

Relatório de Qualidade de Serviço 2009



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

www.edpdistribuicao.pt

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 2 |
| 2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA..... | 4 |
| 2.1. Infraestruturas | 4 |
| 2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais | 5 |
| 3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES..... | 7 |
| 3.1 Clientes empresariais..... | 7 |
| 3.2. Clientes residenciais..... | 11 |
| 4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL..... | 13 |
| 4.1. Balanço da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço..... | 17 |
| 4.2. Relacionamento com os Utilizadores das Redes..... | 17 |
| 4.3. Indicadores de qualidade do relacionamento comercial..... | 18 |
| 4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço..... | 18 |
| 4.3.2. Indicadores Individuais..... | 24 |
| 4.4. Clientes com necessidades especiais..... | 27 |
| 4.5. Clientes prioritários..... | 28 |
| 4.6. Acções mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial | 29 |
| 5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO | 29 |
| 5.1. Continuidade de serviço | 30 |
| 5.1.1. Desempenho da Rede AT..... | 32 |
| 5.1.2. Desempenho da Rede MT | 37 |
| 5.1.3. Desempenho da Rede BT | 50 |
| 5.2. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço | 57 |
| 5.3. Qualidade da onda de tensão..... | 58 |
| 5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2008..... | 59 |
| 5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2008..... | 60 |
| 5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT | 62 |
| 5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT) | 67 |
| 5.3.5. Outras Acções de Monitorização da QEE Complementares ao Plano Anual | 70 |
| 5.3.6. Conclusões | 70 |
| 5.4. Ocorrências mais significativas..... | 72 |
| 5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte | 72 |
| 5.4.2. Origem na rede AT..... | 72 |
| 5.4.3. Origem na rede MT..... | 73 |
| 5.5. Acções relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico..... | 73 |

ANEXOS

- 1 – Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço
- 2 – Direcções de Redes e Clientes
- 3 – Qualidade da Energia Eléctrica
- 4 – Definições e Siglas

ADENDA DE JULHO DE 2010

1. INTRODUÇÃO

A presente publicação vem dar cumprimento ao disposto no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) que estabelece que o operador da rede de distribuição 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.

A evolução dos valores globais dos principais indicadores de Qualidade de Serviço Técnica (QST), das redes eléctricas da EDP Distribuição, nos últimos cinco anos, tem registado uma melhoria sustentada, embora nos anos de 2008 e 2009 se tenha verificado uma ligeira tendência de aumento nos valores indicadores.

Em 2009, a qualidade de serviço técnica, medida pelo indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI), atingiu em termos globais 121 minutos, valor ligeiramente mais elevado do que o registado em 2008 (113 minutos).

Neste valor não está incluído o TIEPI resultante das condições climatéricas extraordinárias ocorridas na região Oeste durante o dia 23 de Dezembro de 2009 e que se caracterizaram por rajadas de vento de intensidade excepcional – superiores a 200 km/h, conforme registos do Instituto de Meteorologia de Portugal.

Em conformidade com o relatório elaborado pela EDP Distribuição e remetido à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em 20 de Janeiro de 2010, com conhecimento à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o valor do TIEPI resultante das condições climatéricas de intensidade excepcional, que configuravam casos fortuitos e de força maior, foi de 25,4 minutos e o correspondente valor da Energia Não Distribuída (END) de 2014,3 MWh.

As condições climatéricas mais adversas registadas no mês de Dezembro de 2009, influenciaram a evolução, ligeiramente negativa, dos indicadores de Qualidade de Serviço acumulados. De facto, comparando a evolução dos indicadores no período de Janeiro a Novembro de 2009 com igual período de 2008, regista-se uma ligeira melhoria das mesmas. Esta tendência que se alterou durante o último mês do ano, coincidindo com um agravamento significativo das condições climatéricas.

O TIEPI Interno, que mede a qualidade de serviço técnica com origem em ocorrências de responsabilidade da empresa, foi de 93,4 minutos. Este valor é sensivelmente idêntico ao valor que se tinha registado em 2008 (93 minutos).

Os restantes indicadores gerais da qualidade de serviço, nomeadamente a frequência média de interrupções do sistema (SAIFI), a duração média das interrupções do sistema (SAIDI) e o número de interrupções a clientes, acompanharam a evolução desfavorável do TIEPI, comparativamente ao ano anterior.

Para além da ocorrência muito significativa verificada na região Oeste no dia 23 de Dezembro e já mencionada anteriormente, registaram-se ainda as seguintes ocorrências relevantes, causadas por factores externos ao operador da rede de distribuição:

- Condições climatéricas muito adversas no dia 23 de Janeiro de 2009, por efeito da designada Tempestade Klaus, a qual afectou fortemente as regiões do centro e norte do país.
- Incremento dos casos de furtos de cobre na rede de distribuição (condutores de linhas aéreas, transformadores de distribuição, condutores da rede de terra, ...), comparativamente ao ano anterior, que na maioria dos casos originou interrupção no fornecimento de energia eléctrica aos Clientes.

Durante o ano de 2009 deu-se continuidade ao desenvolvimento de várias iniciativas com o objectivo de melhorar a qualidade de serviço técnico da rede de distribuição, de dar resposta aos desafios colocados pelo mercado e melhorar o desempenho dos principais sistemas técnicos que garantem a condução das redes de distribuição e a gestão das ocorrências nelas verificadas.

Relativamente ao ano de 2009, é de salientar o bom desempenho da EDP Distribuição no que respeita à qualidade de serviço comercial prestado, que se traduz, nomeadamente, nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que excederam os padrões fixados no RQS.

Cumprindo com o estabelecido regulamentarmente, a EDP Distribuição terminou em final de 2009 o seu processo de auditoria externa. Para este efeito a EDP Distribuição recorreu aos serviços de uma entidade externa, a Deloitte. Este processo foi objecto de acompanhamento pela ERSE.

Durante o ano de 2009, a Empresa continuou a recolher os dados resultantes das medições necessárias à análise e à avaliação da Qualidade da Energia Eléctrica. Estas acções visam executar o Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão. Os resultados permitem concluir que a EDP Distribuição garante elevados padrões de serviço no fornecimento aos seus clientes.

A qualidade do serviço comercial prestado pela EDP Distribuição continua a cumprir com os Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Todos os indicadores foram cumpridos e os seus valores estão acima dos padrões definidos regulamentarmente.

2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

2.1. Infra-estruturas

Em 31 de Dezembro de 2009, as instalações e equipamentos em serviço, na rede da EDP Distribuição, eram os seguintes:

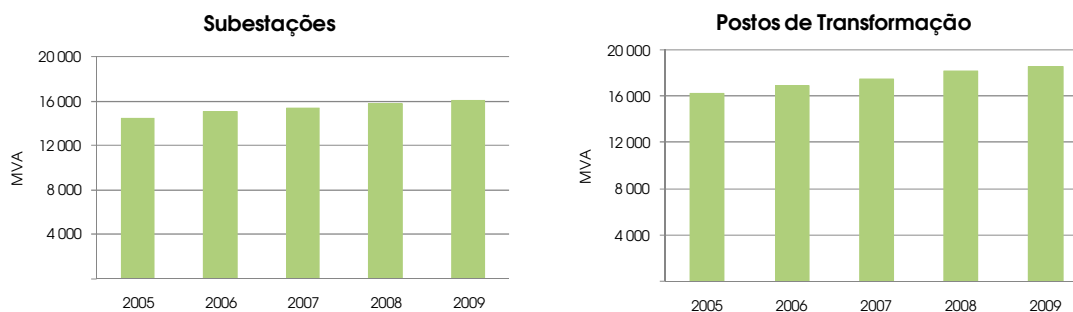
| | 2008 | 2009 | Variação Δ09/08 |
|---|------------------|------------------|--------------------|
| Subestações | | | |
| Nº de subestações | 397 | 399 | 0,5% |
| Nº de transformadores | 699 | 703 | 0,6% |
| Potência instalada (MVA) | 15 726 | 16 083 | 2,3% |
| Linhas (incluindo ramais, em km) | 81 155 | 82 287 | 1,4% |
| Aéreas | 66 073 | 66 706 | 1,0% |
| AT (60/130 kV) | 8 373 | 8 445 | 0,9% |
| MT (<6/10/15/30/40 kV) | 57 700 | 58 261 | 1,0% |
| Cabos subterrâneos | 15 082 | 15 581 | 3,3% |
| AT (60/130 kV) | 467 | 468 | 0,2% |
| MT (<6/10/15/30/40 kV) | 14 614 | 15 113 | 3,4% |
| Postos de Transformação | | | |
| Unidades | 61 157 | 62 036 | 1,4% |
| Potência instalada (MVA) | 18 170 | 18 571 | 2,2% |
| Redes BT (km) ⁽¹⁾ | 133 702 | 135 939 | 1,7% |
| Aéreas | 103 248 | 104 225 | 0,9% |
| Subterrâneas | 30 453 | 31 714 | 4,1% |
| Contadores (unidades) ⁽²⁾ | 6 320 352 | 6 351 978 | 0,5% |
| AT e MT | 26 284 | 26 533 | 0,9% |
| BT e BTE | 6 294 068 | 6 325 445 | 0,5% |

(1)- Inclui Rede IP Subterrâneas (da ARGL) e Rede IP Aérea (da ARGL)

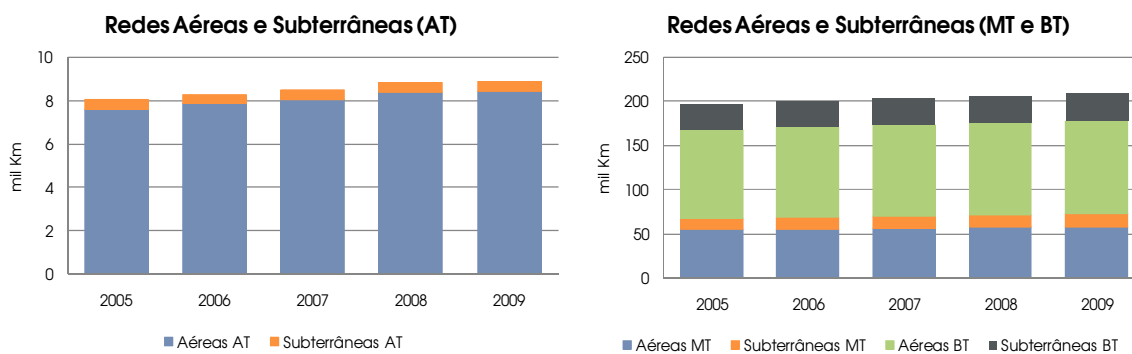
(2)- AT inclui MAT; BT inclui BTN+IP

No final do ano de 2009 existiam 16 083 MVA instalados em 399 subestações, o que corresponde a um crescimento de potência instalada de cerca de 2,3% em relação ao ano anterior, enquanto que esse valor em postos de transformação de distribuição era de 18 571 MVA, crescimento de 2,2%, instalados em 62 036 postos de transformação.

POTÊNCIA INSTALADA



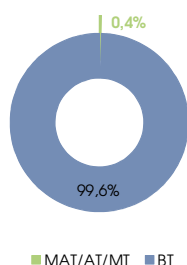
A rede de alta tensão tinha, no final de 2009, uma extensão de 8 913 km, sendo 8 445 km de rede aérea (95%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração, respectivamente, 73 374 km e 135 939 km de rede, sendo que o peso da rede aérea no total da rede de MT era de cerca de 80%, enquanto que no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.



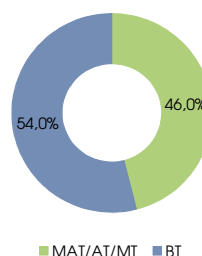
2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais

Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,1 milhões de utilizadores das suas redes. Em termos de estrutura, os consumidores de baixa tensão representavam 99,6% do número total de consumidores de electricidade e 53,9% do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

Número de Utilizadores



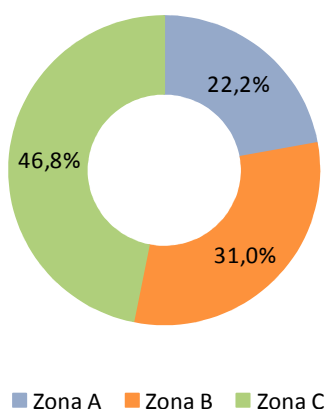
Energia Entregue



No início do ano, a Empresa estava organizada, em termos territoriais, em seis Direcções 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 Direcção de Rede e Clientes (DRC).

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 2009 os clientes finais utilizadores das redes da EDP Distribuição estavam distribuídos, pelas diferentes zonas, da forma apresentada no gráfico seguinte, em termos percentuais.

Distribuição de Clientes por Zonas (2009)



(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 mil e quinhentos e 25 mil;
Zona C: restantes localidades.

3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2009 a EDP Distribuição continuou a monitorizar o grau de satisfação dos seus clientes segmentados geograficamente. O objectivo dos estudos foi analisar a evolução da satisfação dos clientes com a qualidade da energia eléctrica e o serviço prestado, e identificar os factores determinantes da satisfação.

3.1 Clientes empresariais

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 1 112 entrevistas correspondendo a uma amostra aleatória definida por quotas, proporcional ao Universo em termos da variável comercializador de energia eléctrica. Com um intervalo de confiança de 95%, os resultados foram projectados para o Universo com um erro amostral em torno da média de $\pm 2,94\%$. 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 efectuada uma validação de consistência de respostas.

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

Principais conclusões

Em 2009, e numa escala de 10 pontos, a satisfação dos clientes empresariais com o fornecimento de energia eléctrica e com o atendimento situam-se no intervalo de valores de 5,6 a 5,7 pontos.

Os clientes do segmento MAT/AT são os que apresentam maiores níveis de satisfação, os clientes de MT os que evidenciam menores níveis de satisfação. Numa análise regional dos dados em termos do fornecimento de energia eléctrica, os níveis mais elevados de satisfação são em Lisboa e no Porto e os níveis mais baixos na região Tejo.

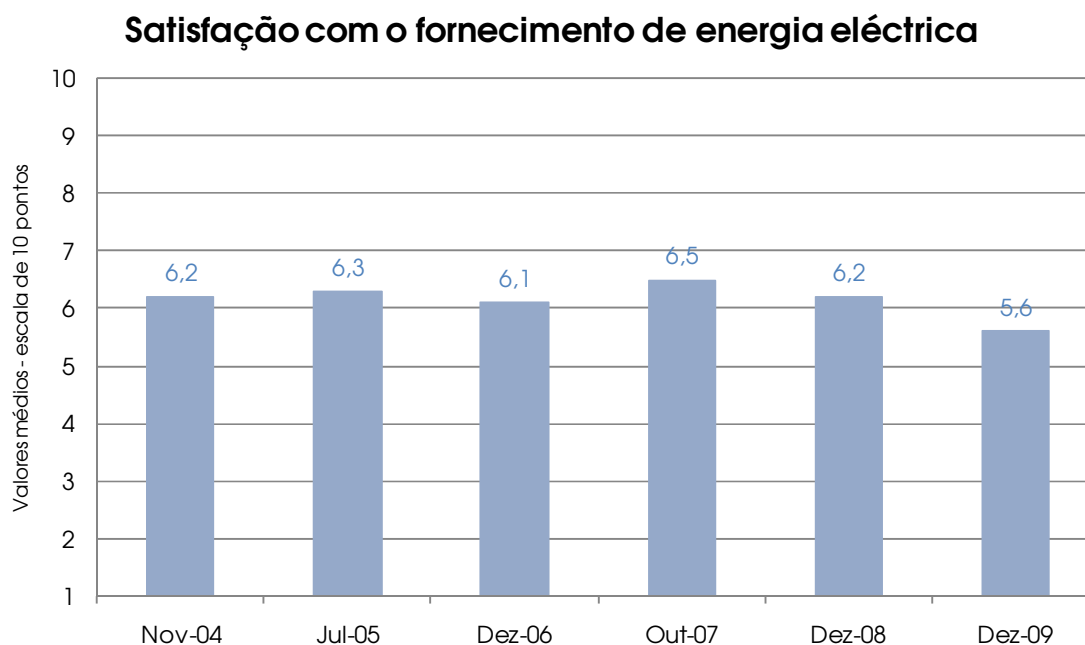
Para este estudo foram utilizados vários indicadores por forma a classificar a qualidade do serviço prestado. Assim, os indicadores que apresentam maiores níveis de satisfação são: "Facilidade em contactar a empresa", "Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia" e "Resolução de

problemas técnicos”. Quanto aos indicadores que apresentam menores níveis de satisfação, destaca-se o seguinte: “Informação prestada durante as interrupções”.

Os indicadores “Oscilações de tensão”, “Nº e Duração das interrupções acidentais” e “Informação prestada durante as interrupções”, são aqueles que apresentam maior importância para os clientes. O canal preferencial para a apresentação de dúvidas e problemas é o *Call Center*.

Satisfação com o Fornecimento de Energia Eléctrica

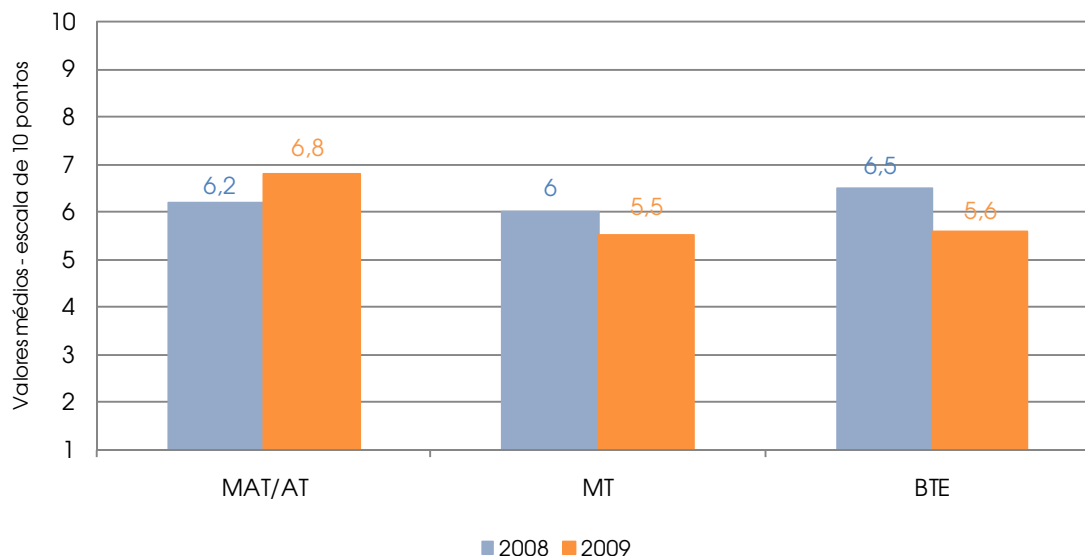
Os índices de satisfação dos clientes empresariais com o fornecimento de energia eléctrica baixa relativamente a 2008, situando-se o nível médio de satisfação em 5,6, numa escala de 10 pontos.



Quanto aos níveis de satisfação por nível de tensão, é de referir que os valores de MT e BTE tiveram indicadores mais baixos do que o verificado em 2008, enquanto o valor referente a MAT/AT foi mais elevado.

Satisfação com o fornecimento de energia eléctrica

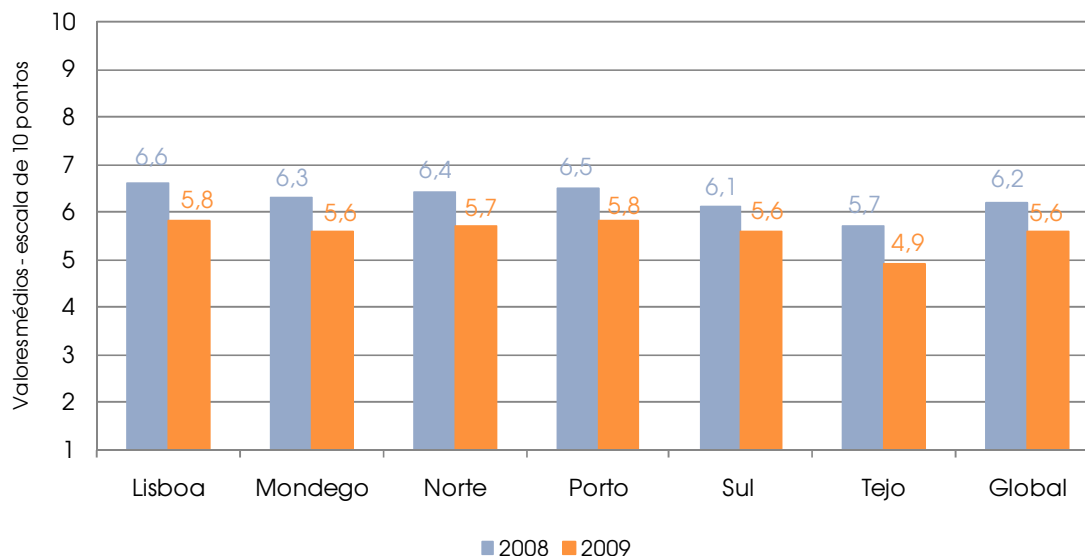
Segmentada por nível de tensão



Em termos de segmentação regional e à semelhança dos resultados obtidos em 2008, 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.

