0051	1	1	Umax=1,13 Un	1	30	1	6	
	Guimarães	Riba d'Ave	Femil	15 kV - I1	Gandarela	Cabeceiras de Basto	PTD CBC0039	1			1	38		-	
	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - II	Bugio	Celorico de Basto	PTD CB10125	1			1	25	1	11	
	Guimarães	Guimarães	Guimarães	15 kV - I2	Guimarães I	Guimarães	PTD GMR0719	1			1	5		-	
	Viana do Castelo	Vila Rica	Felizosa	15 kV - I	Anas/Barca	Ponte de Lima	PTD PTL0222	1			1	22			
	Viana do Castelo	Vila Rica	Valença	15 kV - I2	Vila	Valença	PTD VNL0067	1			1	21	1	2	
	Viana do Castelo	Vila Rica	Francos	15 kV - I	Valença	Vila Nova de Cerveira	PTD VNC0083	1	1	Pth=1,78	1	13	1	5	
	Viana do Castelo	Vila Rica	Francos	15 kV - I	Valença	Vila Nova de Cerveira	PTD VNC0099	1			1	14			
	Vila Real	Valdígem	Varosa	30 kV - I1	Penagaja	Mesão Frio	PTD MFR0001	1			1	16			
	Vila Real	Valdígem	Telhada	30 kV - I2	Varosa II	Santa Marta de Penaguião	PTD SMP0006	1			1	51	1	2	
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV - I	Castanheira de Pera	Castanheira de Pera	PTD CPR0024	1	1	Umax=1,1 Un	1	17			
	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV - I	Ponte de Sábão	Góis	PTD GOI0084	1			1	26	1	8	
	Castelo Branco	Vila Chã	Oliveira do Hospital	15 kV - I	Zona Industrial	Oliveira do Hospital	PTD OHP0104	1			1	25	1	5	
	Castelo Branco	Pracana	Vila Velha de Ródão	30 kV	Semacelhe	Vila Velha de Ródão	PTD VVR0402	1			1	5			
	Guarda	Ferreira	Tortosendo	15 kV - I	Zona Industrial Tortosendo	Covilhã	PTD CVL0268	1	1	Pth=1,23	1	26	1	1	
	Guarda	Ferreira	Tortosendo	15 kV - I	Covilhã I	Covilhã	PTD CVL0424	1			1	19			
	Guarda	Vila Chã	Sabugal	15 kV - I	Penamacor	Penamacor	PTD PNC0012	1			1	43	1	4	
	Viseu	Bodiosa	Gumil	15 kV - I	São Pedro do Sul	São Pedro do Sul	PTD SPS0238	1	1	U3h=6,32 %	1	15			
	Viseu	Valdígem	Varosa	30 kV - I2	Pinhão	Tabuaco	PTD TAB0065	1			1	16	1	8	
	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV - I	Varzeiras/Cercosa	Vouzela	PTD VZL0118	1			1	16			
	Caldas da Rainha	Rio Maior	Sanchaia	30 kV - I2	Bombarral	Bombarral	PTD BRB0074	1	1	Pth=1,06	1	43	1	14	
	Caldas da Rainha	Carvoeiro	Cadafalhos de Alfaiata	10 kV - II	L.1874	Torres Vedras	PTD TVD0220	1			1	36			
	Leiria	Batalha	Andrinhos	15 kV - I	Restoução	Leiria	PTD LRA0428	1			1	17		-	
	Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I	Mira d'Aire	Porto de Mós	PTD PMS0070	1			1	24	1	1	
Leiria	Batalha	São Jorge	30 kV - I	S. Mamede	Porto de Mós	PTD PMS0169	1			1	21				
Portalegre	Fátima	Alpalhão	30 kV - II	Brucena II	Nisa	PTD NSD024	1			1	29	1	4		
Portalegre	Fátima	Alpalhão	30 kV - I	Alter	Crato	PTD CRT0038	1			1	33	1	1		
Tejo	Santarém	Santarém	São Bento	15 kV - III	Cidade	Santarém	PTD STR0054	1			1	33			
	Santarém	Zêzere	Venda Nova	15 kV - I	Ferreira do Zêzere I	Ferreira do Zêzere	PTD FZZ0042	1			1	15			
	Ulisboa	Ulisboa	Leiria	10 kV - I	C.1970 PTS 9897	Oleiros	PTD OEL163	1			1	3		-	
	Beja	Alqueva	Moura	30 kV - I	B35-36 Moura	Moura	PTD MRA0011	1	2	I=1,13 e U3h=7,38 =8,46 % e U9h=8,2	1	56	1	1	
	Beja	Alqueva	Alqueva	15 kV - I	B115-84 Vila	Moura	PTD MRA0180	1	2		1	25			
	Évora	Estremoz	Estremoz	15 kV - I	EV15-35 Orada	Estremoz	PTD ETZ0007	1			1	45		-	
	Évora	Estremoz	Vila Viçosa	15 kV - II	EV15-26 V. Gago Coutinho	Vila Viçosa	PTD VVC0002	1	1	Umax=1,117 Un	1	18		-	
	Faro	Estói	Bracilais	15 kV - II	FR15-234 Pontes de Marchil	Faro	PTD FAR0227	1	1	Umax=1,105 Un	1	16		-	
	Faro	Estói	Quarteira	15 kV - II	FR15-92 Quinta do Lago II	Loulé	PTD LLE0062	1			1	14		-	
	Faro	Estói	Quarteira	15 kV - II	FR15-153 Quarteira II	Loulé	PTD LLE0081	1			1	18		-	
									42	33			42	1795	16