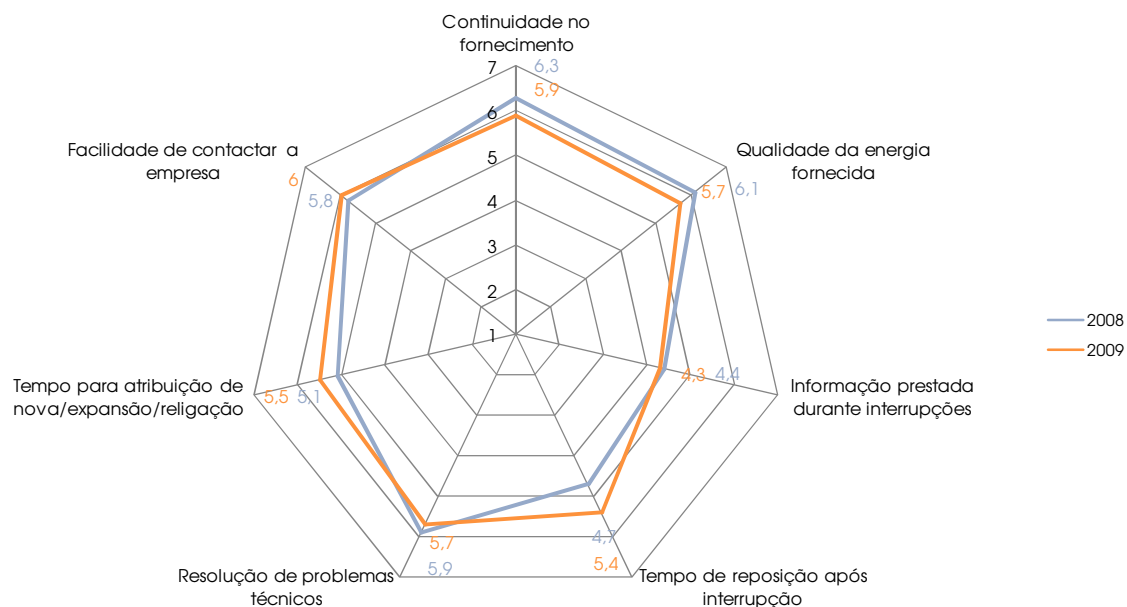
Satisfação com o fornecimento de energia eléctrica

Segmentada por direcção de redes e clientes



Satisfação com os atributos ligados ao fornecimento de energia

Os factores “Continuidade no fornecimento”, “Facilidade em contactar a empresa”, “Qualidade da energia fornecida” e “Resolução de problemas técnicos” são os melhor avaliados pelos clientes empresariais, com níveis de satisfação contidos no intervalo de valores 5,7 e 6. O factor referente à “Informação prestada durante interrupções” é aquele cujo nível médio de satisfação é mais baixo (4,3).



Numa análise segmentada dos clientes por nível de tensão é de registar que os Clientes de MAT/AT são os que apresentam níveis de satisfação mais elevados e os Clientes de MT aqueles que apresentam os níveis mais baixos.



3.2. Clientes residenciais

Metodologia utilizada

Em 2009, 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 directa e pessoal, em total privacidade, com base num questionário elaborado em parceria e aprovado pela Empresa.

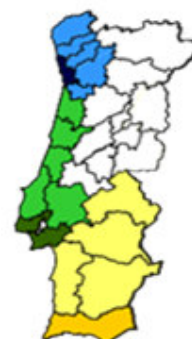
O Universo do estudo são indivíduos com 18 ou mais anos de idade, residentes em Portugal Continental, responsáveis pelos assuntos ligados com o fornecimento de energia eléctrica.

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

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

1. Foi verificado o correcto ajustamento entre os objectivos do projecto e o questionário;
2. Entrevistadores tiveram formação prévia;
3. As entrevistas foram distribuídas por diversos entrevistadores, de forma a evitar que uma % significativa das entrevistas fosse feita somente por um ou dois entrevistadores;
4. Após darem entrada no Departamento de Campo, os questionários foram imediatamente revistos, com o objectivo de detectar eventuais erros de preenchimento ou ausência de informação. Caso a caso, foi feita uma avaliação dos procedimentos a adoptar, que puderam ir de um novo contacto com o inquirido (obtenção da informação em falta) à simples anulação da entrevista;
5. Foi realizada uma supervisão de cerca de 20% do trabalho de cada entrevistador através de um novo contacto directo ou telefónico com o entrevistado;
6. Os questionários foram codificados e realizados testes de consistência e articulação da informação obtida;
7. Os questionários foram gravados em suporte informático e feita uma validação do ficheiro informático.

| Caracterização da Amostra de 2009 | | |
|-----------------------------------|-------------|---------|
| Região GfK Metris | Entrevistas | Legenda |
| Norte Litoral | 532 | |
| Grande Porto | 358 | |
| Interior | 421 | |
| Centro Litoral | 453 | |
| Grande Lisboa | 775 | |
| Alentejo | 143 | |
| Algarve | 110 | |
| Total | 2792 | |



Principais conclusões

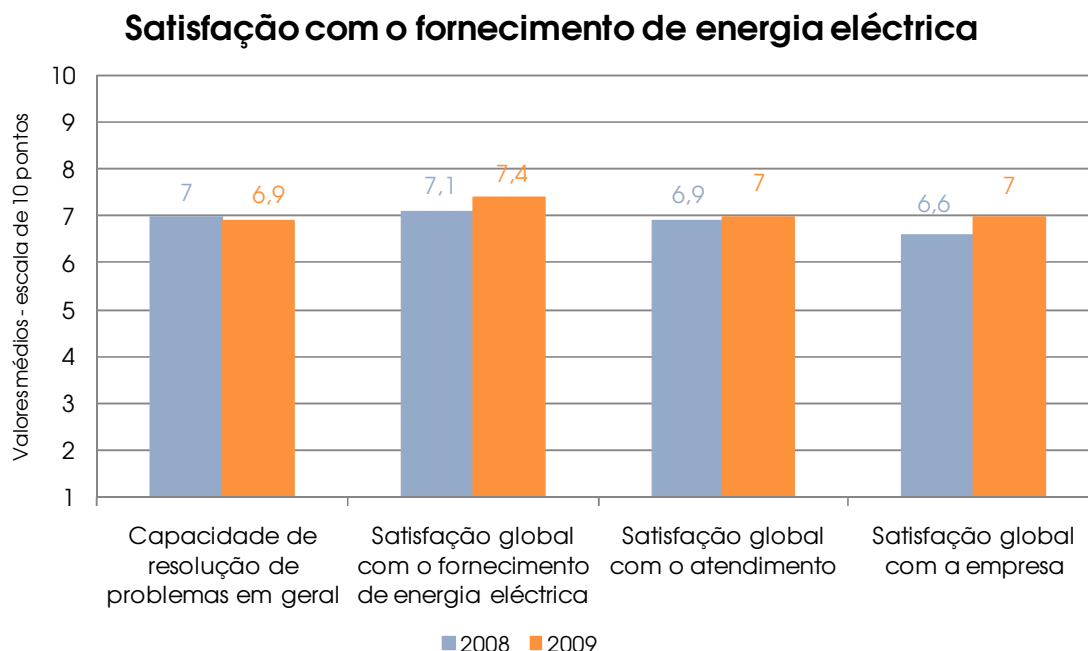
Em 2009 aumenta a satisfação global dos clientes assim como a satisfação com o fornecimento de energia eléctrica. No que diz respeito à satisfação com o Atendimento e Capacidade de resolução de problemas mantêm-se os níveis de satisfação de 2008. Numa análise em termos regionais verifica-se que os clientes mais satisfeitos são os das zonas Norte e Algarve enquanto que os menos satisfeitos se encontram na zona do Alentejo.

Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia são os aspectos relacionados com o fornecimento de energia eléctrica com os quais os clientes estão mais satisfeitos e registam bons níveis de satisfação. A informação prestada durante as interrupções de energia continua a ser o atributo com satisfação mais baixa.

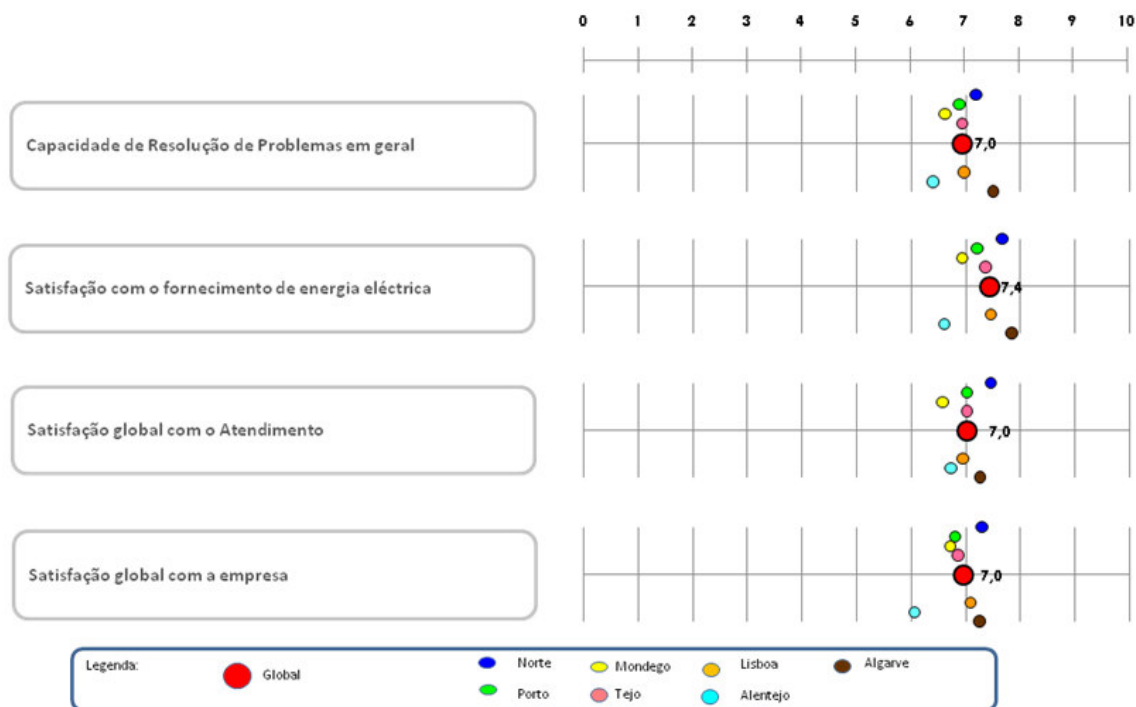
No que diz respeito à qualidade do serviço prestado de registar que todos os atributos registam bons níveis de satisfação, muito próximos dos 7 pontos numa escala de 0 a 10.

Indicadores globais de satisfação

Em 2009 a satisfação global dos clientes residenciais de electricidade com a empresa melhora, passando de 6,6 para 7 pontos, numa escala de 0 a 10, resultado dependente essencialmente da satisfação com o fornecimento de energia que sobe de 7,1 para 7,4 pontos. A satisfação com o Atendimento e a Capacidade de resolução de problemas mantêm os níveis de 2008.



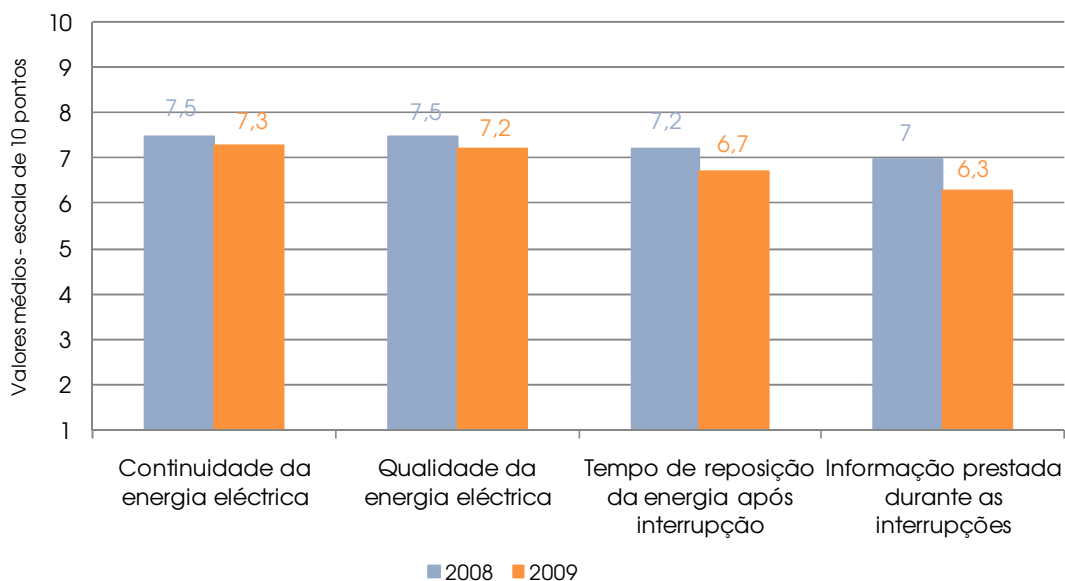
Em termos regionais verificamos que os Clientes das regiões Norte e Algarve são os mais satisfeitos e os da região do Alentejo os menos satisfeitos.



Satisfação com os atributos do fornecimento de energia

Os indicadores relacionados com a distribuição de energia eléctrica registam igualmente bons níveis de satisfação, todos acima dos 6 pontos, numa escala de 0 a 10. Continuidade e Qualidade no fornecimento de energia eléctrica são os aspectos melhor avaliados e mantêm os níveis de satisfação de 2008; “Informação prestada durante as interrupções” é novamente em 2009 o item com avaliação mais baixa, verificando-se uma descida no nível de satisfação.

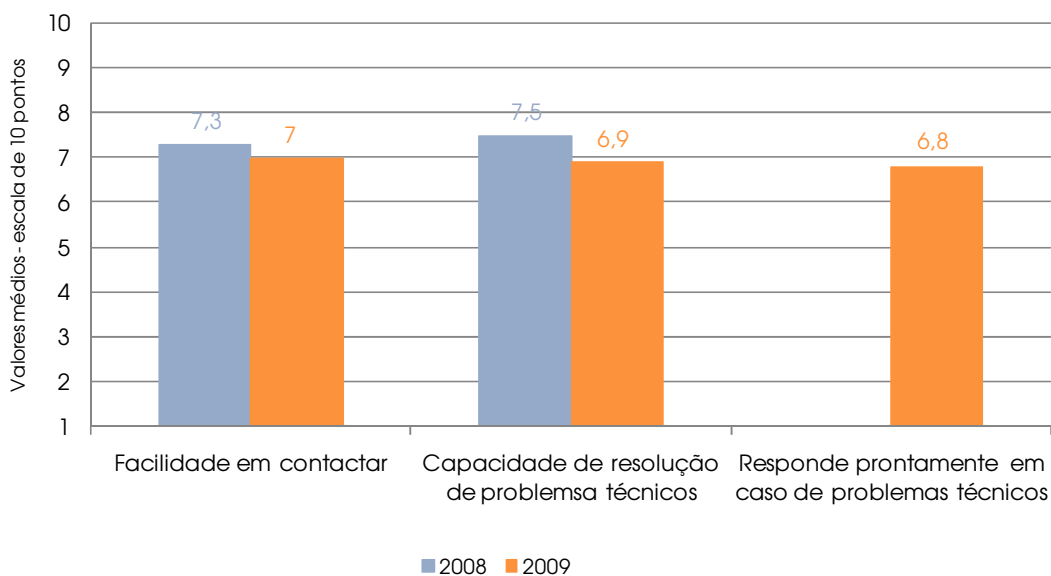
Atributos ligados com o fornecimento de energia



Satisfação com os atributos ligados ao serviço

Em 2009, os atributos relacionados com o serviço prestado ao cliente registaram boas avaliações, com níveis de satisfação próximos de 7 pontos, numa escala de 0 a 10. No que diz respeito à "Facilidade em contactar" mantém-se o nível de satisfação de 2008, quanto à "Capacidade de resolução de problemas técnicos" verifica-se uma ligeira descida do nível de satisfação.

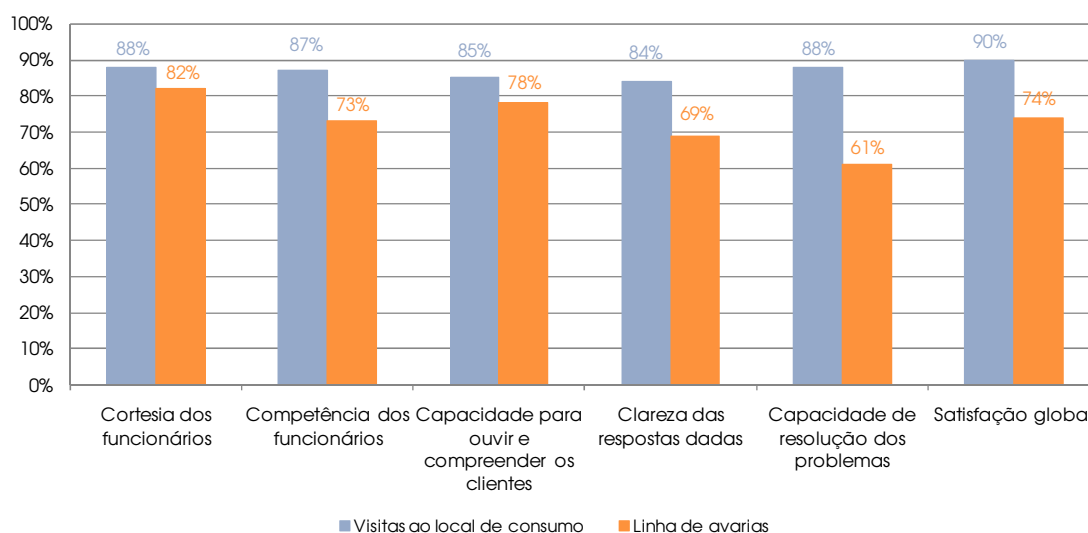
Atributos ligados com o serviço prestado



Avaliação dos diferentes pontos de contacto

A EDP Distribuição apresenta como ponto forte, ao nível do serviço, e junto dos clientes que recentemente utilizaram um dos canais de contacto, o seu atendimento que regista níveis de satisfação de excelência – no caso das Visitas ao Local de Consumo 90% dos clientes estão globalmente “muito satisfeitos” ou “satisfeitos”, em particular no que respeita à cortesia e competência dos funcionários e à capacidade de resolução dos problemas; no caso da Linha de Avarias 74% dos clientes ficaram globalmente “muito satisfeitos” ou “satisfeitos” com o atendimento prestado, em particular com a cortesia e capacidade dos funcionários para ouvir e compreender os Clientes.

Atributos ligados com o atendimento nos canais



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 actividades de comercialização que até aí eram exercidas pela EDP Distribuição passaram a ser da responsabilidade da nova Empresa, pelo que em termos de alguns dos indicadores de qualidade de serviço, passou a ser necessário individualizar as actividades que caracterizam apenas os serviços comerciais prestados pela EDP Distribuição.

Os indicadores apresentados no presente Relatório, no caso dos atendimentos, presencial e telefónico, e do tratamento de reclamações e de pedidos de informação, dizem assim apenas respeito ao serviço prestado pelo operador da rede.

A EDP Distribuição, desde a sua constituição em 2000, registou uma melhoria sustentada da qualidade do serviço comercial, tendo em atenção as disposições regulamentares, mas sobretudo, procurando atingir o objectivo de cada vez mais melhorar a prestação de serviço. Salvaguardadas as alterações decorrentes da separação ocorrida em 2007, já referida, verificada entre a EDP Distribuição e a EDP SU, os sete indicadores fixados no RQS em vigor continuam a registar uma evolução positiva.

4.2. Relacionamento com os Utilizadores das Redes

Tendo permanentemente presente o objectivo de melhorar o relacionamento com os clientes, não só no que se refere à qualidade do fornecimento de energia eléctrica mas também nos aspectos considerados de âmbito comercial, como sejam as ligações à rede (orçamentação e realização das ligações), a instalação de contadores e outros, foi lançado em 2008 pela EDP Distribuição um projecto específico de melhoria, enquadrado no âmbito do projecto Distribuição 2010.

O ano de 2009 marcou o lançamento da página da EDP Distribuição na internet, página essa que sofreu sucessivas melhorias e tem neste momento um enfoque objectivo naquilo que é o âmbito de actuação da EDP Distribuição.

O ano de 2009 registou a conclusão do projecto de informatização dos Agentes de Atendimento, permitindo o tratamento automatizado, logo mais eficiente, da maior parte das actividades desenvolvidas por este canal de atendimento.

Continuam a ter extrema importância os contactos regulares estabelecidos de modo presencial, pelas equipas de Gestores de Clientes, que procuram apresentar as melhores soluções para diversos problemas que, por vezes, se colocam aos utilizadores das redes, quer em termos das ligações a estas, quer da minimização dos impactos provocados por perturbações registadas nas redes eléctricas.

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 aspecto do relacionamento comercial. Os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores face a 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 se verificar facto imputável ao cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um valor nos termos definidos pelo RQS.

4.3.1. Indicadores gerais de qualidade de serviço

Nos pontos seguintes é feita uma análise da evolução, ao longo de 2009, dos valores registados para os diferentes indicadores gerais de qualidade de serviço, sendo possível concluir o elevado desempenho que a Empresa conseguiu concretizar no âmbito da prestação de serviços, o qual se traduz no facto de se terem excedido, em todos os indicadores, os valores dos padrões de qualidade fixados pelo RQS.

No cálculo dos diversos indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS⁽²⁾.

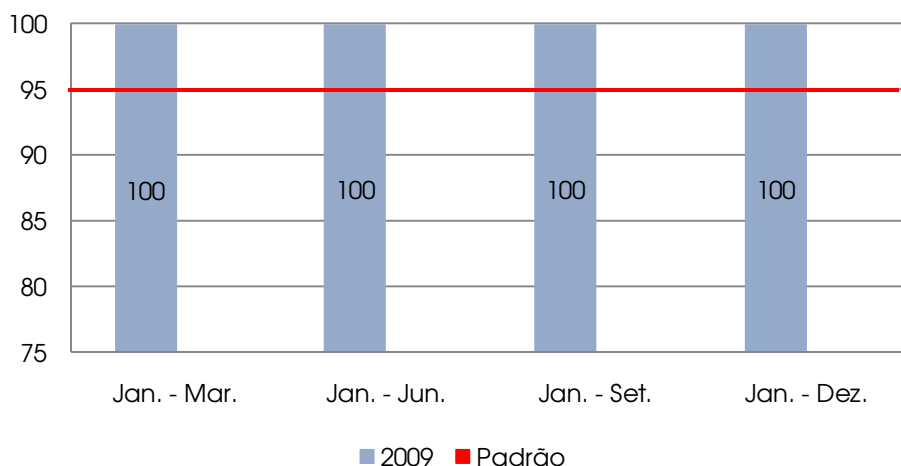
(2) "Cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade do relacionamento comercial".

| Indicador Geral e respectivo padrão | Padrão (%) | Valor 2009 (%) |
|--|------------|----------------|
| 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 | 98 |
| Percentagem de activações de fornecimento de instalações de BT, executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica | 90 | 99 |
| Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 20 minutos , nos centros de atendimento | 90 | 97 |
| Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até 60 segundos , no atendimento telefónico | 85 | 97 |
| Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis | 90 | 94 |
| Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas , na sequência de interrupções de fornecimento acidentais | 90 | 93 |
| Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias úteis) | ND | 2 |

Ramais BT

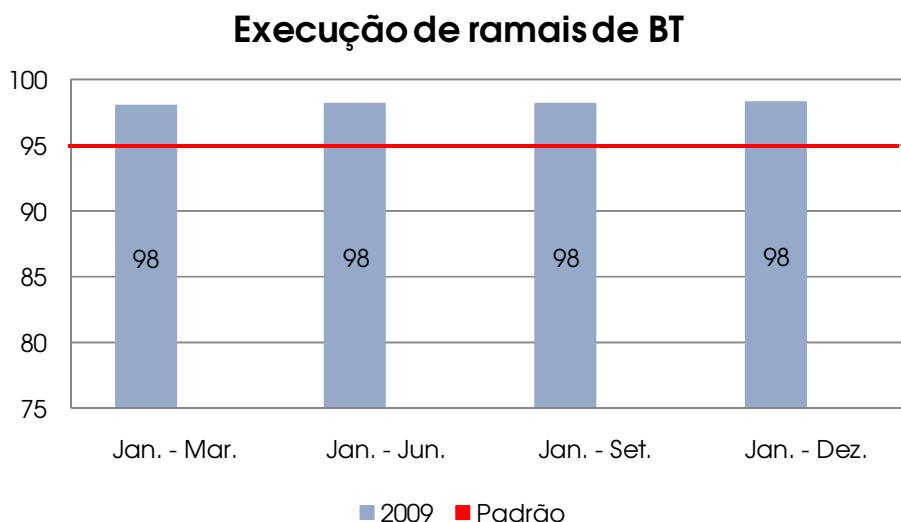
A evolução do indicador “Orçamentos de ramais de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis” é apresentada no gráfico seguinte. No cálculo deste indicador excluem-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação de utilização a alimentar, bem como os casos em que, existindo rede, seja necessário proceder ao seu reforço.

Orçamentos de ramais de BT



O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 60 mil orçamentos elaborados em 2009, apenas 64 tiveram um prazo de elaboração superior a 20 dias úteis.

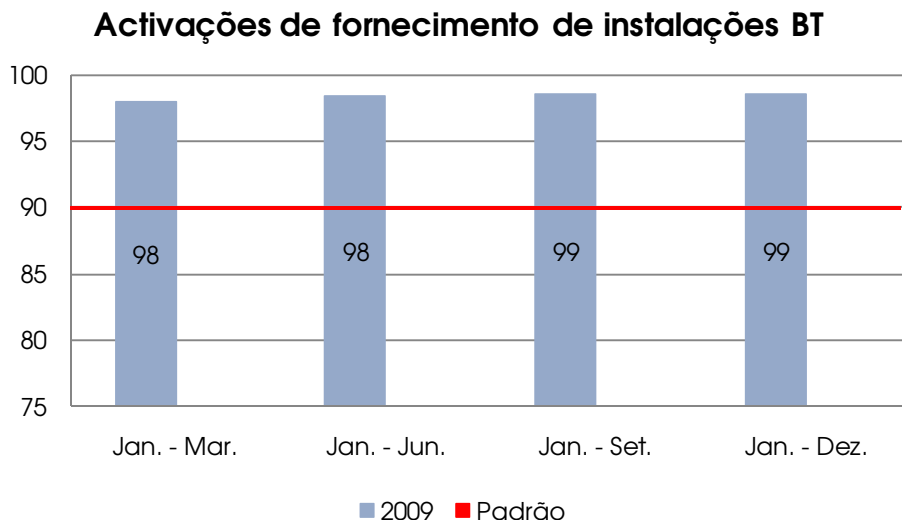
O indicador “Ramais de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis” teve a evolução constante no gráfico seguinte.



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.

Activações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão

O indicador “Activações de fornecimento de instalações de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica” procura caracterizar o desempenho do operador da rede em termos dos prazos em que são efectuadas as activações de fornecimento. Em 2009 este indicador registou a evolução apresentada no gráfico seguinte.



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 eléctrica 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 anterior constata-se que o padrão estabelecido no RQS (90% de activações realizadas até 2 dias úteis) foi ultrapassado em cerca de 9 pontos percentuais, o que corresponde a que das cerca de 204 mil activações de fornecimento verificadas em 2009, 201 mil foram realizadas num prazo até dois dias úteis.

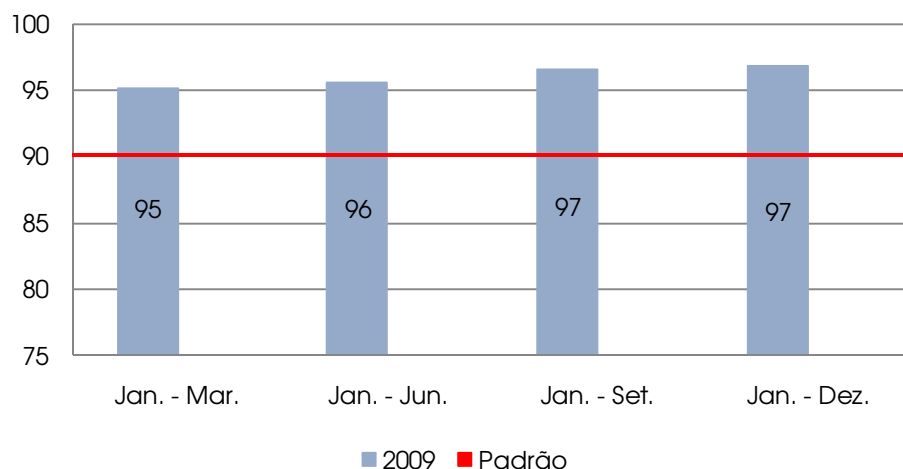
Atendimento

Em termos do atendimento presencial o respectivo 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 com maior número de utentes, de entre três conjuntos de Distritos pré fixados⁽³⁾. Os centros de atendimento que foram objecto de monitorização em 2009 foram Lisboa, Leiria, Amadora, Porto, Vila Nova de Gaia e Santa Maria da Feira, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 32,4 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2009, o indicador registou a seguinte evolução:

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

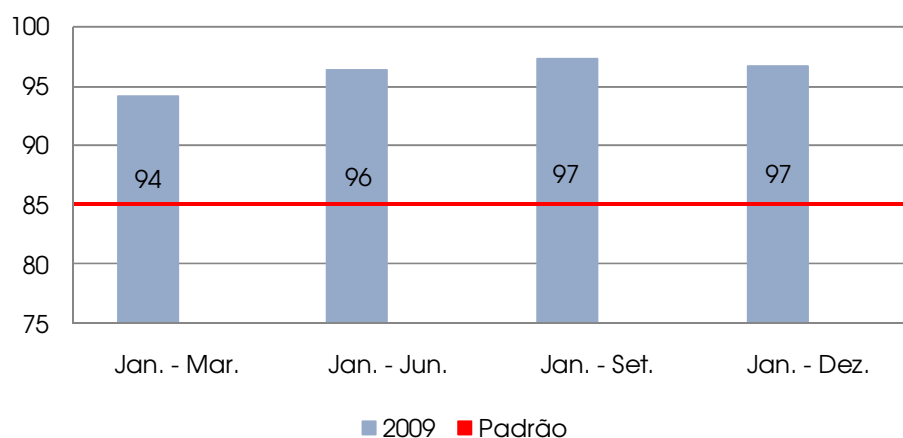
Tempo de espera no atendimento presencial



Da leitura do gráfico anterior 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 7 pontos percentuais.

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 2009, a evolução constante do gráfico seguinte.

Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado

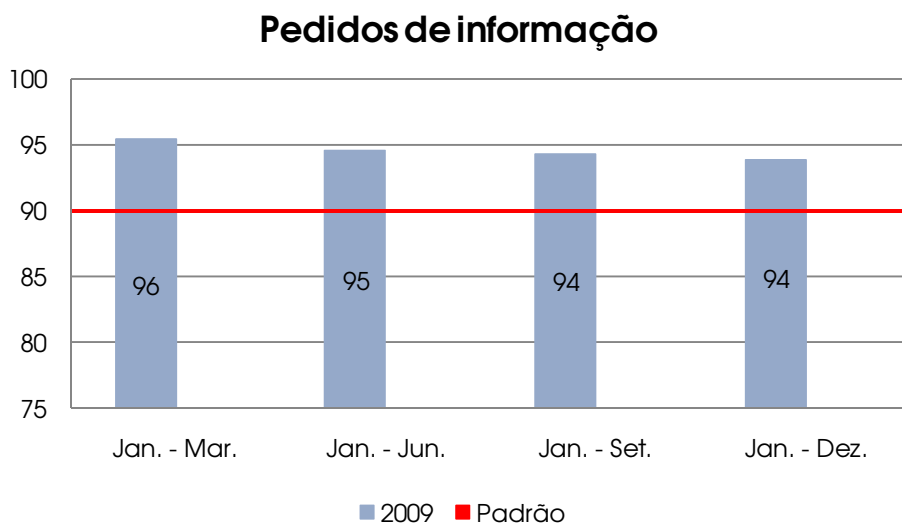


No ano de 2009 e conforme se conclui da leitura dos dados relativos ao atendimento telefónico centralizado, o padrão definido pelo RQS (85% de atendimentos telefónicos até 60 segundos) foi ultrapassado em cerca de 12 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de mais de 6

milhões de chamadas num tempo inferior a 60 segundos. De referir que em 2009, tal como já sucedeu em 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 por escrito, respondidos até 15 dias úteis” encontra-se representada no gráfico seguinte.



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 4 pontos percentuais. Tal correspondeu a que dos cerca de 4 445 pedidos de informação recebidos na Empresa, cerca de 4 200 foram respondidos até 15 dias úteis.

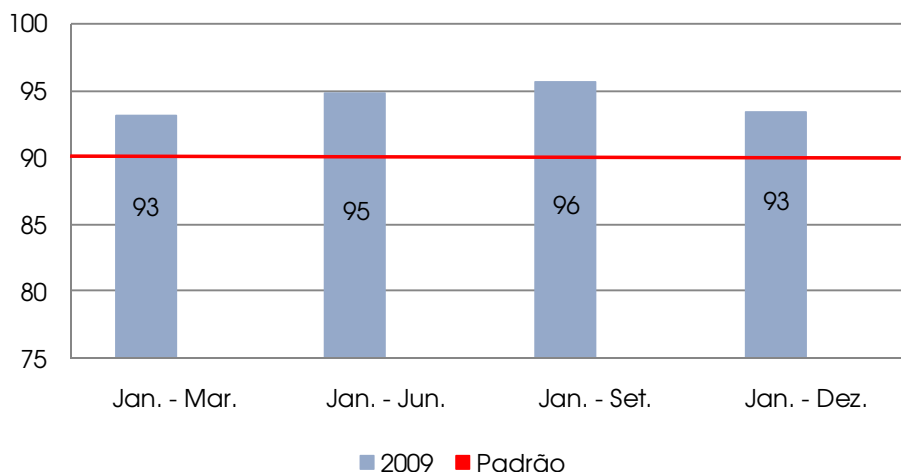
De referir que os assuntos que mais motivaram a apresentação de pedidos de informação dizem respeito a “leituras” e a “questões técnicas”.

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.

Assim durante o ano de 2009 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 seguinte. Da análise do mesmo é possível concluir, de forma clara, que o padrão do RQS foi ultrapassado, em 3 pontos percentuais. Tal correspondeu a que o restabelecimento do fornecimento de energia foi efectuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 21 milhões de situações de clientes sujeitos a interrupções acidentais de fornecimento.

Reposição de serviço após interrupções acidentais



Para alcançar este nível de desempenho é determinante a vontade expressa da Empresa em cumprir, rigorosamente, o objectivo 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 2009, o valor de 2 dias úteis.

4.3.2. Indicadores Individuais

O RQS (n.º 2 do Artigo 49.º) consagra o direito dos clientes receberem uma compensação monetária, atribuída de forma automática, 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 2009.

Visitas combinadas

As visitas às instalações são efectuadas 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 2009, a EDP Distribuição agendou 778 211 visitas combinadas. Destas, em 1 053 casos (0,14%) a EDP Distribuição não cumpriu o intervalo combinado, tendo sido pagas compensações no montante de 19 308,0 EUR relativas a 1 053 incumprimentos.

Das visitas combinadas, 100 666 (12,9%) não se realizaram por ausência do cliente, o que correspondeu ao montante cobrado, aos clientes, de 25 686,0 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 eléctrica 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 eléctrico indispensáveis à sua sobrevivência e clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Em 2009, a EDP Distribuição registou 110 866 assistências técnicas a avarias na alimentação individual do cliente, entre Janeiro e Setembro. Foram pagas 5 159 compensações devido a intervenções realizadas fora dos prazos máximos definidos pelo RQS, no valor total de 94 422,0 EUR.

Reposição do fornecimento por facto imputável ao cliente

O Regulamento de Relações Comerciais 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 efectuados os pagamentos devidos, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento de energia eléctrica 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 2009, a EDP Distribuição realizou um total de 4 194 restabelecimentos de fornecimento fora dos prazos regulamentares, tendo pago 4 194 compensações no valor global de 77 874,0 EUR.

Reposição urgente do fornecimento

Em 2009 foram efectuados 14 518 número de solicitações de restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica em BT. Nesse sentido, o montante dos encargos cobrados a clientes correspondeu a 331 869 EUR.

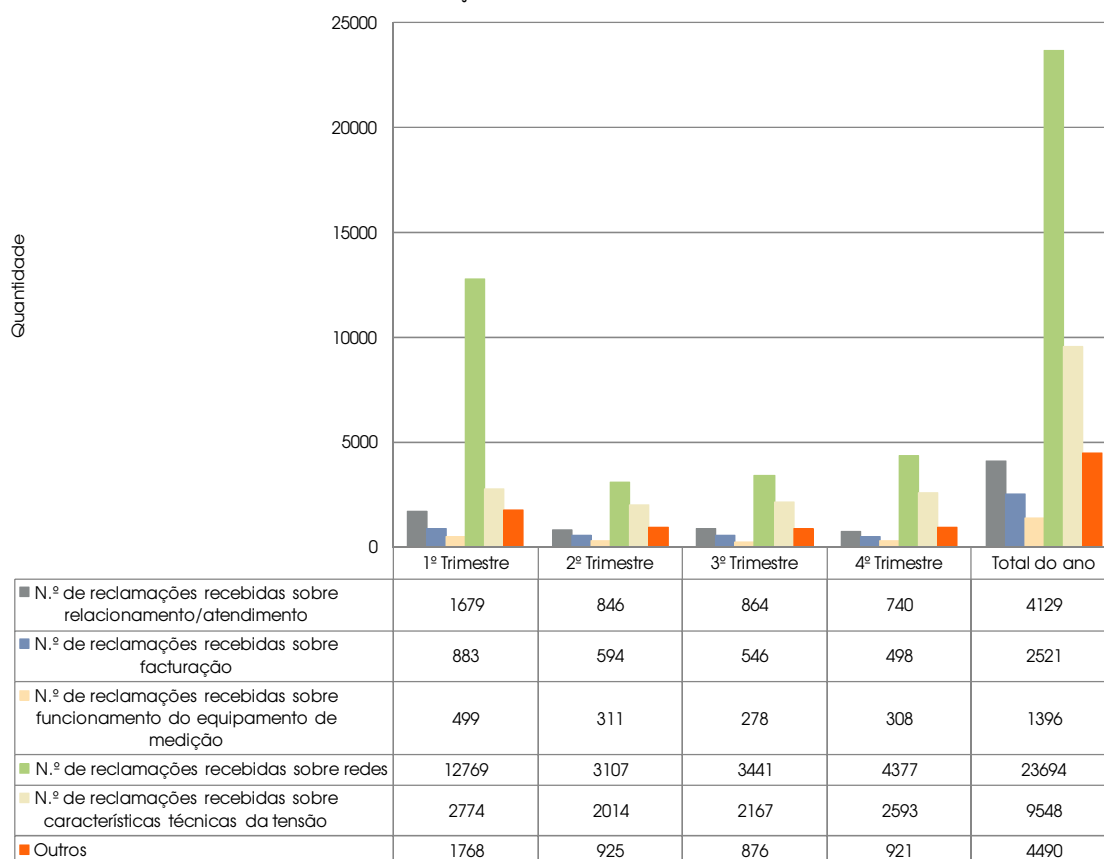
Reclamações

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

Em 2009, a EDP Distribuição recebeu um total de cerca de 45 778 reclamações. No gráfico seguinte 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, cerca de 52% foram relativas a questões de “Redes”.

Das reclamações recebidas, 220 foram respondidas fora do prazo, tendo a Empresa pago 865 compensações, o que correspondeu a 16 454,0 EUR.

Número de reclamações recebidas no ano 2009 (motivos)



Leitura dos equipamentos de medição

A leitura dos equipamentos de medição, instalados em clientes em 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, nas situações em que a leitura do equipamento possa ser efectuada por acesso a partir de locais públicos.

A EDP Distribuição efectuou o pagamento de compensações por incumprimento do intervalo de tempo para efectuar leituras em 1 731 situações, num total de 31 602,0 EUR.

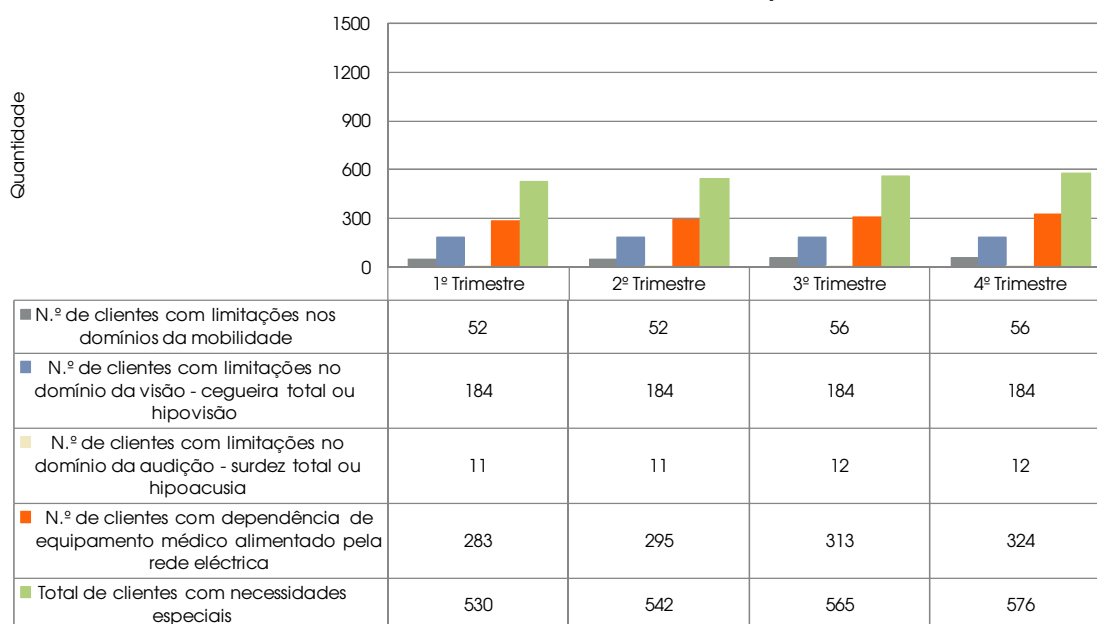
4.4. Clientes com necessidades especiais

A evolução do "Número de clientes com necessidades especiais" encontra-se representada no gráfico da página seguinte. Da leitura do mesmo verifica-se que, ao longo do ano de 2009, o número de clientes com "necessidades especiais" aumentou em, praticamente, todos os grupos, em particular naquele em que, os clientes dependem de equipamento médico de apoio à vida.

A EDP Distribuição não realizou no ano de 2009 nenhuma reunião com a Associação Portuguesa de Deficientes (APD).

Assim, dos 576 clientes registados no final do ano de 2009, 324 dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência, 56 tinham limitações ao nível da mobilidade, 184 eram invisuais e 12 tinham problemas no domínio da audição.

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, protecção civil, etc. Para estes clientes o ORD deve assegurar uma informação individualizada com a antecedência mínima de 36 horas antes de interrupções previstas e um restabelecimento prioritário do fornecimento de energia eléctrica (desde que a interrupção não seja imputável ao próprio cliente).

Tal como para os clientes com necessidades especiais, o registo deve ser efectuado 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. Acções mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial

De acordo com a Lei 12/2008, relativa à protecção dos utentes dos serviços públicos essenciais, e as consequentes alterações do Regulamento de Relações Comerciais, implicou a adaptação dos sistemas de informação de suporte às actividades desenvolvidas pela EDP Distribuição.

Assim, durante 2009 a Empresa, em colaboração com a EDP Soluções Comerciais, empresa que lhe presta serviço no âmbito das actividades comerciais, procedeu a alterações ao processo de facturação a clientes, quando a pedido do cliente.

Merece ainda destaque a seguinte medida, do acesso de clientes às redes, adoptada no sentido de melhorar a qualidade de serviço de âmbito comercial:

- O projecto de Mudança de Comercializador encontra-se em pleno funcionamento, cumprindo a sua função de plataforma de comunicações "on-line", sistema de mensagens devidamente estruturadas e integradas com os sistemas internos dos comercializadores. Contudo estão em curso alterações a esta plataforma no sentido de acomodar os cortes dos clientes dos comercializadores em mercado livre por falta de pagamento.

A qualidade do serviço prestado pela EDP Distribuição continua a cumprir com os Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Todos os indicadores foram cumpridos e os seus valores estão acima dos padrões definidos regulamentamente.

5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2009, o que permite caracterizar a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica, ao mesmo tempo que se procura contribuir para:

- Analisar o comportamento das redes de distribuição, das instalações e dos equipamentos tendo em vista a sua melhoria;
- Analisar a resposta da Empresa às ocorrências da rede e às solicitações dos clientes;
- Identificar as regiões mais carenciadas no sentido de permitir tomar decisões concretas sobre as actuações que se traduzam numa melhoria da qualidade de serviço do abastecimento de energia eléctrica aos clientes servidos por elas;
- Caracterizar a qualidade da energia eléctrica das redes de distribuição.

Os valores dos indicadores relativos à continuidade do serviço foram obtidos a partir dos sistemas informáticos de registo e gestão de ocorrências.