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

3.º Trimestre de 2010														
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento Nível de Tensão	Saída	Conceito	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	N.º PTD com Cavos	N.º de Cavos em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS em PTD
Norte	Braga	Ruivães	Braga	15 kV - I1	Carandá	Braga	PTD BRG0683	1			1	6		-
	Braga	Oleiros	Amareis	15 kV - I2	Caldelas	Terras de Bouro	PTD TBG0073	1			1	14	1	1
	Braga	Riba d'Ave	Emal	15 kV - I2	Vieira do Minho	Vieira do Minho	PTD VSM0001	1			1	11		-
	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV - I	Carrazeda de Ansiães	Carrazeda de Ansiães	PTD CRZ0068	1			1	27	1	9
	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Freixo de Espada-à-Cinta	Freixo de Espada-à-Cinta	PTD FES0026	1			1	31	1	15
	Guimarães	Riba d'Ave	Fafe	15 kV - II	Cumieira	Fafe	PTD FAF0211	1			1	17	1	3
	Guimarães	Riba d'Ave	São Martinho do Campo	15 kV - II	Vizela	Vizela	PTD VIZ0044	1			1	4	1	9
	Guimarães	Ruivães	Ruivães	15 kV - I2	Lousada	Vila Nova de Famalicão	PTD VNF0265	1			1	13		-
	Viana do Castelo	Vila Rica	Troviscaso	15 kV - I2	Arcoz de Valdevez	Arcoz de Valdevez	PTD AVV0001	1	1	Umax=1,09 Un	1	12	1	6
	Viana do Castelo	Ruivães	Troviscaso	15 kV - I1	Valença	Mondão	PTD MMC0165	1	1	Umax=1,1 Un	1	10		-
	Viana do Castelo	Vila Rica	Troviscaso	15 kV - I1	Porte da Barca	Porte da Barca	PTD PTB0029	1			1	27		-
	Viana do Castelo	Vila Rica	Troviscaso	15 kV - I1	Porte da Barca	Porte da Barca	PTD PTB0077	1			1	40	1	2
	Vila Real	Valdagem	Teixeira	30 kV - I1	Vila Real II	Vila Real	PTD VRL0014	1			1	27		-
	Vila Real	Valdagem	Teixeira	30 kV - I2	Parque Industrial	Vila Real	PTD VRL0190	1			1	23	1	10
Mondego	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV	Porte de Sótão	Góis	PTD GOI0005	1			1	33	1	8
	Castelo Branco	Castelo Branco	Senhora da Graça	30 kV	Idanha	Idanha-a-Nova	PTD IDN0037	1	1	PH=1,29	1	55		-
	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV	Penacova	Lousã	PTD LSA0012	1	1	PH=1,12	1	29	1	11
	Castelo Branco	Pereiros	Lousã	15 kV	Cintura II	Lousã	PTD LSA0116	1	1	PH=1,15	1	14		-