No Anexo 4, do presente relatório constam as definições dos termos técnicos utilizados.

5.1. Continuidade de serviço

A melhoria da evolução da Qualidade de Serviço Técnico (QST) da rede de distribuição nos últimos 5 anos, deve-se a um conjunto de iniciativas que têm sido desenvolvidas na Empresa, de onde se destaca o Programa de Distribuição 2010, as quais têm tido por objectivo a procura e implementação das melhores práticas e soluções para ultrapassar, com eficiência, os principais problemas e estrangulamentos detectados, nas redes de distribuição AT, MT e BT.

Este Programa, que mobilizou durante todo o ano um número muito significativo de colaboradores da Empresa, incluiu o desenvolvimento de projectos especificamente orientados para a melhoria da QST, de que se destacam: o projecto Qualidade de Serviço Técnico 2010 (orientado para a melhoria contínua da rede de distribuição, redução de assimetrias e desenvolvimento de soluções normalizadas), o projecto LEAN Plus (orientado para a optimização dos principais processos da área técnica da Empresa e desenvolvimento de novas aplicações técnicas de gestão de operações), o projecto Best Capex (orientado para a optimização do ciclo de planeamento técnico das redes de distribuição) e o projecto M2M (orientado para a gestão dos activos técnicos).

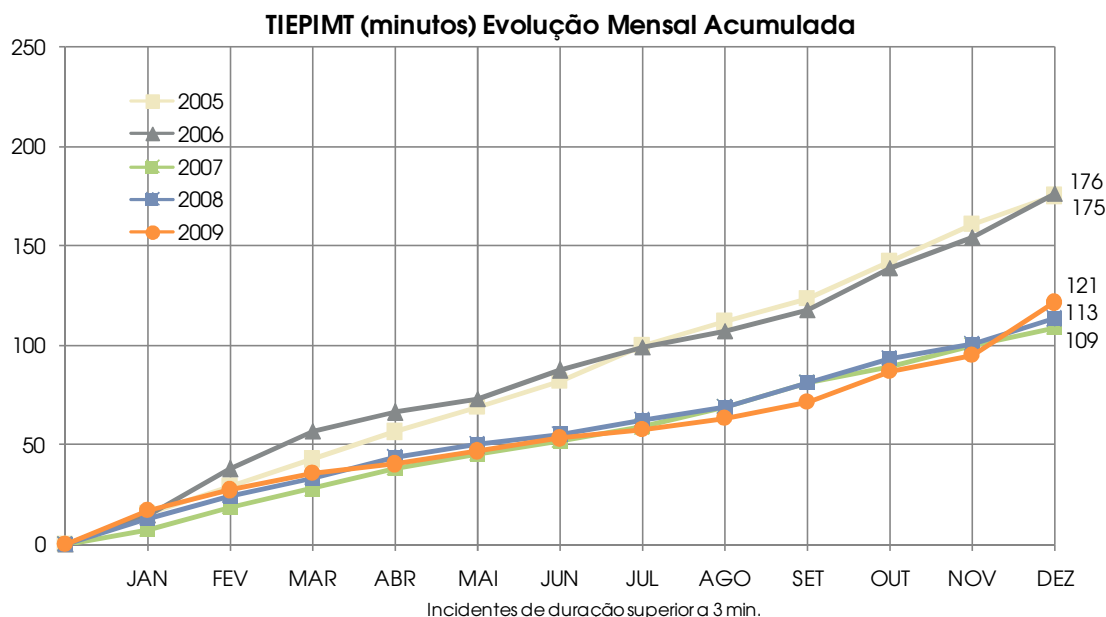
As Regiões que ainda registam maior dispersão nos valores dos indicadores gerais de qualidade de serviço, comparativamente à média da EDP Distribuição, têm vindo a ser objecto de atenção especial, através de planos específicos de melhoria, direccionados para acções de remodelação e de manutenção das redes eléctricas. Durante o ano de 2009, foram estabelecidos planos específicos para os distritos de Aveiro, Leiria e zona norte do distrito de Lisboa.

Os valores dos indicadores de qualidade de serviço técnico de 2009, foram significativamente influenciados pelas condições climáticas extraordinariamente adversas ocorridas durante os primeiros e últimos meses do ano, com especial incidência nos fortes temporais ocorridos nos dias 23 Janeiro (Tempestade Klaus) e 23 de Dezembro (Tempestade na região Oeste).

Estes fenómenos climáticos extraordinários provocaram, em curtos períodos de tempo, a ocorrência de um número muito significativo de ocorrências nas redes de AT, MT e BT. Na maioria dos casos, a acção do vento, com rajadas superiores a 200 km/h, provocou o derrube de árvores e projecção de ramos de árvores e objectos diversos sobre as instalações eléctricas, que determinaram a atribuição de casos fortuitos e de força maior a um número significativo de ocorrências.

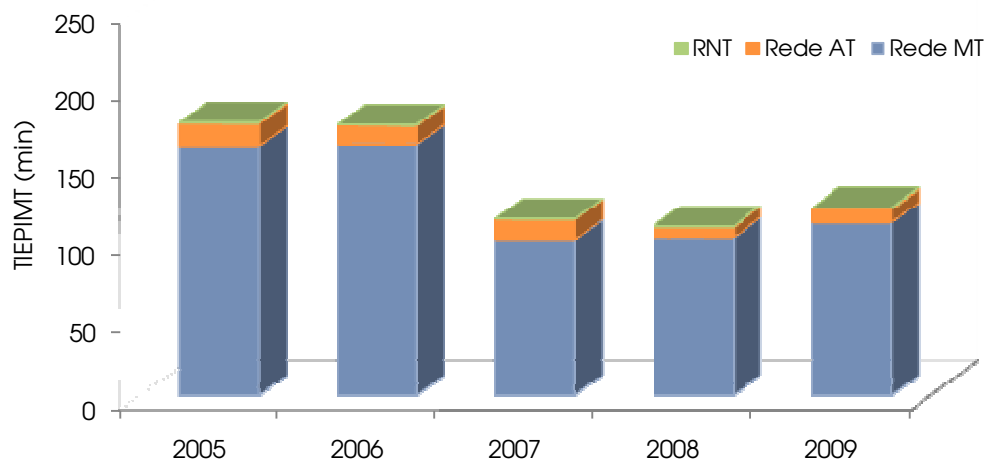
Em 2009, o valor do indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em MT (TIEPI MT) anual da EDP Distribuição, para as interrupções referentes a incidentes de longa duração, excluindo o valor resultante directamente do temporal de 23 de Dezembro na região Oeste, atingiu o valor de 121,44 minutos, que representa um aumento de 7,1% em relação ao ano anterior.

No gráfico seguinte apresenta-se, a evolução mensal do TIEPI MT ao longo do ano, para incidentes de longa duração, nos últimos cinco anos (2005-2009), onde se verifica uma clara tendência de melhoria excepção feita aos meses de 2009, afectados pelas condições climáticas muito adversas que se verificaram.



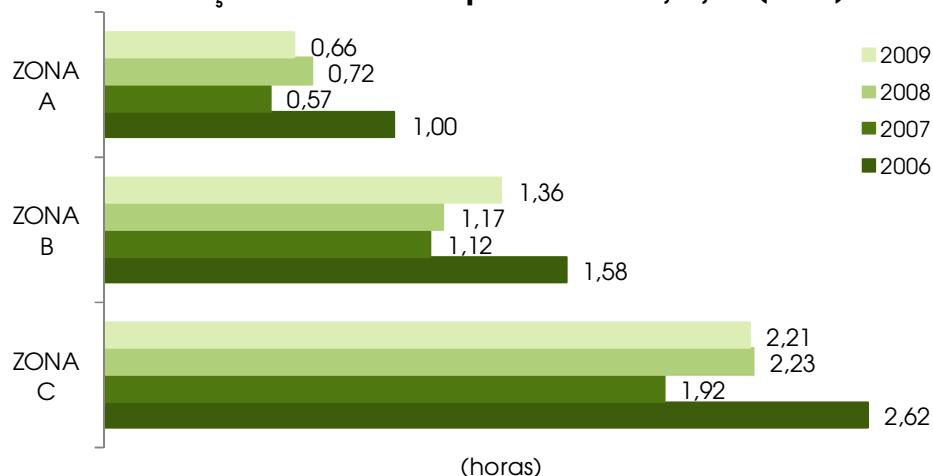
No gráfico seguinte apresentam-se os valores do TIEPI MT, acumulados ao ano, mas desagregados pela origem (RNT, AT ou MT) dos incidentes que contribuíram para o seu cálculo.

Incidentes que contribuíram para o TIEPIMT



O TIEPI MT global de 2009 foi superior ao de 2008 tendo-se constatado que, na zona B de qualidade de serviço do RQS, apresenta um aumento face a 2008, existindo uma diminuição, nas restantes zonas, conforme indicado no gráfico seguinte.

Evolução do TIEPI MT por Zonas A, B, C (RQS)



Nos pontos seguintes é feita uma análise mais detalhada ao desempenho das redes AT, MT e BT operadas pela EDP Distribuição.

5.1.1. Desempenho da Rede AT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede AT apresenta-se de seguida um quadro indicativo que sintetiza os valores associados às ocorrências (incidentes, interrupções previstas e religações) verificadas nesta rede, em 2009.

| Tipos de Ocorrências | Tempos (min) | Origens das Ocorrências | |
|---|-------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | Rede AT | Outras ⁽¹⁾ |
| Ocorrências sem interrupção | | 1 009 | 21 |
| Religações ⁽²⁾ | $t < 1$ | 261 | 14 |
| Acidentais Curta Duração ⁽²⁾ | $1 \leq t \leq 3$ | 278 | 45 |
| Acidentais Longa Duração ⁽²⁾ | $t > 3$ | 201 | 42 |
| Previstas Curta Duração ⁽²⁾ | $1 \leq t \leq 3$ | 15 | 2 |
| Previstas Longa Duração ⁽²⁾ | $t > 3$ | 16 | 3 |
| TOTAL | | 1 780 | 127 |

Notas:

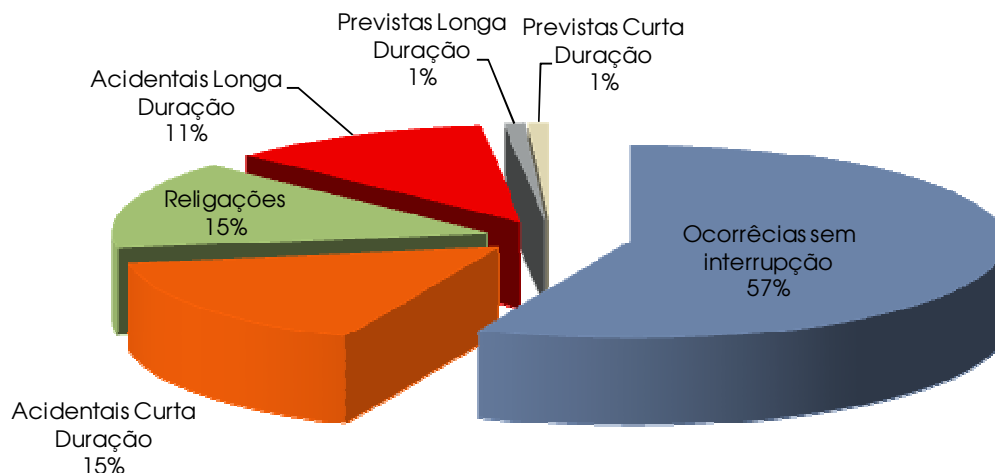
- 1) Na coluna "Outras" estão contabilizadas as ocorrências verificadas na rede AT, mas que tiveram origem noutras redes: RNT, rede MT da EDP Distribuição e instalações de clientes AT.
- 2) Consideram-se todas as interrupções acidentais com interrupção de Clientes.

As interrupções acidentais de muito curta duração (religações rápidas) e curta duração correspondem a cerca de 70% de todas as ocorrências com interrupção verificadas na Rede AT. Comparativamente a 2008, este valor traduz uma redução, visto que o valor verificado no ano anterior foi de 73,3%. O acompanhamento deste tipo de interrupções constitui uma preocupação por parte da EDP Distribuição, pelo facto de poderem estar na origem de cavas de tensão na rede.

O gráfico seguinte mostra a distribuição em percentagem das ocorrências na rede AT pelos diversos tipos.

Comparativamente a 2008, verificou-se um aumento na percentagem de ocorrências que não originaram interrupções a clientes, que passaram de 28,7% para 57%. Este valor traduz o esforço que a EDP Distribuição tem vindo a efectuar, no sentido de adaptar a rede AT ao funcionamento em malha.

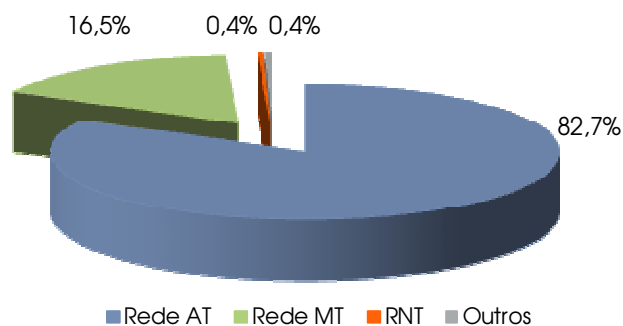
Distribuição das Ocorrências



Uma análise quanto às origens das ocorrências acidentais (com interrupção) de longa duração, permite concluir que foi a rede AT que mais contribuiu, com 11% do valor do total.

Nº Ocorrências AT - Origens

| N.º Ocorrências | |
|-----------------|-----|
| Rede AT | 201 |
| Rede MT | 40 |
| RNT | 1 |
| Outros | 1 |
| 243 | |



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

Relativamente aos grupos de causas das ocorrências (com interrupção) de longa duração com origem na rede AT, pode verificar-se o impacto que têm, tanto as 109 classificadas como "Internas à rede AT", representando 46,2% do total, como as 58 classificadas como "Causas Atmosféricas" representando 24,6%.

| CAUSAS | | N.º Ocorrências |
|----------|----------------------|-----------------|
| Externas | Estranhas à Rede AT | 31 |
| | Razões de Segurança | 0 |
| Internas | Internas à Rede AT | 109 |
| | Causas Atmosféricas | 58 |
| | Causas Desconhecidas | 18 |
| | Trabalhos Inadiáveis | 5 |
| | Previstas | 15 |
| TOTAL | | 236 |

Causas **Estranhas à Rede** inclui os grupos:

"Fortuitas ou Força maior – Terceiros"
"Fortuitas ou Força maior – Naturais ou Ambientais"
"Facto Imputável ao Cliente"
"RNT"

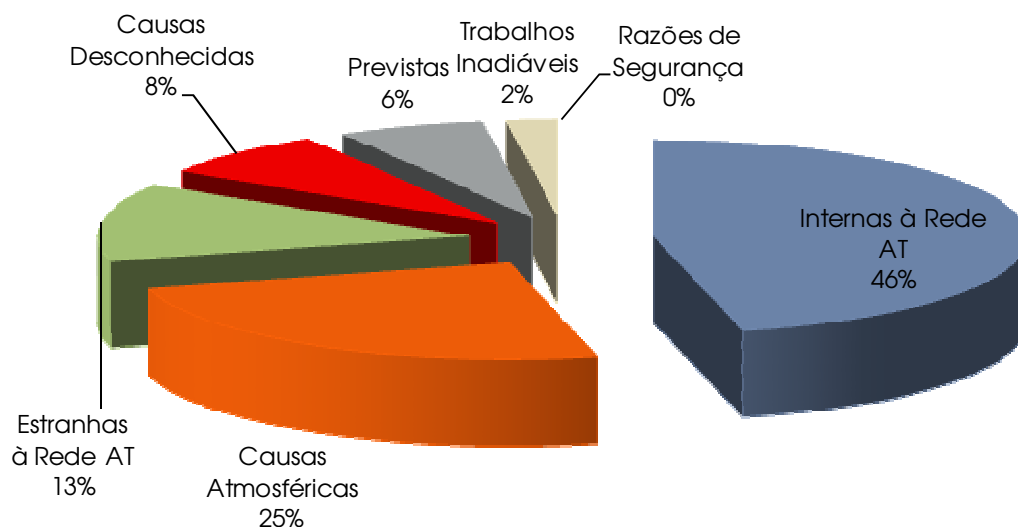
Causas **Internas à Rede** inclui os grupos:

"Protecções Automatismos"
"Material Equipamento"
"Manutenção"
"Técnicas"
"Humanas"

Causas **"Previstas"** inclui os grupos:

"Acordo com o cliente"
"Razões de Serviço"
"Razões de Interesse Público"
"Facto Imputável ao Cliente"

Nº Ocorrências AT - Causas (origem Rede AT)

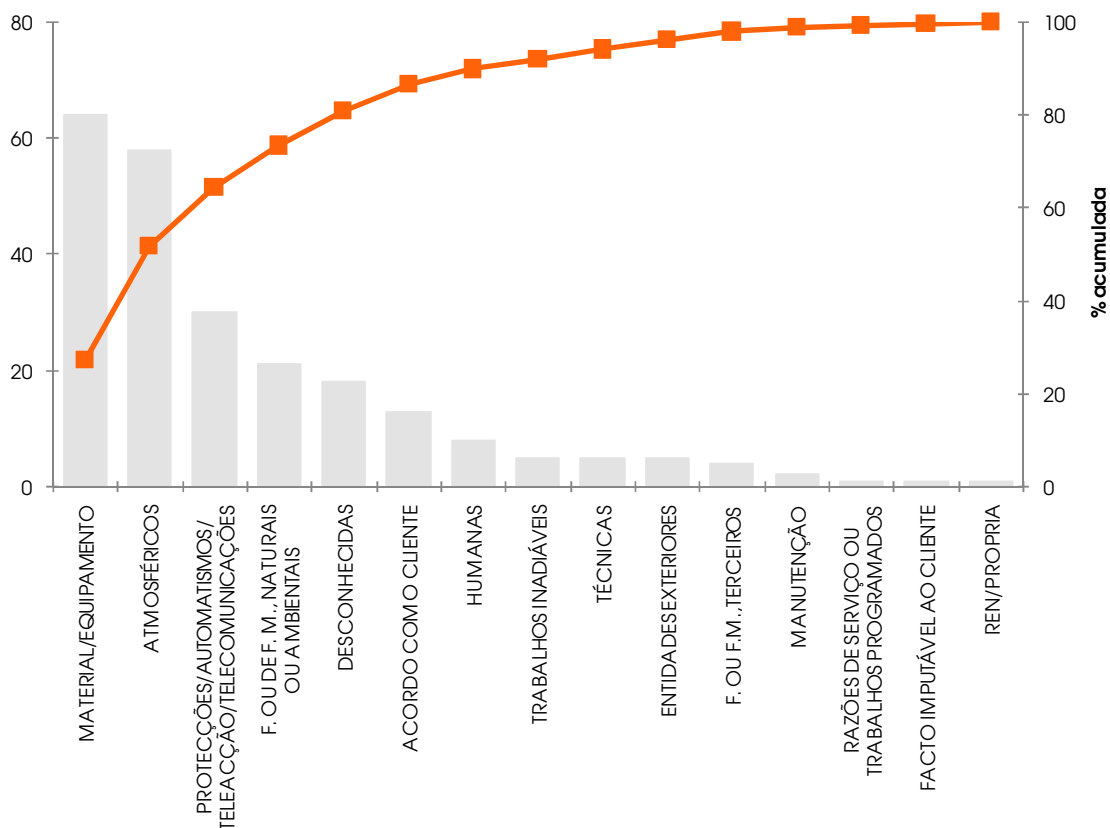


O gráfico seguinte apresenta a totalidade das ocorrências (com interrupção) de longa duração na rede AT, detalhando os vários grupos de causas.

Nos incidentes devido a causas internas, destaca-se o aumento dos incidentes classificados como “Material/Equipamento” (de 41 em 2008 para 64) e “Protecção/Automatismos” (de 12 em 2008 para 30). Das acções de melhoria desenvolvidas, convém destacar, no âmbito do programa Distribuição 2010 o projecto M2M que visa estruturar uma política de manutenção decisiva para consolidar a gestão de activos e a análise sistemática do desempenho do sistema de protecções da rede AT, utilizando para o efeito uma aplicação informática de análise de selectividade (CAPE).

Os incidentes classificados como “Causas Desconhecidas”, 7,6% do total dos incidentes com origem na rede AT, apresentam uma redução relativamente ao ano anterior. Estes incidentes estão na sua grande maioria relacionados com interferências externas, nomeadamente por acção de aves (cegonhas), de toques de ramos projectados pelo vento e contornamentos das cadeias de isoladores devido a acumulação de poeiras.

Nº Ocorrências AT - Causas (todas as origens)



5.1.2. Desempenho da Rede MT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT apresentam-se nos pontos seguintes os valores dos indicadores de qualidade técnica definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Número de Ocorrências na Rede MT da EDP Distribuição

O quadro seguinte sintetiza os valores associados às ocorrências verificadas na rede MT ou que a perturbaram (incidentes, interrupções previstas e religações).

| Tipos de Ocorrências | Tempos (min) | Origens das Ocorrências | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------------|------------|
| | | Rede MT | Outras |
| Religações | $t < 1$ | 13 188 | 54 |
| Acidentais Curta Duração | $1 \leq t \leq 3$ | 12 198 | 58 |
| Acidentais Longa Duração | $t > 3$ | 7 138 | 132 |
| Previstas Muito Curta Duração | $t < 1$ | 241 | 17 |
| Previstas Curta Duração | $1 \leq t \leq 3$ | 439 | 10 |
| Previstas Longa Duração | $t > 3$ | 2 549 | 44 |
| TOTAL | | 35 753 | 315 |

Nota: Na coluna “Outras” estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem na RNT, na rede AT, nas instalações rede BT da EDP Distribuição e dos clientes MT.