	Guarda	Vila Cha	Belmonte	15 kV	Penamacor	Belmonte	PTD BLM0086	1			1	57		-
	Guarda	Vila Cha	Sabugueiro	15 kV	Vale do Rossim	Monteagudo	PTD MTG0001	1			1	66	1	26
	Guarda	Vila Cha	Sela	15 kV	Zona Industrial	Sela	PTD SEI0130	1			1	49	1	30
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Aguilar da Beira	Aguilar da Beira	PTD AGB0049	1			1	88		-
	Viseu	Bodiosa	Vila	15 kV - I2	Colmões	Viseu	PTD VSE0279	1			1	23	1	1
	Viseu	Chafariz	Vila da Rua	30 kV	Vila Nova de Paiva	Vila Nova de Paiva	PTD VNP0051	1			1	77		-
	Caldas da Rainha	Batalha	Casal da Areia	30 kV - I	Zona Industrial I	Alcabagã	PTD ALC0025	1			1	15		-
	Caldas da Rainha	Rio Maior	Rio Maior	30 kV - I	Cidade	Rio Maior	PTD RM0004	1			1	10		-
	Léiria	Penela	Penela	15 kV - I	Campeze	Anelão	PTD ANS0115	1			1	4		-
	Léiria	Batalha	Azaija	15 kV - I	Vale Graças	Léiria	PTD LSA0006	1			1	7	1	1
Tejo	Léiria	Batalha	Marinha Grande	30 kV - I2	Ordem	Marinha Grande	PTD MGR0048	1			1	11		-
	Portalegre	Fataguiela	Alpãozinho	30 kV - II	Boavista	Nisa	PTD NIS0002	1			1	11	1	2
	Portalegre	Zêzere	Olho Bol	30 kV - II	Cintura	Abrantes	PTD ABT0353	1	1	PH=1,48	1	15	1	2
	Portalegre	Zêzere	Olho Bol	30 kV - I	Sardão I	Sardão	PTD SSO0001	1			1	37	1	5
	Portalegre	Zêzere	Olho Bol	30 kV - I	Sardão I	Sardão	PTD SSO0014	1	1	Umax=1,12 Un	1	13	1	6
	Santarém	Porto Alto	Carnacal	30 kV - II	PC-Vale Trilpeiro	Benavente	PTD BNV0028	1			1	81	1	9
	Santarém	Porto Alto	Carnacal	30 kV - I	Zona Industrial Murtel	Benavente	PTD BNV0197	1			1	21		-
	Lisboa	Trajouce	Ilre	10 kV - I	C.N.1240, PTS 1878	Coacais	PTD CSC4228	1			1	8		-
	Beja	Ferreira do Alentejo	Aljubar	15 kV	BU15-20 Alv.	Aljubar	PTD ALJ0013	1			1	43		-
	Beja	Évora	Amareleja	30 kV	BU30-06 Amareleja	Baranicos	PTD BRC0002	1			1	60		-
	Évora	Estremoz	Borba	15 kV	EV15-15 Cerca II	Borba	PTD BRB0140	1			1	34	1	2
	Évora	Estremoz	Borba	15 kV	EV15-14 Horta do Rossio	Borba	PTD BRB0147	1			1	28		-
	Faro	Estói	São Brás de Alportel	15 kV	FR15-185 S. Brás	São Brás de Alportel	PTD SBA0001	1			1	39	1	5
	Faro	Estói	Tavira	15 kV - I	FR15-172 Alto do Cano	Tavira	PTD TVR0229	1			1	22		-
Faro	Estói	Tavira	15 kV - II	FR15-36 Conceição	Tavira	PTD TVR0341	1			1	40		-	