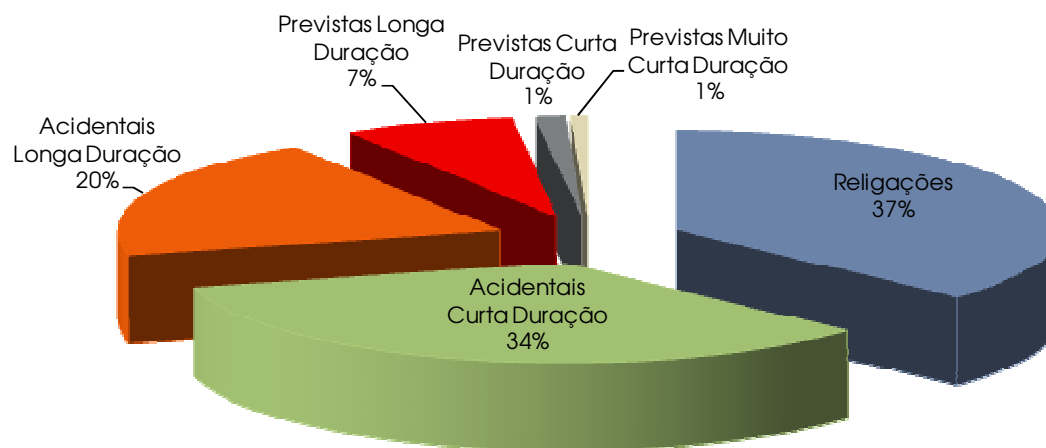
O número total de ocorrências com origem na rede MT aumentou, 8% comparativamente a 2008 (passou de 33.109 para 35.753 ocorrências), tendo o maior contributo para este aumento, tido origem nas “Religações” e nas “Acidentais”. Para este último tipo, o aumento foi cerca de 8,5%.

Relativamente às ocorrências de longa duração na rede MT (acidentais e previstas), verifica-se um aumento de 8,4%, comparativamente a 2008 (evoluiu de 9.224 para 9.863 em 2009).

De salientar uma redução de 40% nas ocorrências “Previstas” de “Curta” e “Muito Curta” Duração o que representa um esforço da Empresa para efectuar as intervenções de manutenção programadas sem afectar o abastecimento de energia eléctrica aos clientes - recorrendo à realização de intervenções em tensão e à utilização de geradores.

No gráfico seguinte representa-se a distribuição percentual das ocorrências registadas que tiveram origem na rede MT.

Distribuição das Ocorrências



A evolução, nos últimos três anos, dos indicadores TIEPIMT, Energia Não Distribuída (END), Frequência e de Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para os incidentes de duração superior a 3 minutos, considerando-se todos os incidentes, independente da sua origem, é apresentada no quadro seguinte.

| Indicadores | Ano 2007 | Ano 2008 | Ano 2009 | Variação 09/08 |
|----------------|----------|----------|----------|----------------|
| TIEPIMT (min) | 109,04 | 113,42 | 121,44 | 7,1% |
| END (MWh) | 8.326,11 | 8.987,71 | 8.602,04 | -4,3% |
| SAIFI MT (nº) | 3,15 | 2,99 | 3,13 | 4,5% |
| SAIDI MT (min) | 169,91 | 166,90 | 186,28 | 11,6% |

Constata-se assim um aumento compreendido entre 4,5% e 11,6% dos indicadores TIEPI MT, SAIFI MT e SAIDI MT comparativamente a 2008 e uma diminuição da END (4,3%).

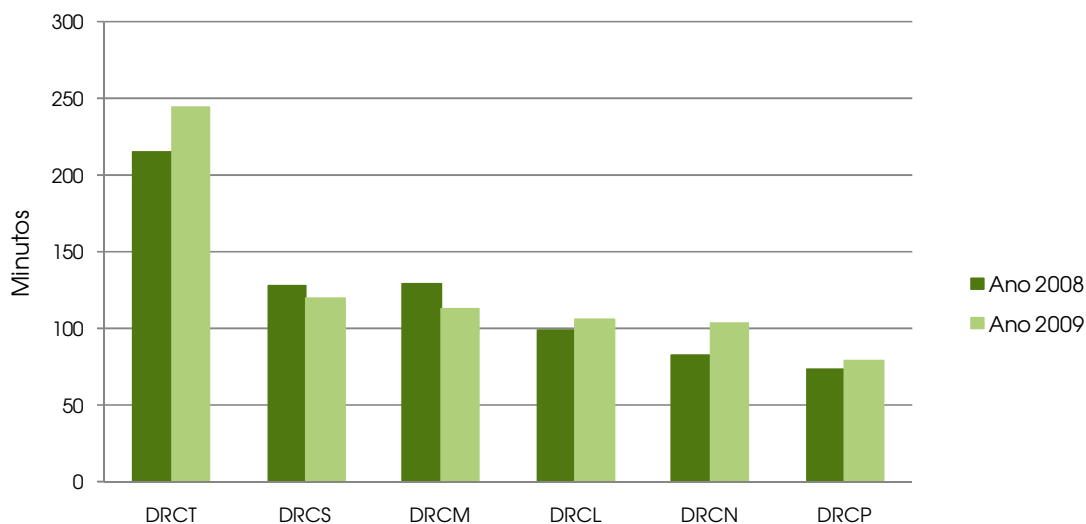
Indicadores globais por Direcção de Rede e Clientes e por Distritos

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direcções 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 respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes.

TIEPI MT

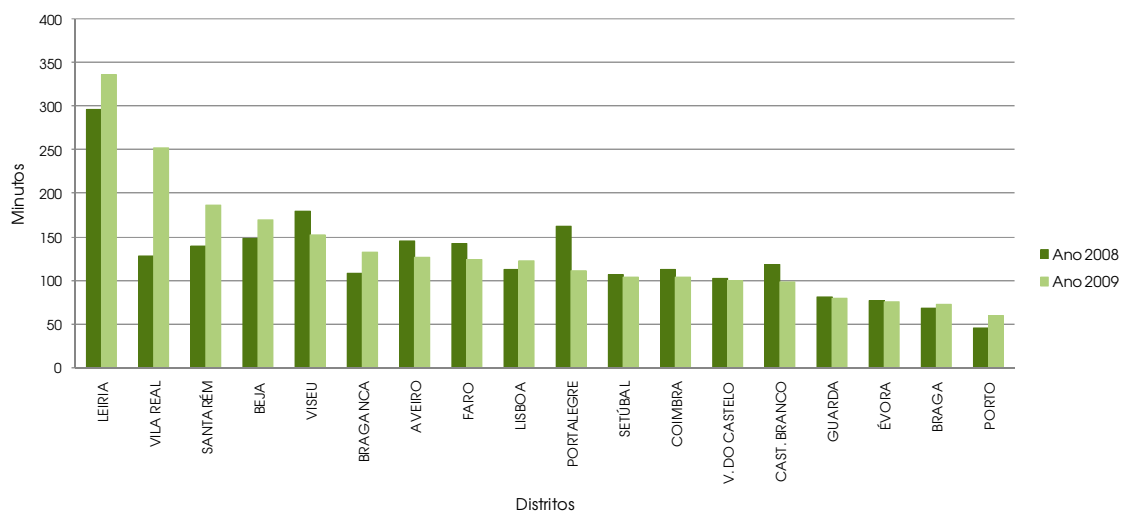
As Direcções de Rede e Clientes Sul e Mondego atingiram desvios favoráveis com variações entre -12,2% e -6,6%. No entanto, as DRC's Tejo, Lisboa, Norte e Porto apresentaram desvios desfavoráveis compreendidos entre 7,2% e 24,7% relativamente aos valores obtidos em 2008.

TIEPI MT



Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2008, indica desvios mais favoráveis em Portalegre, Castelo Branco, Viseu, Aveiro, Faro e Coimbra, destacando-se com uma evolução menos favorável os distritos de Vila Real, Santarém, Porto, Bragança, Beja, Leiria e Lisboa.

TIEPI MT

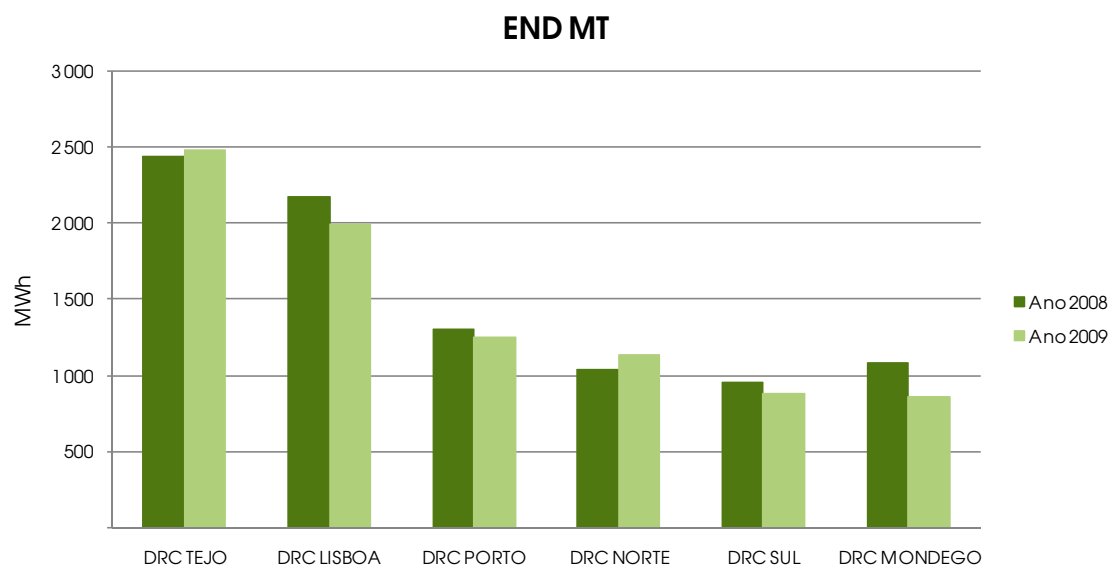


Importa salientar que para a variação mais desfavorável deste indicador nos distritos de Leiria, Vila Real, Santarém e Bragança contribuiu de forma significativa os temporais ocorridos no mês de Janeiro no norte e centro do país e na região Oeste no mês de Dezembro, atendendo a que, para além do impacto directo do temporal sobre as instalações eléctricas nos dias em que os mesmos ocorreram, a

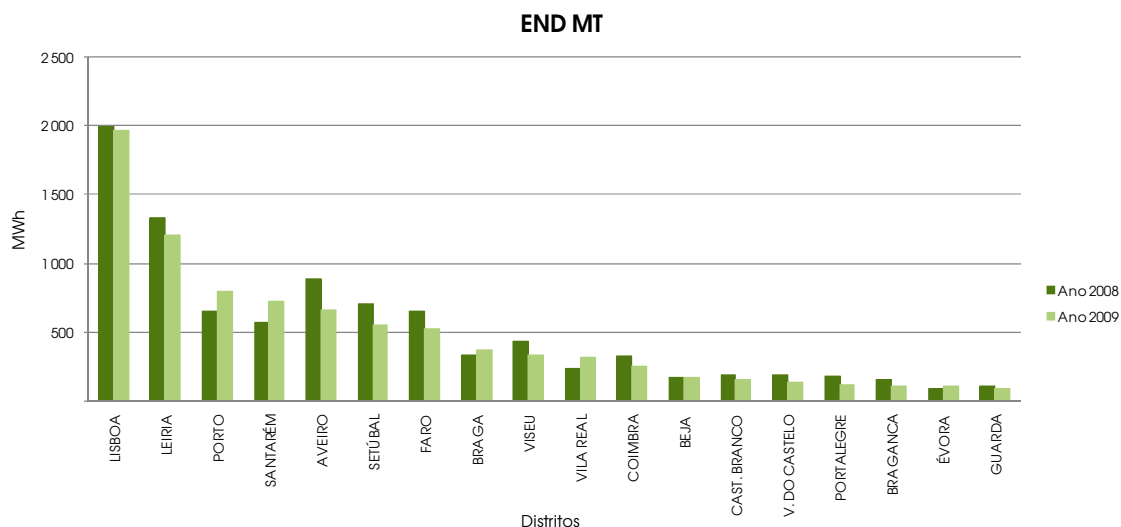
intensidade extraordinária destes eventos deixaram também fragilidades nas redes de distribuição que necessitaram de tempo para a sua completa resolução (reparações definitivas).

END MT

As DRC's Mondego, Sul, Lisboa e Porto atingiram desvios favoráveis com variações entre -20,0% e -3,5%. Por sua vez, as DRC's Norte e Tejo apresentaram desvios desfavoráveis com variações de 9,3% e 1,7% relativamente aos valores obtidos em 2008.

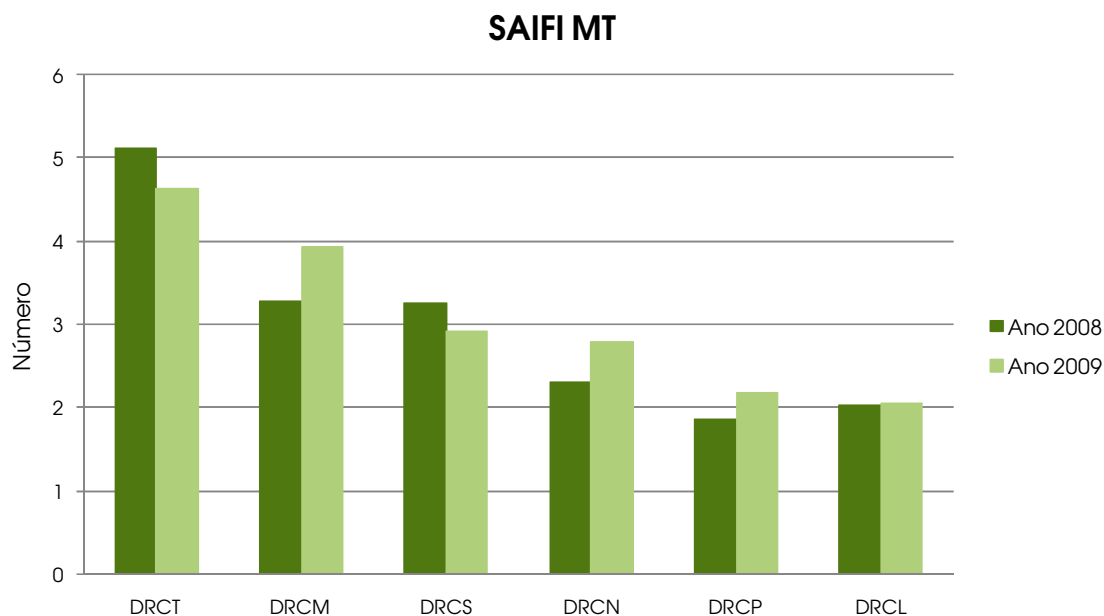


Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2008, indica desvios favoráveis em 13 distritos, destacando-se com maior variação Portalegre, Viana do Castelo, Bragança, Aveiro, Viseu e Setúbal e menos favorável em 5 distritos, destacando-se Vila Real, Santarém e Porto.

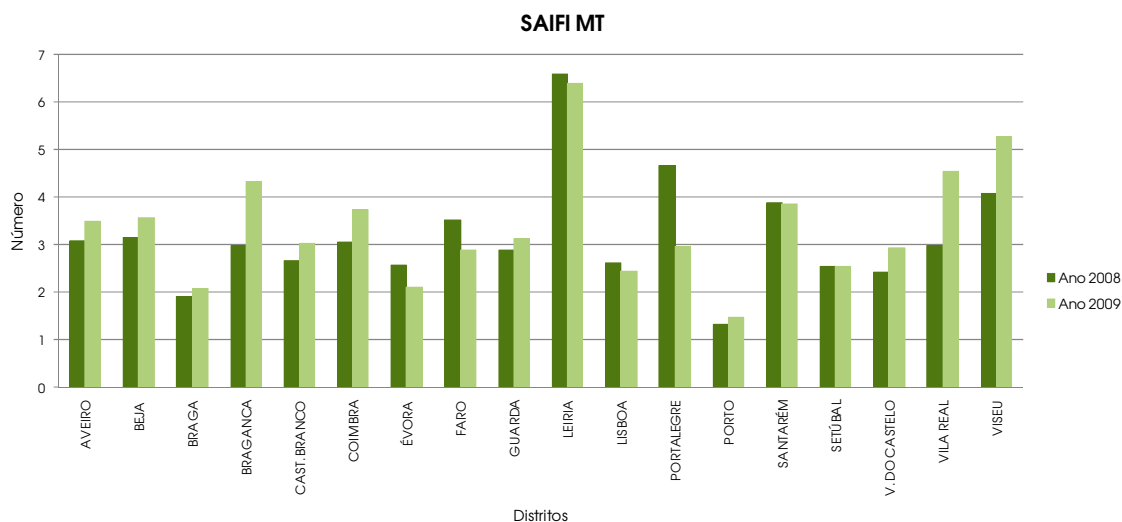


SAIFI MT

As Direcções de Rede e Clientes Tejo e Sul atingiram desvios favoráveis, variações entre -9,8% e -9,6%, relativamente aos valores obtidos em 2008. As DRC Mondego, Norte, Porto e Lisboa apresentaram desvios desfavoráveis, variações percentuais entre 1,3% e 21,8%.

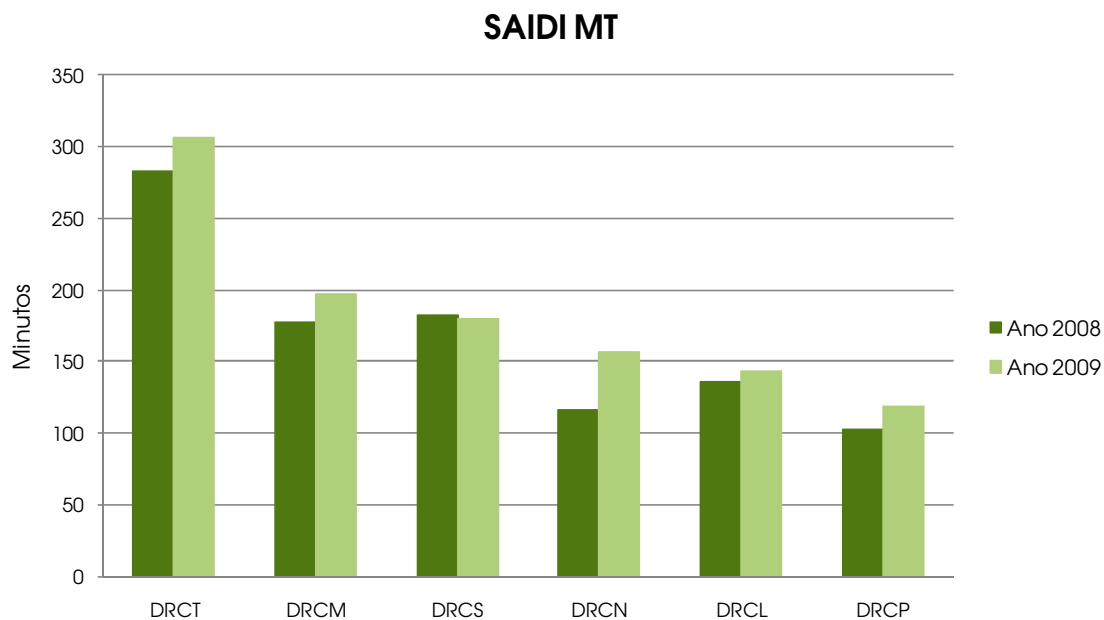


Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2008, indica desvios favoráveis em 7 distritos, destacando-se Portalegre, Évora e Faro. Por outro lado, registou-se evolução menos favorável em 11 distritos, destacando-se Vila Real, Bragança, Viseu, Coimbra e Viana do Castelo.

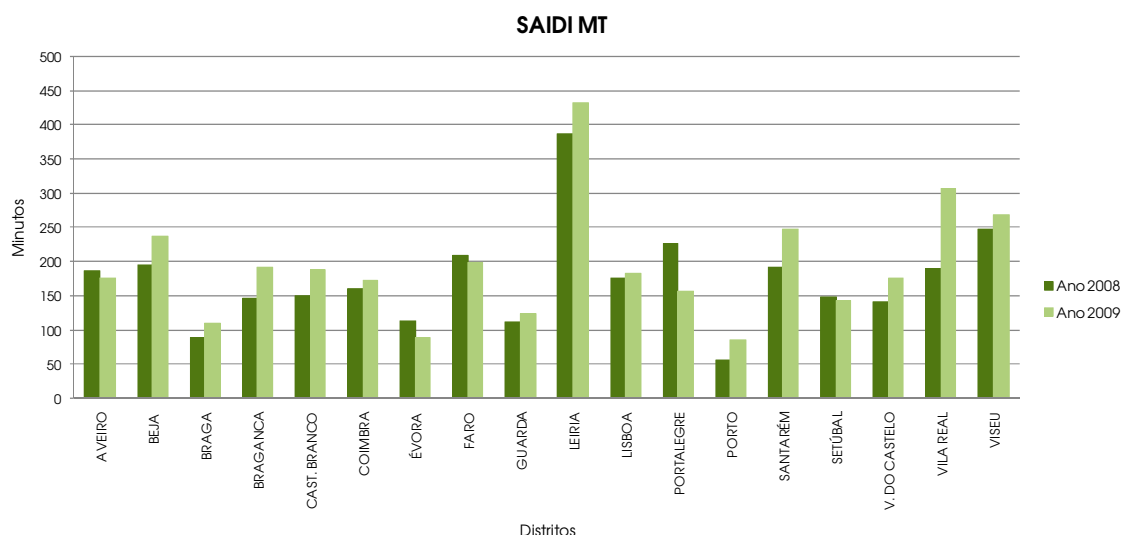


SAIDI MT

A Direcção de Rede e Clientes Sul atingiu um desvio favorável com um valor de -1,8%. As restantes Direcções de Rede e Clientes apresentaram desvios desfavoráveis, com variações entre 5,6% e 34,9%, relativamente aos valores obtidos em 2008.



Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2008, indica desvios favoráveis em 5 distritos, destacando-se os de Portalegre, Évora e Aveiro. Por outro lado, registou-se evolução menos favorável em 13 distritos, destacando-se Vila Real, Porto, Bragança, Santarém, Castelo Branco e Viana do Castelo.



A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo1).

No quadro seguinte, apresentam-se os mesmos indicadores discriminados por interrupções acidentais e previstas e por zonas A, B, C.

| INDICADORES | | ZONA A | ZONA B | ZONA C |
|----------------|------------|--------|----------|----------|
| 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 (nº) | 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 |

No cálculo destes indicadores consideram-se todas as ocorrências 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.º 1 do seu Artigo 14.º ⁽⁵⁾.

Salienta-se que, para todos os indicadores, se verifica a diminuição dos valores dos indicadores no caso das ocorrências previstas, sendo esta tendência resultante da acção da EDP Distribuição em minimizar o impacto das intervenções previstas na rede, por recurso a trabalhos em tensão e à utilização sistemática de geradores.

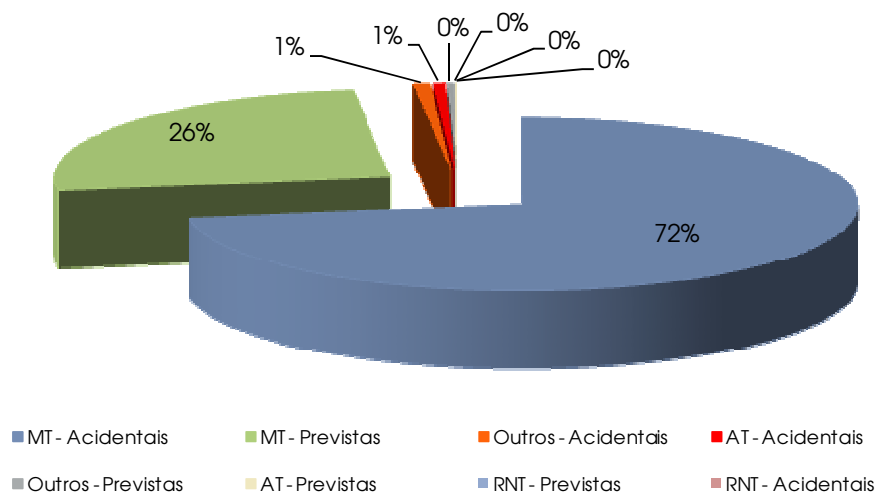
A análise do quadro seguinte permite constatar a grande influência da própria rede MT na sua qualidade de serviço.

| Origem | Nº. Ocorrências | | TIEPIMT (min) | | END (MWh) | |
|--------------|-----------------|--------------|---------------|------------|--------------|-------------|
| | Acidentais | Previstas | Acidentais | Previstas | Acidentais | Previstas |
| RNT | 0 | 1 | 1,6 | 0 | 104,1 | 0 |
| Rede AT | 55 | 13 | 7,2 | 0,0 | 505 | 1,5 |
| Rede MT | 7 138 | 2 549 | 110,3 | 1,3 | 7 832,7 | 93,4 |
| Outros | 77 | 30 | 0,9 | 0,0 | 64,2 | 1,2 |
| TOTAL | 7 270 | 2 593 | 120,1 | 1,4 | 8 506 | 96,0 |

A representação gráfica da distribuição percentual do número de ocorrências em função da sua origem permite concluir que são as ocorrências “acidentais” (74%) e as “previstas” (26%), com origem na própria rede MT, que têm o maior peso no total de ocorrências.

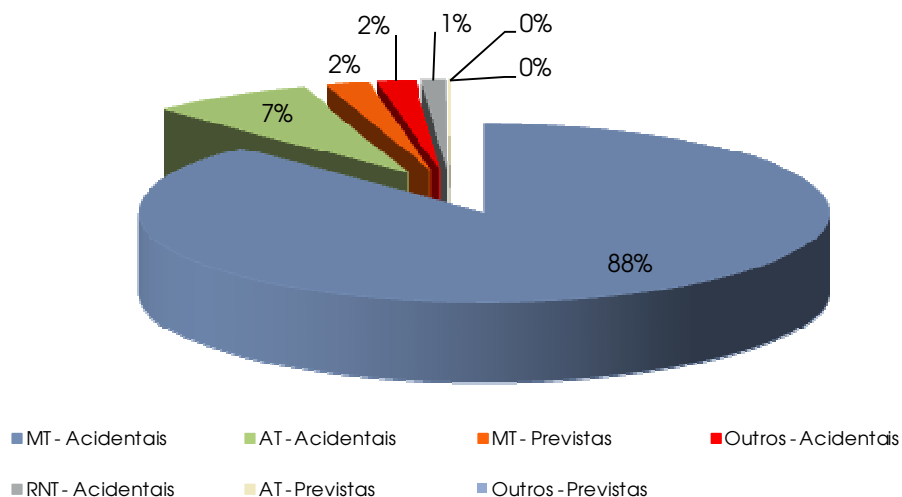
⁽⁵⁾ - Casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

N.º Ocorrências - Origens

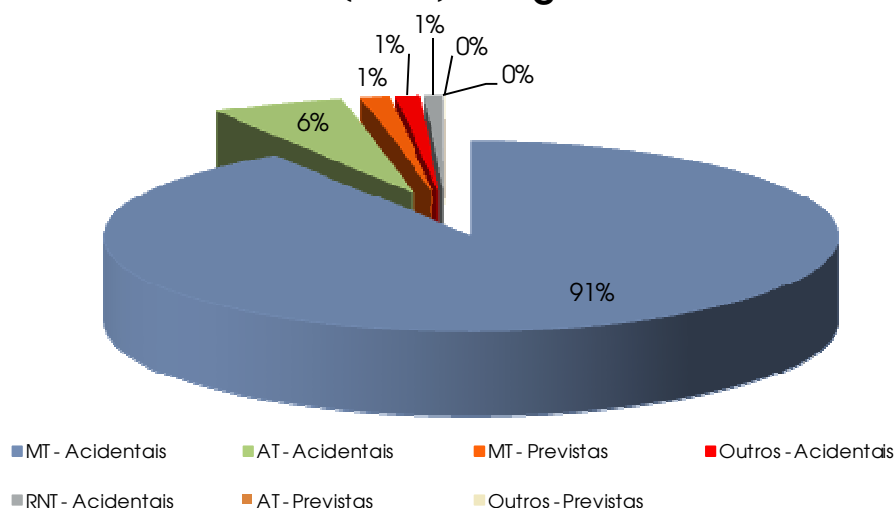


Os gráficos relativos aos indicadores TIEPI MT e END, que se apresentam seguidamente, confirmam a anterior conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.

TIEPIMT (min) - Origens



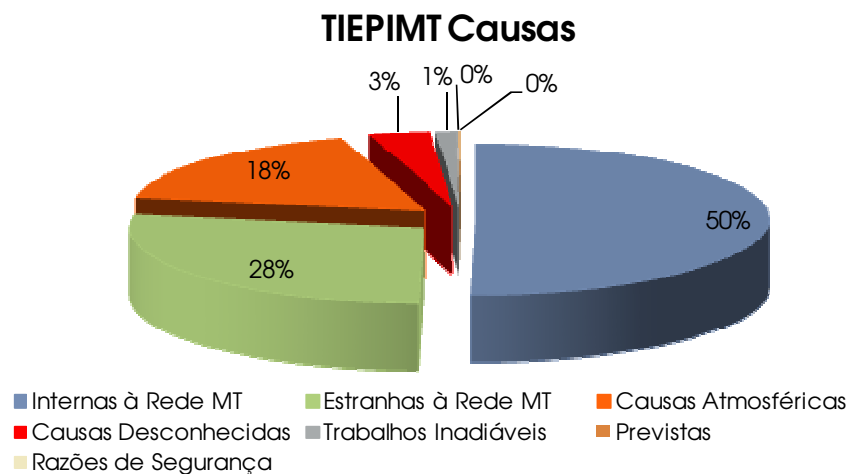
END (MWh) - Origens



Causas das ocorrências só com origem na rede MT

A análise, por tipo de causas, das ocorrências de "longa duração" (com origem na própria rede MT) permite efectuar o seu agrupamento de acordo com o quadro seguinte.

| CAUSAS | | N.º Ocorrências | TIEPIMT (min) | END (MWh) |
|--------------|----------------------|-----------------|---------------|----------------|
| Externas | Estranhas à Rede MT | 2 687 | 30,7 | 2 193,6 |
| | Razões de Segurança | 7 | 0,0 | 2,1 |
| Internas | Internas à Rede MT | 2 861 | 56,1 | 3 974,3 |
| | Causas Atmosféricas | 1 257 | 19,7 | 1 401,9 |
| | Causas Desconhecidas | 326 | 3,7 | 260,7 |
| | Trabalhos Inadiáveis | 701 | 1,2 | 85,7 |
| | Previstas | 1 848 | 0,1 | 7,6 |
| TOTAL | | 9 687 | 111,6 | 7 926,0 |

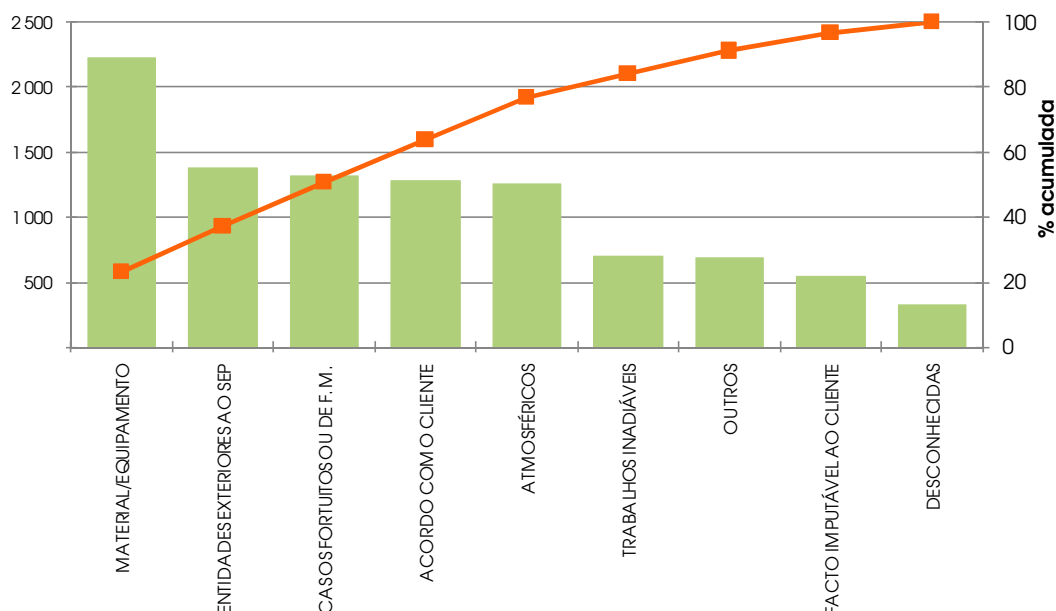


Os grupos de causas que contribuíram de forma mais significativa para o TIEPI MT foram as “Internas à rede MT”, as “Estranhas à rede MT” e “Causas Atmosféricas”, com os valores de 50%, 28% e 18% respectivamente.

As causas “Previstas”, com 1% do TIEPI MT, ilustram o esforço continuado de diminuição das interrupções para realização de trabalhos programados, em acções de manutenção e beneficiação da rede MT, tendo-se intensificado a utilização de trabalhos em tensão e o recurso a geradores, minimizando assim os tempos de interrupção a clientes.

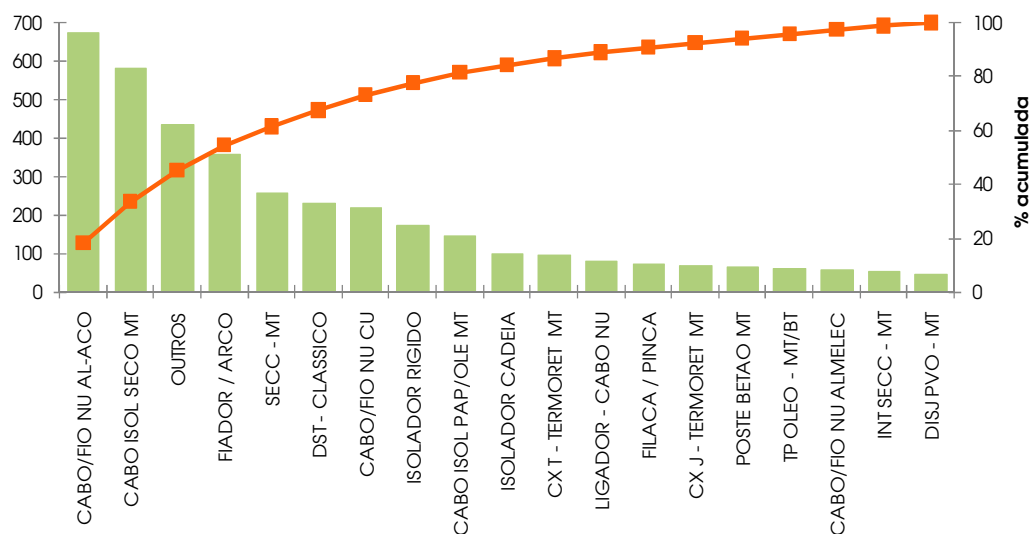
O gráfico seguinte evidencia as causas determinantes nos incidentes ocorridos durante o ano de 2009.

Número de Ocorrências por Causas



Relativamente aos Elementos Avariados que estiveram na origem de incidentes, ou que por eles foram particularmente afectados, o conjunto constituído pelos condutores nus de Alumínio/Aço, cabos subterrâneos de isolamento seco, fiadores/arcos, seccionadores MT, descarregadores de sobretensões (DST) – clássico, condutores nus de cobre e isoladores rígidos, representam 66,2% do total, como se constata no gráfico seguinte.

Número de Ocorrências (Acidentais) por Elemento Avariado



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

Relativamente ao indicador “número de incidentes na rede MT por 100 km de linha” (IKR), registou-se um aumento de 8,2% em relação ao ano de 2008. No cálculo deste indicador, consideraram-se todas as ocorrências acidentais de longa duração MT com origem na mesma rede.

| IKR | 2007 | 2008 | 2009 |
|---------|------|------|------|
| Rede MT | 9,47 | 8,99 | 9,73 |

Cumprimento do RQS

Qualidade Geral

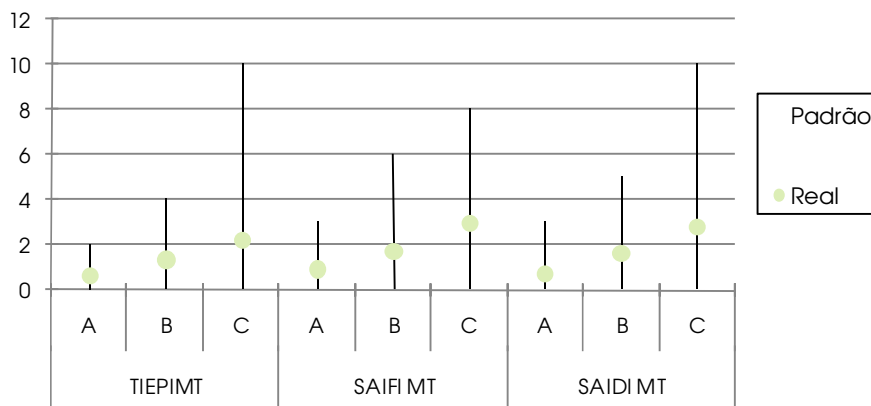
Acompanhamento dos padrões relativos à rede MT (Artigo 16.º do RQS)

O RQS estabelece, no seu Artigo 15.º, que os operadores das redes de distribuição deverão, anualmente, caracterizar a rede que exploram, determinando os indicadores gerais, para as redes de MT, a saber TIEPI, SAIFI, SAIDI e END. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos no Anexo II do RQS.

Com excepção do indicador END, para o qual não existe padrão, apresentam-se de seguida, para os restantes indicadores, os padrões indicados no Artigo 16.º do referido Regulamento e os valores obtidos, em 2009, para a rede MT da EDP Distribuição.

| Indicadores | Zonas | | | | | |
|---------------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | A | | B | | C | |
| | Padrão | Real | Padrão | Real | Padrão | Real |
| TIEPIMT (h) | 2 | 0,66 | 4 | 1,36 | 10 | 2,21 |
| SAIFI MT (nº) | 3 | 0,93 | 6 | 1,74 | 8 | 2,96 |
| SAIDI MT (h) | 3 | 0,74 | 5 | 1,64 | 10 | 2,81 |

Cumprimento do RQS por Zonas - Rede MT



Da observação dos valores apresentados, na tabela e da sua representação gráfica, conclui-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo 1).

5.1.3. Desempenho da Rede BT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede BT apresentam-se, no quadro seguinte, os valores associados às ocorrências verificadas naquela rede ou que a perturbaram (incidentes e interrupções previstas).

| Tipos de Ocorrências | Origens das Ocorrências | |
|----------------------|-------------------------|-----------------------|
| | Rede BT | Instalação Cliente BT |
| Acidentais | 32 744 | 177 466 |
| Previstas | 2 850 | 20 |
| TOTAL | 35 594 | 177 486 |

Nota: Estão registadas unicamente as ocorrências que tiveram origem nas redes BT da EDP Distribuição e nas instalações dos clientes BT.

De realçar o elevado número de incidentes registados nas instalações dos clientes comparativamente com os ocorridos nas redes da EDP Distribuição (representam 83,3% do total de ocorrências).

Em relação ao ano de 2008, e no que diz respeito ao número total de ocorrências, verifica-se um aumento de cerca de 8,3% nas ocorrências na rede BT e de 11,2% nas instalações de clientes.

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 apresenta-se no quadro seguinte.

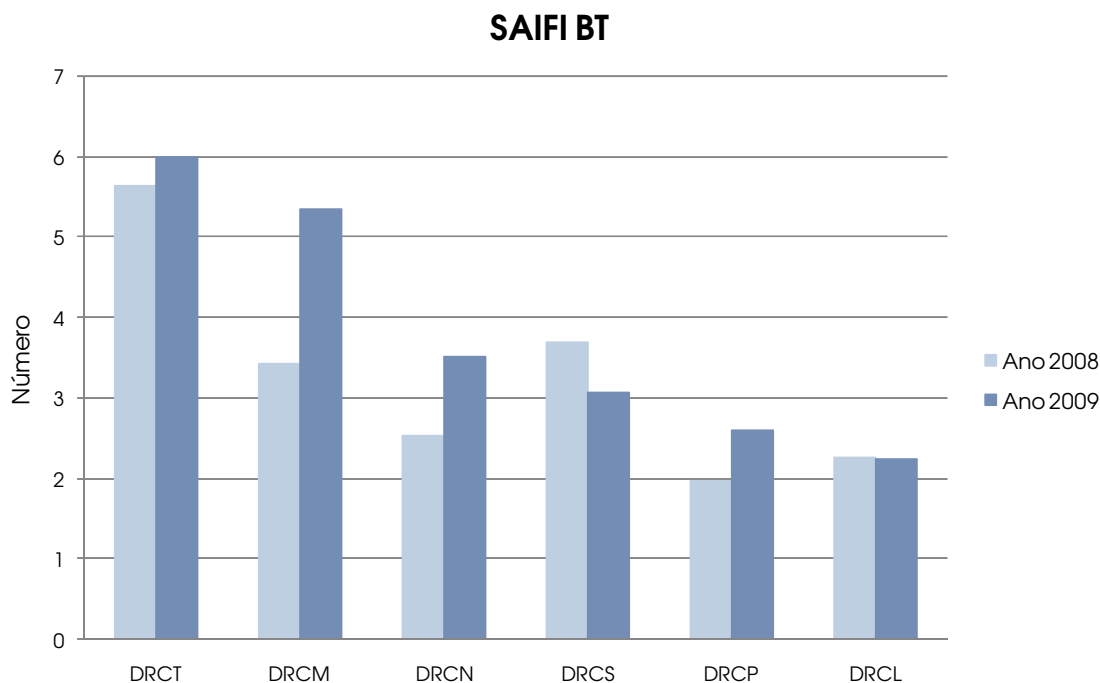
| Indicadores | Ano 2007 | Ano 2008 | Ano 2009 | Variação 09/08 |
|----------------|----------|----------|----------|----------------|
| SAIFI BT (nº) | 2,77 | 2,99 | 3,52 | 17,8% |
| SAIDI BT (min) | 144,25 | 166,08 | 238,27 | 43,5% |

Constata-se, assim um aumento destes indicadores face a 2008, para o qual contribuem essencialmente as condições climatéricas desfavoráveis que se registaram durante o ano de 2009.

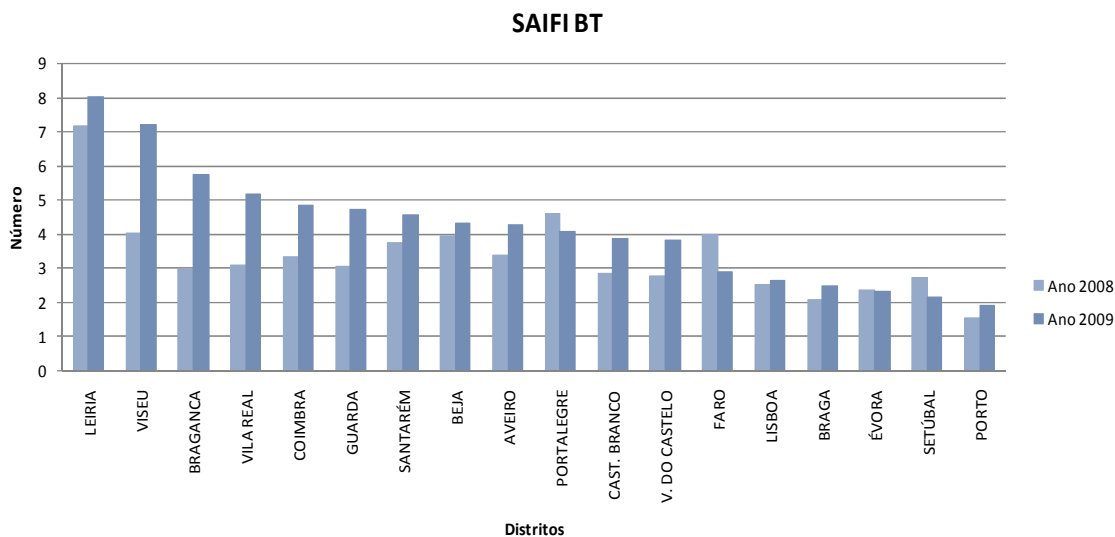
Indicadores globais por Direcção de Rede e Clientes e Distritos

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 6 Direcções de Rede e Clientes da EDP Distribuição e pelos 18 Distritos (tendo como base de referência os valores da potência instalada na rede MT e da energia entrada na região respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes.

À semelhança do ocorrido na rede MT, também na rede BT os valores dos indicadores em análise por região e Distrito de 2009, mantêm-se significativamente abaixo dos padrões definidos no RQS.