								43	7	7	43	1272	21	163
4.º Trimestre de 2010														
DRC	AO	Injector REN	Subestação	Barramento Nível de Tensão	Saída	Conceito	Instalação	N.º PTD	NC PTD	Tipo NC	N.º PTD com Cavos	N.º de Cavos em PTD	N.º PTD com IS	N.º Total de IS em PTD
Norte	Braga	Oleiros	Amareis	15 kV - I2	Portela Vade	Amareis	PTD AMR0006	1			1	8		-
	Braga	Riba d'Ave	Emal	15 kV - I2	Senhora do Porto	Póvoa do Lanhoso	PTD PVL0026	1			1	19		-
	Braga	Riba d'Ave	Amareis	15 kV	Bouro	Vieira do Minho	PTD VSM0071	1			1	37	1	41
	Bragança	Mogadouro	Mogadouro	30 kV - I1	Mogadouro	Mogadouro	PTD MGD0053	1			1	22	1	7
	Bragança	Pocinho	Pocinho	30 kV	Vila Flor	Vila Flor	PTD VFL0043	1			1	33	1	56
	Guimarães	Riba d'Ave	Ferrel de Bato	15 kV - I1	Gandarela	Cabeceiras de Bato	PTD CBC0087	1	1	Umax=1,118 Un	1	7	1	2
	Guimarães	Riba d'Ave	Ferrel de Bato	15 kV - I1	Mondim de Bato	Mondim de Bato	PTD MD80058	1			1	13		-
	Guimarães	Riba d'Ave	Requão	15 kV - I	Famalicão III	Vila Nova de Famalicão	PTD VNF0348	1	1	USh=7,23 %	1	13		-
	Viana do Castelo	Vila Rica	Áncora	15 kV	Moleão	Caminha	PTD CMN0054	1			1	19		-
	Viana do Castelo	Ruivães	Rousas	15 kV	Melgaço	Melgaço	PTD MLC0108	1			1	20		-
	Viana do Castelo	Vila Rica	France	15 kV - I	Pagode	Paredes de Coura	PTD PCR0097	1	1	Umax=1,12 Un	1	21	1	46
	Viana do Castelo	Vila Rica	Santa Marta de Portuzelo	15 kV - I2	Porte de Lima	Viana do Castelo	PTD VCT0452	1	1	Umax=1,11 Un	1	13		-
	Vila Real	Valdagem	Pinhão	30 kV - III	Sabrosa	Sabrosa	PTD SBR0076	1	1	Umax=1,11 Un	1	15		-
	Castelo Branco	Castelo Branco	Talaguiela	30 kV - I2	Zona Industrial	Castelo Branco	PTD CIB1217	1			1	18		-
Mondego	Castelo Branco	Vila Cha	Oliveira do Hospital	15 kV	Cintura sul	Oliveira do Hospital	PTD OHP0116	1	1	USh=6,38 %	1	25		-
	Castelo Branco	Pereiros	Santa Luzia	15 kV	Oleiros	Oleiros	PTD OLR0018	1	2	xe=1,11 Un e USh=8	1	55		-
	Castelo Branco	Vila Cha	Candosa	15 kV	Tábua	Tábua	PTD TBU0082	1			1	48	1	4
	Guarda	Vila Cha	Belmonte	15 kV	Belmonte	Belmonte	PTD BMT0058	1			1	55		-
	Guarda	Vila Cha	Sabugueiro	15 kV	Lagoa Comprida	Sela	PTD SEL0205	1			1	31	1	5
	Guarda	Pocinho	Pocinho	30 kV	Freixo Numão	Vila Nova de Foz Coa	PTD VLF0029	1	1	PH=1,01	1	25	1	24