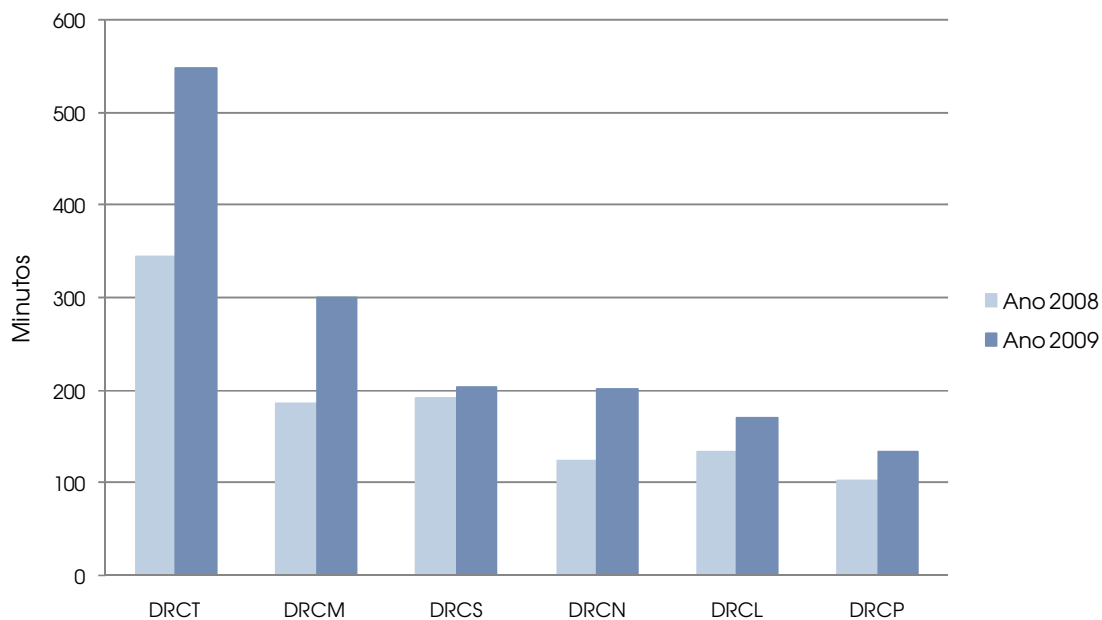


As DRC Sul e Lisboa atingiram desvios favoráveis, variações entre -16,7% e -1,2%, relativamente aos valores obtidos em 2008. No entanto as DRC Tejo, Mondego, Norte e Porto apresentaram desvios desfavoráveis, verificando-se variações percentuais entre 6,4% e 56,9%.



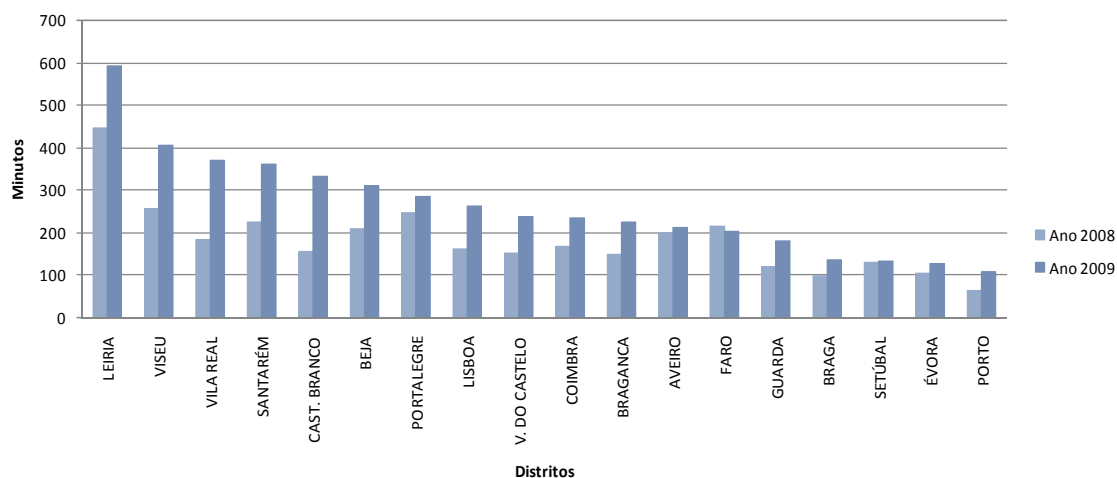
Para o mesmo indicador a análise por distrito e comparativamente a 2008, indica desvios favoráveis em 4 distritos, destacando-se os registados em Faro, Setúbal, Portalegre e Évora e desvios desfavoráveis em 14 distritos, destacando-se os registados em Bragança, Viseu, Vila Real, Guarda, Coimbra, V. Castelo, Castelo Branco, Aveiro, Porto e Santarém.

SAIDI BT



Observando o gráfico anterior verifica-se que todas as DRC's atingiram desvios desfavoráveis, com variações entre 6,4% e 62,1%, este último desvio registado na DRC Tejo e para o qual não foi alheio o facto de se ter registado o temporal na região Oeste no final de 2009, relativamente aos valores obtidos em 2008.

SAIDI BT



Para o mesmo indicador a análise por Distrito e comparativamente a 2008, indica desvios mais favoráveis em Faro, registando-se nos restantes 17 distritos evoluções desfavoráveis.

No quadro seguinte apresentam-se os mesmos indicadores, discriminados por interrupções acidentais e previstas para as zonas A, B, C.

| INDICADORES | | ZONA A | ZONA B | ZONA C |
|-------------------|------------|--------|--------|--------|
| SAIFI BT (nº) | 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 |

No cálculo destes indicadores foram consideradas todas as ocorrências acidentais e previstas de longa duração, com origem nos vários níveis de tensão, incluindo aquelas que estão abrangidas pelo n.º1 do Artigo 14.º do RQS⁽⁶⁾, nomeadamente: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de segurança e facto imputável ao cliente.

De 2007 a 2009, o indicador "Número de Incidentes/1000 clientes", por origem e para o caso das ocorrências acidentais de longa duração, teve os valores constantes do quadro seguinte.

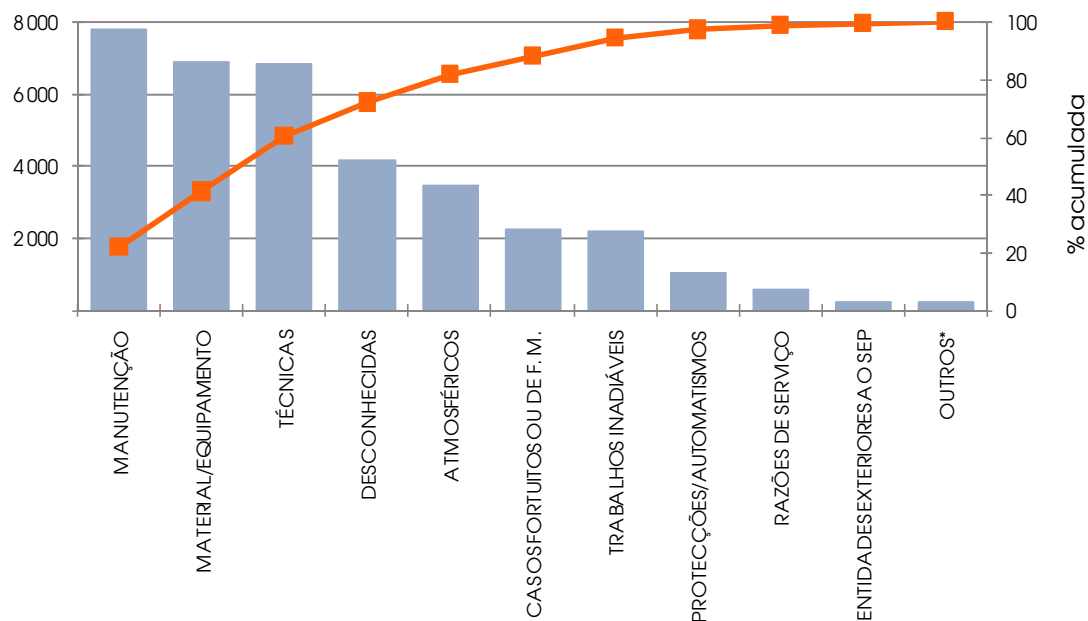
| Número de Incidentes/1000 Clientes | 2007 | 2008 | 2009 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| Rede BT | 4,94 | 5,12 | 5,52 |
| Instalação de utilização/cliente | 25,97 | 27,59 | 29,90 |

Relativamente a 2008, este indicador registou aumentos de 7,7% e de 8,4%, ao nível de rede BT e ao nível da instalação de utilização/cliente, respectivamente.

As causas dos incidentes no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no gráfico seguinte. Constata-se que 81,7% dos incidentes têm origem nas 5 causas mais atribuídas (Técnicas, Manutenção, Material/Equipamento, Desconhecidas e Atmosféricas).

⁽⁶⁾ - Casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

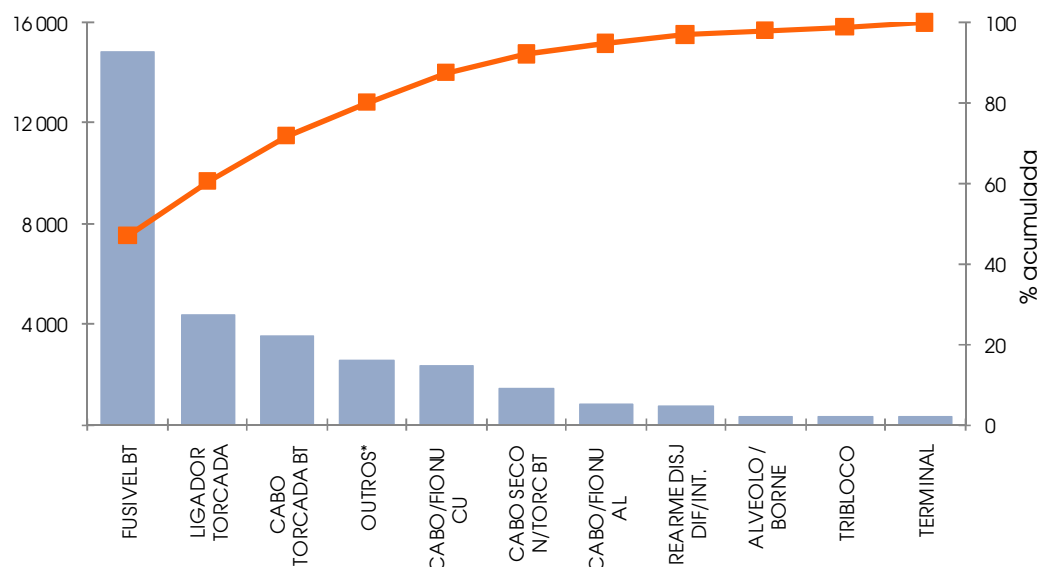
Número de Ocorrências por Causas



* - correspondem a causas humanas, acordo com o cliente, razões de segurança, facto imputável ao cliente.

Os elementos com maior número de avarias nas redes BT e instalações de utilização/clientes estão apresentados no gráfico seguinte. As fusões de fusíveis na rede de BT, representando 46,9% dos registos relativos a "Elementos Avariados", inclui fundamentalmente os fusíveis fundidos nas portinholas, caixas de coluna e quadros de coluna, o que sublinha o enorme "peso" das ocorrências verificadas nas instalações colectivas e individuais, alheias à rede de distribuição, no total das ocorrências acidentais.

Nº de Ocorrências (Acidentais) por Elem. Avariado



* - Com percentagem de ocorrência inferior a 1%

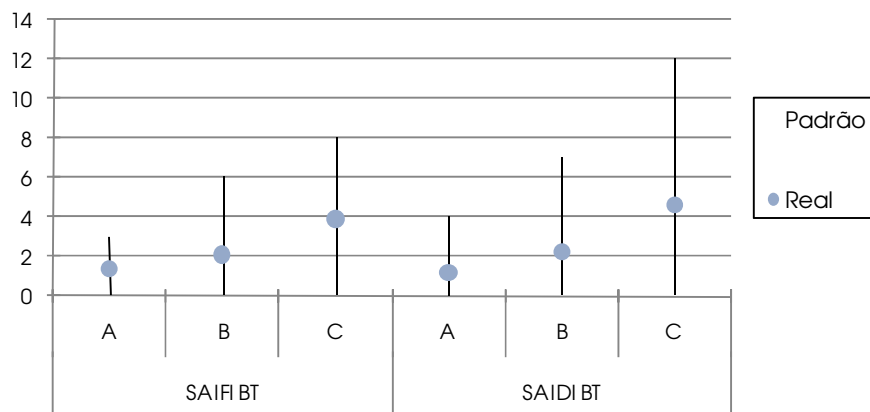
Cumprimento do RQS

O RQS estabelece no seu Artigo 15.º que os operadores das redes deverão caracterizar, anualmente, a rede que exploram 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 Artigo 16.º do RQS e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição.

| Indicadores | Zonas | | | | | |
|---------------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | A | | B | | C | |
| | Padrão | Real | Padrão | Real | Padrão | Real |
| SAIFI BT (nº) | 3 | 1,37 | 6 | 2,11 | 8 | 3,87 |
| SAIDI BT (h) | 4 | 1,22 | 7 | 2,23 | 12 | 4,56 |

Cumprimento do RQS por Zonas - Rede BT



Da observação dos valores apresentados e da sua observação gráfica, conclui-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação dos valores destes indicadores, por grupos de causas, apresenta-se em anexo a este relatório (Anexo 1).

5.2. 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 e que são os seguintes:

| Número de interrupções por ano | | | | Duração total das interrupções (horas) | | | |
|--------------------------------|----|----|----|--|----|----|----|
| | AT | MT | BT | | AT | MT | BT |
| Zona A | 8 | 8 | 12 | Zona A | 4 | 4 | 6 |
| Zona B | | 16 | 21 | Zona B | | 8 | 10 |
| Zona C | | 25 | 30 | Zona C | | 16 | 20 |

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).

Analisando a qualidade individual da continuidade de serviço dos clientes de MAT e AT, no ano 2009, verifica-se que apenas foram ultrapassados os limites impostos pelo RQS para os padrões relativos à duração total das interrupções por ano para um cliente AT.

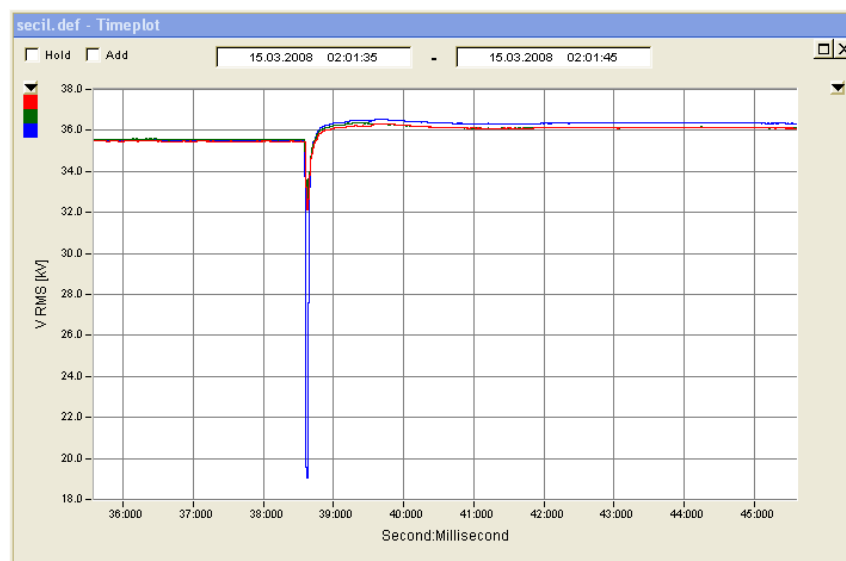
Os valores referentes às compensações MT e BT, encontram-se em fase de validação final e serão em breve divulgados como adenda a este relatório.

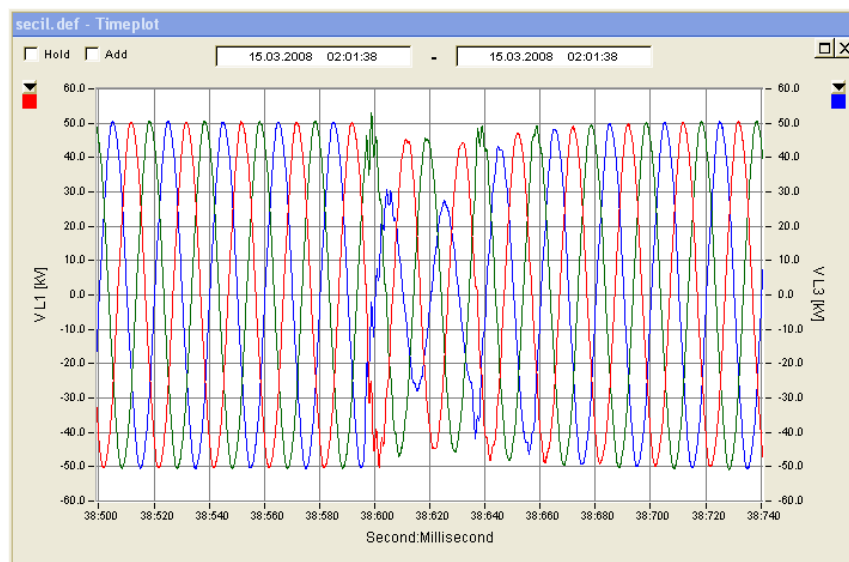
5.3. Qualidade da onda de tensão

Em 2009, a EDP Distribuição prosseguiu o seu compromisso no que concerne ao desenvolvimento das tarefas de medição, análise e avaliação da Qualidade da Energia Eléctrica – QEE – disponibilizada a partir dos barramentos das suas instalações, num esforço continuado e de uma forma sistemática, em conformidade com os critérios divulgados nos seus relatórios anuais da Qualidade de Serviço.

As medições efectuadas pela EDP Distribuição, no cumprimento do seu Plano Anual de Monitorização da QEE, têm por base as obrigações decorrentes do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Para ilustrar um fenómeno muito presente nas Redes Eléctricas – as cavas de tensão – originadas, como se sabe, a partir dos defeitos eléctricos nelas ocorridos, perturbações inerentes à condução e exploração das mesmas Redes, apresenta-se, nas figuras seguintes, exemplos típicos de cava e oscilograma da grandeza “Tensão”.





5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2009

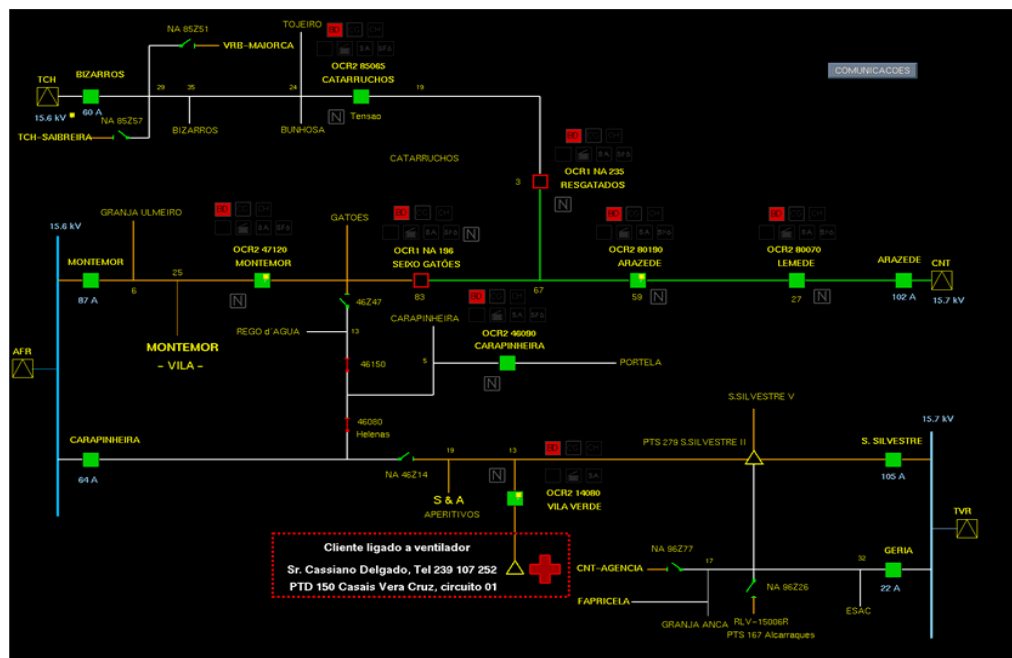


Imagem proveniente do Scada com um troço de Rede da Região do Mondego.

Mantiveram-se em 2009 os critérios seguidos pela EDP Distribuição na execução do seu Plano de Monitorização Anual da QEE.

Em 2009 manteve-se o aumento progressivo do número anual de horas de monitorização da QEE, que no total se cifrou em 807 583 horas, estando incluídas neste número as horas de monitorização da QEE

de carácter extraordinário, permanente e temporário, efectuadas fora do Plano Regular, o que se traduziu num acréscimo de 3,5 %, relativamente ao total de número de horas do ano de 2008.

Continuou a dar-se, em 2009, preferência a acções de monitorização de duração relativamente prolongada, trimestral, incidindo em instalações que cobrem zonas consideradas como prioritárias, na óptica da Qualidade da Energia, visando, tanto quanto possível, uma cobertura do País geograficamente equilibrada, bem como coordenada com as acções de monitorização da QEE efectuadas nos escalões superiores de tensão, nas redes eléctricas a montante das da EDP Distribuição.

5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2009

Com se tem referido nos relatórios anteriores, as acções de monitorização da Qualidade da Energia Eléctrica (QEE) que a EDP Distribuição tem efectuado 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 em vigor, consistindo as referidas acções de duração trimestral em medições dos principais parâmetros definidores da QEE em:

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



Equipamentos usados nas acções de monitorização da QEE.

Estas medições visam determinar a caracterização global da Qualidade e Continuidade da Energia Eléctrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros definidos no Anexo A, tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da Tensão;
- Valor Eficaz da Tensão;
- Tremulação/Flicker da Tensão;
- Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões;
- Distorção Harmónica da Tensão.