	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV	Oliveira de Frades II	Oliveira de Frades	PTD OFR0039	1	1	PH=1,25	1	42	1	4
	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV	Pinheiro de Lafões	Oliveira de Frades	PTD OFR0137	1	1	USh=6,17 %	1	35		-
	Viseu	Bodiosa	Vouzela	15 kV	Vouzela	São Pedro do Sul	PTD SP0163	1	1	USh=6,14 %	1	38		-
	Caldas da Rainha	Rio Maior	Turquel	30 kV - I2	Molecanos	Alcabagã	PTD ALC0180	1	1	PH=1,30	1	91		-
	Caldas da Rainha	Carregado	Cheganças	30 kV - II	L.3024 FAP-Montejunto	Alenquer	PTD ALG2769	1	1	USh=7,58 %	1	64	1	23
	Léiria	Batalha	Azaija	30 kV - I	Santa Antão	Batalha	PTD BTL0069	1			1	32		-
	Léiria	Batalha	Casal da Lebre	30 kV - I2	Zona Industrial I	Marinha Grande	PTD MGR0102	1	1	PH=1,39	1	49		-
	Léiria	Batalha	Fátima	30 kV	Cova da Iria Norte	Ourém	PTD ORM0054	1			1	81	1	48
Tejo	Portalegre	Zêzere	Olho Bol	30 kV - II	Rossio	Abrantes	PTD ABT0286	1	2	αx=1,11 Un e PH=2	1	10	1	5
	Portalegre	Fataguiela	Arronches	30 kV	Arronches	Arronches	PTD ARR0040	1	3	13 Un, PH=1,84 e Uk	1	191	1	2
	Portalegre	Estremoz	Maranhão	30 kV	Aviz	Aviz	PTD AVS0013	1	1	PH=1,26	1	118	1	2
	Santarém	Zêzere	Serrada Grande	15 kV - I1	Cidade	Torres Novas	PTD TNV0001	1			1	43		-
	Santarém	Zêzere	Serrada Grande	15 kV - I2	Zona Industrial	Torres Novas	PTD TNV0427	1	2	αx=1,14 Un e PH=1	1	25		-
	Lisboa	Sacavém	Tipo Sul	10 kV - I	C.N.2011, PS 8627	Lisboa	PTD LSB6631	1			1	19		-
	Beja	Snes	Vila Nova de Milfontes	15 kV	BU15-61 Vale de Estói	Odemira	PTD ODM0169	1	1	Umax=1,14 Un	1	64		-
	Beja	Snes	Vila Nova de Milfontes	30 kV	BU30-08 Odemira	Odemira	PTD ODM0256	1	1	PH=2,24	1	70	1	8
	Évora	Évora	Terena	15 kV	EV15-28 Alandroal	Alandroal	PTD ADL0091	1	1	PH=1,50	1	67	1	24
	Évora	Évora	Terena	30 kV	EV30-10 Redondo	Redondo	PTD RDD0081	1	1	PH=1,40	1	65		-
	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - II	FR15-177 Imão Mata	Castro Marim	PTD CMT0130	1	1	PH=1,07	1	65		-
	Faro	Estói	Bracais	15 kV - I	FR15-206 MAIR	Faro	PTD FAR0414	1	1	USh=7,32 %	1	24		-
	Faro	Estói	Aldeia Nova	15 kV - I	FR15-178 Monte Fino II	Vila Real de Santo António	PTD VRS0110	1			1	66		-

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QCT da EDP Distribuição de 2010 - Periodicidade Trimestral

						Perturbações em Reg. Transitório				Perturbações em Regime Permanente														
										U < 0,01 Un				Parâm. fora dos limites (perc. 95)										
						Cavas				Int Serv				Uef		Distorção Harm da 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					
2010	107	166	7	167	73	166	6 988	167	5 790	67	172	70	708		23	6	22	2	44		1			
2009	101	166	19	166	75	166	6 466	166	5 409	71	437	82	819		33	17	12	3	49	1				
2008	106	159	7	153	11	159	5 527	153	5 646	42	118	64	661		1		10		6	1				
2007	102	158	60	140	69	156	19 054	139	10 538	56	147	48	580		7		11		111					
2006	89	108	6	124	46	86	20 456	120	13 137	23	74	45	452		9		5		38					

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Balanço da QEE da EDPD em 2010 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un ≤ U < 0,9 Un) em Barr. MT										
	0 < 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	458	30%	206	14%	114	8%	91	6%	869	58%
2º Trim	584	41%	208	15%	96	7%	69	5%	957	68%
3º Trim	548	29%	399	21%	143	8%	47	3%	1 137	59%
4º Trim	513	24%	356	17%	189	9%	133	6%	1 191	55%
Totais	2 103	30%	1 169	17%	542	8%	340	5%	4 154	59%

Duração de Cavas de Tensão em Barr. MT										
	0 < 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	591	39%	332	22%	218	14%	188	12%	1 329	88%
2º Trim	675	48%	328	23%	479	34%	128	9%	1 282	91%
3º Trim	786	41%	586	31%	270	14%	124	7%	1 766	92%
4º Trim	720	34%	466	22%	368	17%	260	12%	1 814	84%
Totais	2 772	40%	1 712	25%	1 335	19%	700	10%	6 191	89%

Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un ≤ U < 0,9 Un) em PTD										
	0 < 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	361	20%	318	18%	156	9%	219	12%	1 054	59%
2º Trim	246	26%	208	22%	98	10%	65	7%	617	65%
3º Trim	273	22%	289	23%	132	10%	73	6%	767	60%
4º Trim	331	19%	334	19%	199	11%	122	7%	986	56%
Totais	1 211	21%	1 149	20%	585	10%	479	8%	3 424	59%

Duração de Cavas de Tensão em PTD										
	0 < 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	391	22%	449	25%	313	17%	384	21%	1 537	86%
2º Trim	267	28%	284	30%	179	19%	108	11%	838	89%
3º Trim	298	23%	418	33%	292	23%	153	12%	1 161	91%
4º Trim	378	21%	496	28%	375	21%	239	14%	1 488	84%
Totais	1 334	23%	1 647	29%	1 159	20%	884	15%	5 024	87%

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 deslizando, 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 excepcionais ligadas a

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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

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.

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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, co-gerador, 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 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 imprevisto 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

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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

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.

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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 dum dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido dum maneira especificada.

Nível de imunidade - nível máximo dum 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 dum quantidade avaliada dum 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 respectiva ocorrência.

P

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 susceptível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

Ponto de entrega (PdE) - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia 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.

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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 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

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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 respectivos 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 detectar 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;

DEFINIÇÕES E SIGLAS

- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

T

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 Un 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 Uc.

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 (Uh) em relação à fundamental (U1), 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 (Un) - 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,

DEFINIÇÕES E SIGLAS

cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

U

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

V

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

ADENDA

ADENDA

Em complemento da informação constante no Capítulo dos indicadores individuais de qualidade de serviço (ponto 4.3.2 do presente relatório) indicam-se os valores relativos

ao número e montante das compensações pagas ao operador da rede pelos clientes com desagregação por nível de tensão.

Visitas Combinadas		
Número de compensações pagas pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita	BT ≤ 20,7 kVA	355
	restante BT	5
	restantes clientes	0
Montante pago em compensações pelos clientes por não cumprimento do intervalo combinado para visita (€)	BT ≤ 20,7 kVA	6 390
	restante BT	150
	restantes clientes	0

Avarias na alimentação individual dos clientes		
Número de compensações pagas pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade	BT ≤ 20,7 kVA	37 469
	restante BT	2 376
	restantes clientes	58
Montante pago em compensações pelos clientes por situações de avaria da sua responsabilidade (€)	BT ≤ 20,7 kVA	337 220
	restante BT	71 280
	restantes clientes	5 336

Relativamente ao ponto 5.6 (Tabela 5.28) complementa-se a informação relativa ao incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço com a explicitação dos que foram objeto de transferência para o Fundo de Investimentos. Assim, o número de incumprimentos pagos aos clientes foi de 64 149 e o dos transferidos para o Fundo de Investimentos foi de 12 892.