Em complemento, registam-se também, por regra, as cavas de tensão, em número, profundidade e duração, as sobretensões à frequência industrial, em nível e 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 acções de monitorização da QEE mencionadas no presente relatório respeitam os requisitos definidos no ponto 4, do Anexo IV, do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Acções de Monitorização da QEE Realizadas no Âmbito do Plano de 2009

As acções de monitorização de periodicidade trimestral desenvolvidas ao longo de 2009, incidiram em 101 Subestações (SE) de AT/MT, regularmente distribuídas pelas três grandes regiões do país, Norte, Centro e Sul, com medições nos seus 166 barramentos de MT.



Parque de linhas de SE de AT/MT

Foram também efectuadas monitorizações de periodicidade trimestral nos Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT) de 166 PTD pertencentes a concelhos espalhados pelo País, tendo-se aqui igualmente procurado manter certo equilíbrio regional.

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

No quadro seguinte, referente à monitorização da QEE em 2009, encontram-se reunidos e avaliados, de forma abreviada, os valores globais das acções realizadas em barramentos MT e nos PTD (lado BT).

Em anexo apresentam-se igualmente quadros mais pormenorizados das acções realizadas em cada trimestre, com os respectivos indicadores de qualidade apurados.

| Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QCT da EDP Distribuição de 2009 - Periodicidade Trimestral | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------|-------------------------|------------------------------|--------------------|--------|-----|-----------------------------------|-----|--------------------------|--------------------------------------|-----------|-----|------|---|---|--|--------|--|--|
| Perturbações em Reg. Transitório | | | | | | | | | | | | Perturbações em Regime Permanente | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | U < 0,01 Un Int Serv | | | Parâm. fora dos limites (perc. 95) | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cavos | | | | | | | | | | | | Uef | | Distorção Harm da Tensão | | Flic/Trem | | Udes | | F | | Observ | | |
| Nº Barr MT c/ Cavas | Nº Barr em Barr MT c/ Cavas | Nº PTD c/ Cavas | Nº Cavas em Barr MT c/IS | Nº Total IS em Barr MT c/ IS | Nº Total IS em PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | | | | | | | |
| Ano | Nº SE AT/MT monit. | Nº Barr (MT) AT/MT monit. | Nº Barr (MT) Não Conf | Nº PTD Monit. | Nº PTD Não Conf. | Nº Barr MT c/ Cavas | Nº Barr em Barr MT c/IS | Nº Total IS em Barr MT c/ IS | Nº Total IS em PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | | | | | | | |
| 2009 | 101 | 166 | 19 | 166 | 75 | 166 | 6,466 | 166 | 5,409 | 71 | 437 | 82 | 819 | 33 | 17 | 12 | 3 | 49 | 1 | | | | | |

No presente relatório, consideram-se como não conformidades situações em que, nas medições efectuadas, 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 perturbação sensível nas instalações dos clientes, como referido adiante.

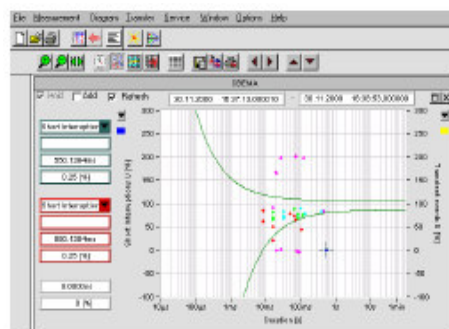
Nos pontos seguintes, estes indicadores principais da Qualidade Técnica de Serviço serão objecto de análise, dando-se explicações mais pormenorizadas quanto às situações de não conformidade verificadas.

5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT

Cavas de Tensão em Barramentos de MT

Como tem sido regra nestes relatórios, 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.

Considera-se, contudo, oportuno recapitular, neste ponto, alguma informação de carácter genérico sobre o fenómeno das cavas de tensão.



Na figura anterior apresenta-se um exemplo de registos e avaliação de cavas de tensão com curva CBEMA.

Considera-se, contudo, oportuno recapitular, neste ponto, alguma informação de carácter genérico sobre o fenómeno das cavas de tensão.

A EDP Distribuição, tal como outras empresas suas congéneres, mantém serviços especializados de aconselhamento técnico direccionado aos clientes com actividades industriais ou económicas particularmente sensíveis à manifestação deste tipo de perturbação. Importa, contudo, salientar, que estes clientes devem adoptar medidas e procedimentos específicos, tecnicamente exequíveis, que permitam minorar as suas eventuais consequências desde que não excedam os limites estabelecidos.

O fenómeno das cavas de tensão está normalmente associado à ocorrência de defeitos eléctricos – curto-circuitos – inerentes à exploração de redes eléctricas, sendo as suas causas e origens de natureza muito diversa, em grande parte imprevisíveis e inevitáveis.

A EDP Distribuição tem posto em prática 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 e, em todo o caso, visando sempre a limitação dos seus possíveis efeitos nocivos.

No que concerne aos dados de 2009 atingiu-se um número total de 6 466 cavas de tensão. Este valor foi contabilizado segundo o método da agregação temporal de 1 minuto, como recomendado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

Conforme se pode ver no quadro global, em anexo, com apuramento dos dados por trimestre, o 1.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (2 227) e as áreas operacionais com barramentos de MT mais afectados foram as de Caldas da Rainha, com 512 (23 %) cavas, seguida da de Viana de Castelo, com 510 (22,9 %).

O facto de a maior parte destas áreas operacionais incluir extensas zonas rurais, onde predominam as redes aéreas, naturalmente mais expostas aos efeitos perturbadores das condições atmosféricas e demais fenómenos climáticos, contribui para que sejam estas as zonas mais afectadas pelos defeitos eléctricos e consequentemente por cavas de tensão.

Este fenómeno das cavas de tensão tende a tornar-se mais intenso nos períodos em que ocorrem maior número de intempéries, em que predominam ventos e chuvas fortes, neblinas e nevoeiros, situações genericamente tipificadas como temporais.

Refira-se, no entanto, que a maioria destas cavas de tensão são de amplitude moderada, no intervalo de $0,10 U_n < U_d \leq 0,30 U_n$, bem como de duração bastante reduzida. Normalmente, uma parte significativa delas, variável entre 40 a 60 %, extingue-se nos primeiros 100 ms, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

Nos quadros seguintes, apresenta-se uma distribuição das cavas de tensão: no primeiro, o universo tratado foi o das 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 a totalidade das cavas, quanto a profundidades, i.e., $0,01 U_n \leq U < 0,9 U_n$, mantendo-se a sua repartição por iguais intervalos de tempo de duração.

Balanco da QEE da EDPD em 2009 - Cavas de Tensão - Caracterização em Profundidade e Duração

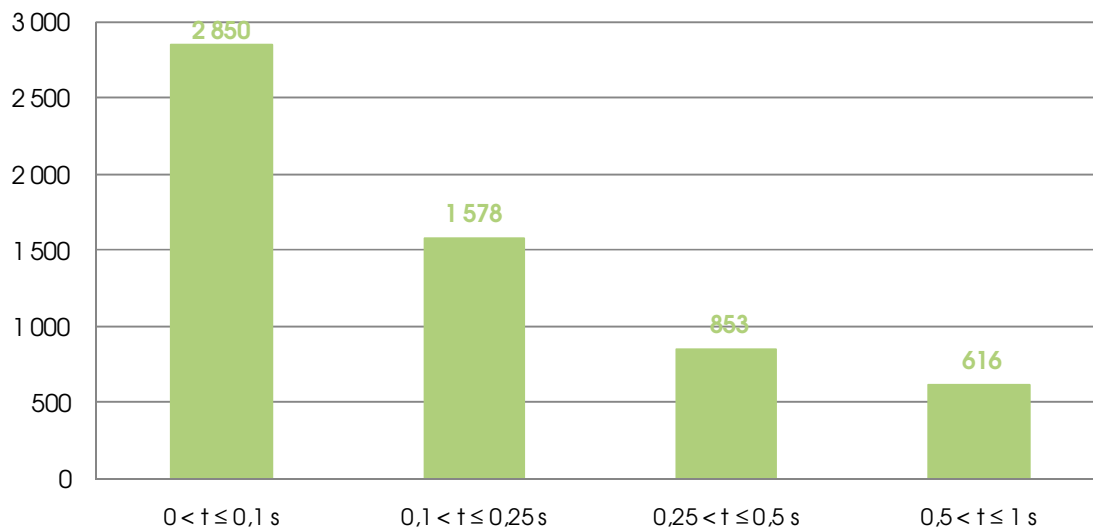
| Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de Un (0,7 Un ≤ U < 0,9 Un) em Barr. MT | | | | | | | | | | |
|---|---------------|---------------|------------------|---------------|------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| | 0 < t ≤ 0,1 s | | 0,1 < t ≤ 0,25 s | | 0,25 < t ≤ 0,5 s | | 0,5 < t ≤ 1 s | | 0 < t ≤ 1 s | |
| 1º Trim | 631 | 28,33% | 337 | 15,13% | 189 | 8,49% | 118 | 5,30% | 1 275 | 57,25% |
| 2º Trim | 408 | 36,11% | 201 | 17,79% | 68 | 6,02% | 62 | 5,49% | 739 | 65,40% |
| 3º Trim | 233 | 19,47% | 216 | 18,05% | 36 | 3,01% | 40 | 3,34% | 525 | 43,86% |
| 4º Trim | 675 | 35,30% | 269 | 14,07% | 153 | 8,00% | 145 | 7,58% | 1 242 | 64,96% |
| Totais | 1 947 | 30,11% | 1 023 | 15,82% | 446 | 6,90% | 365 | 5,64% | 3 781 | 58,48% |

| 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 | 825 | 37,05% | 623 | 27,97% | 377 | 16,93% | 210 | 9,43% | 2 035 | 91,38% |
| 2º Trim | 553 | 48,94% | 271 | 23,98% | 142 | 12,57% | 84 | 7,43% | 1 050 | 92,92% |
| 3º Trim | 669 | 55,89% | 291 | 24,31% | 80 | 6,68% | 65 | 5,43% | 1 105 | 92,31% |
| 4º Trim | 803 | 42,00% | 393 | 20,55% | 254 | 13,28% | 257 | 13,44% | 1 707 | 89,28% |
| Totais | 2 850 | 44,08% | 1 578 | 24,40% | 853 | 13,19% | 616 | 9,53% | 5 897 | 91,20% |

Tal como em 2008, a avaliação das cavas, por medidas e por eventos, em 2009, foi feita com base no método da agregação temporal a 1 minuto, pelo que os valores apurados nos quadros acima não serão directamente comparáveis com os apresentados em 2007. Comparativamente a 2008, e utilizando o mesmo critério, regista-se uma melhoria da percentagem de cavas de tensão com duração inferior a 1 minuto – em 2008 registou-se um valor de 83% e em 2009 cerca de 91 % .

Na figura seguinte, apresenta-se um gráfico com a distribuição temporal 0 < t ≤ 1s das cavas de tensão em barramentos de MT, em 2009.

Duração de cavas de tensão em barramento MT



No entanto as considerações anteriores, não significam que os defeitos na rede tenham tido um tempo de eliminação mais elevado, em consequência de actuações menos rápidas dos sistemas de protecção. Pelo contrário, dada a introdução de sistemas de protecção de concepção mais moderna, digitais, mais rápidos na sua operação interna e, em consequência da reformulação de critérios e planos de coordenação destes sistemas, têm sido alcançados tempos de eliminação de defeitos, em geral, inferiores aos anteriormente registados.

Relembra-se aqui o que estipula o Anexo IV do RQS em vigor quanto aos métodos de agregação de medidas e de eventos para a avaliação do fenómeno das cavas de tensão ocorridas na rede:

- Agregação de Medidas – Na contabilização deste tipo de perturbação das redes eléctricas – 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 : i) a sua profundidade será a da cava mais profunda (ΔU_{\max}) efectivamente ocorrida ; ii) 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 reflectir 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 nosso caso, 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 efectivamente ocorridos: monofásicos, polifásicos, com as fases simultaneamente afectadas 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.

Reitera-se a este propósito que, de acordo com normas e estudos internacionais, os equipamentos eléctricos e electrónicos, para além dos normais requisitos de compatibilidade electromagnética, devem também ser dimensionados de modo a suportar cavas de tensão de profundidade moderada, permanecendo em funcionamento em situações de perturbação moderada na rede.

Na realidade, a maioria dos equipamentos eléctricos consegue suportar cavas de tensão até 30 a 40 % da U_n , desde que a sua duração não ultrapasse os 500 ms, situação que maioritariamente se verifica nas nossas redes de MT.

Alguns equipamentos electrónicos, todavia, são sensíveis a cavas mesmo moderadas, quer em profundidade – a partir de 20% de U_n –, quer em duração, com $0,01 < t_d < 100$ ms. Nestes casos, caberá principalmente aos clientes, industriais, em especial, avaliar bem 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 e a potência em questão.

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

Interrupções de Fornecimento em Barramentos de MT

Deve desde logo referir-se que os tempos associados a estas interrupções têm vindo progressivamente a baixar, quer por ocorrência, quer na sua totalidade, em resultado da rapidez de actuação na reposição do serviço.

No respeitante a interrupções de serviço efectivamente ocorridas, situação em que $U < 0,01 U_n$, foram afectados por esta perturbação 71 barramentos de MT (43%) dos 166 monitorados, num total de 437 interrupções.

Note-se, todavia, que, em geral, estas interrupções são de curta duração, dada a prontidão de actuação 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.

Outros Parâmetros Avaliados e Situações de não Conformidade com o Regulamento da Qualidade de Serviço em barramentos de MT

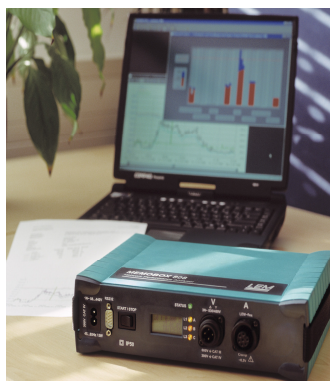
Em 2009, o indicador de não conformidade maioritariamente registado foi o do conteúdo harmónico da tensão, particularmente na sua componente U5h.

Neste âmbito, verificaram-se 19 barramentos de MT (11%) em situação de não conformidade regulamentar, com 21 parâmetros NC (não conformes), sendo nestes o parâmetro NC mais frequente o da distorção harmónica da tensão com 17 (81%), 3 casos (14,3%) no da tremulação/flicker da tensão e 1 (4,8%) no do desequilíbrio da tensão (U_d).

5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT)

Nos pontos seguintes, indicam-se e comentam-se também os valores dos parâmetros mais representativos da qualidade da energia eléctrica registada nos 166 Postos de Transformação (PTD) monitorados, segundo o Plano seguido.

Na figura seguinte, apresenta-se outro exemplo de equipamento de monitorização da QEE.



Cavas de Tensão em PTD

Analogamente a 5.4.1, refere-se que o número de cavas registadas em PTD foi apurado considerando a agregação temporal de 1 minuto, como estipulado no Anexo IV Regulamento da Qualidade de Serviço.

No que se refere a este tipo de fenómeno, verificou-se um total de 5 409 cavas de tensão nos 166 PTD monitorados.

Conforme também se pode ver no quadro global, em anexo, com apuramento dos dados por trimestre, no caso dos PTD, o 4.º trimestre foi aquele em que ocorreu um número mais elevado de cavas de tensão (2 002) e as áreas operacionais com PTD mais afectadas foram as de Portalegre, com 283 (14%) cavas, seguida da de Évora com 282 (14 %) e da de Vila Real com 175 (9 %), representando este conjunto cerca de 37 % do total das cavas registadas nos 166 PTD monitorados.

Refira-se igualmente 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 na grande maioria das instalações dos clientes.

Analogamente ao efectuado a propósito das cavas em barramentos de MT, nos quadros seguintes, apresenta-se uma 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 (Un), 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.

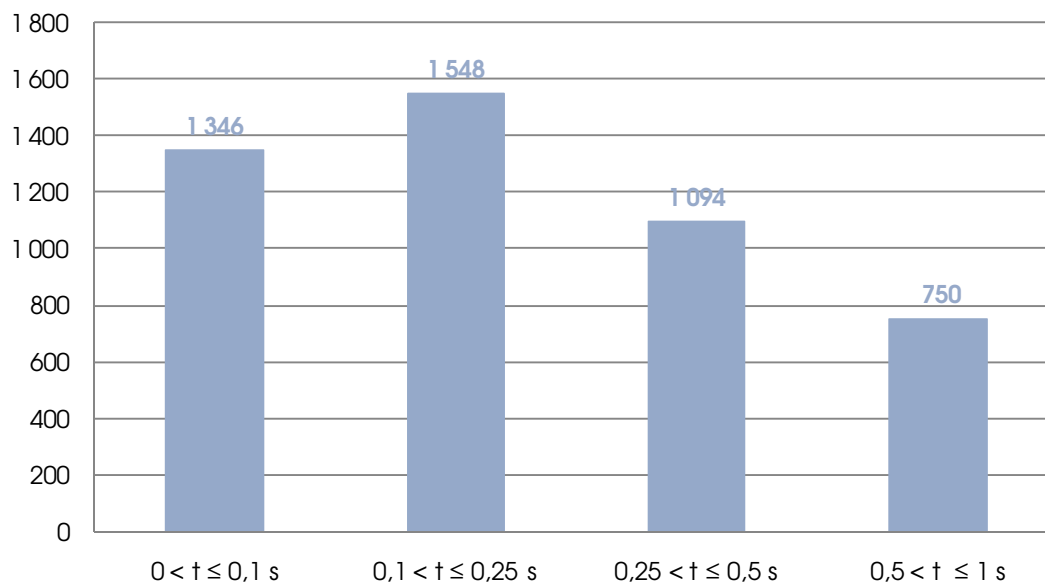
| Cavas de Tensão com Profundidade até 30 % de U_n ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$) em PTD | | | | | | | | | | |
|--|---------------|--------|------------------|--------|------------------|--------|---------------|--------|-------------|--------|
| | 0 < t ≤ 0,1 s | | 0,1 < t ≤ 0,25 s | | 0,25 < t ≤ 0,5 s | | 0,5 < t ≤ 1 s | | 0 < t ≤ 1 s | |
| 1º Trim | 259 | 19,14% | 254 | 18,77% | 209 | 15,45% | 146 | 10,79% | 868 | 64,15% |
| 2º Trim | 194 | 26,01% | 128 | 17,16% | 56 | 7,51% | 40 | 5,36% | 418 | 56,03% |
| 3º Trim | 390 | 29,82% | 260 | 19,88% | 105 | 8,03% | 85 | 6,50% | 840 | 64,22% |
| 4º Trim | 401 | 20,03% | 425 | 21,23% | 311 | 15,53% | 198 | 9,89% | 1 335 | 66,68% |
| Totais | 1 244 | 23,00% | 1 067 | 19,73% | 681 | 12,59% | 469 | 8,67% | 3 461 | 63,99% |

| 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 | 297 | 21,95% | 378 | 27,94% | 299 | 22,10% | 219 | 16,19% | 1 193 | 88,17% |
| 2º Trim | 209 | 28,02% | 229 | 30,70% | 129 | 17,29% | 90 | 12,06% | 657 | 88,07% |
| 3º Trim | 421 | 32,19% | 375 | 28,67% | 199 | 15,21% | 131 | 10,02% | 1 126 | 86,09% |
| 4º Trim | 419 | 20,93% | 566 | 28,27% | 467 | 23,33% | 310 | 15,48% | 1 762 | 88,01% |
| Totais | 1 346 | 24,88% | 1 548 | 28,62% | 1 094 | 20,23% | 750 | 13,87% | 4 738 | 87,59% |

Cabem aqui as mesmas explicações introduzidas no capítulo das cavas de tensão em barramentos de MT, no que respeita à comparação de dados sobre tempos de duração de cavas em PTD, em 2009, em confrontação com os de anos anteriores a 2008.

Apresenta-se a seguir um gráfico com a distribuição temporal $0 < t \leq 1$ s das cavas de tensão registadas em PTD (lado BT), em 2009.

Duração de cavas de tensão em PTD



Interrupções de Serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 82 (49%) PTD, num total de 819 interrupções, tendo sido no 4º trimestre que se verificou o maior número (391) de interrupções de serviço. Os PTD mais afectados foram os da Área Operacional de Feira, com 106 interrupções de serviço, seguindo-se os da Área Operacional de Guimarães, com 66 e os da Área Operacional de Setúbal com 40.

As mesmas observações tecidas a propósito destas ocorrências em barramentos de MT, podem transpor-se para aqui, ou seja, na sua maioria, as interrupções de serviço dos PTD monitorados foram também de curta duração, com excepção de alguns casos de PTD da zona Oeste do País, bastante fustigada pelos temporais do final do ano (temporal na região Oeste ocorrido no dia 23 de Dezembro).

Outros Parâmetros Avaliados e Situações com Registo de não Conformidade com o RQS em PTD

Neste âmbito, foram registados 75 PTD (45 %) em situação de não conformidade, com 94 parâmetros NC (não conformes), sendo nestes o parâmetro NC mais frequente o da tremulação/flicker da tensão com 49 (52 %), seguido do parâmetro do valor eficaz da tensão com 33 casos (35 %) e do da distorção harmónica da tensão com 12 casos (13 %).

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

5.3.5. Outras Acções de Monitorização da QEE Complementares ao Plano Anual

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

No seu total, i.e., contabilizando todas as acções de monitorização da QEE desenvolvidas pela Empresa, incluindo as do Plano Regular, o número de horas atingido em 2009 foi de 807 583, o que representa um incremento de 3,5% em relação ao esforço realizado no ano anterior.

São ainda de referir as acções de monitorização realizadas ao nível da baixa tensão em instalações de clientes, por iniciativa da Empresa ou na sequência de reclamações relativas às características da tensão. Em 2009, procedeu-se à instalação de equipamentos de monitorização (analisadores de rede) totalizando cerca de três mil acções, lançadas e acompanhadas pelas DRC.

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 actividades 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 EE.

Em caso de dúvidas ou de reclamações, neste âmbito, por parte dos clientes, pode justificar-se a programação, com eles concertada, de acções complementares de Monitorização da QEE fornecida pela EDP Distribuição.

Estas acções são, em regra, objecto 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 de todas as perturbações ou anomalias comunicadas e posteriormente confirmadas pelos serviços técnicos da Empresa.

5.3.6. Conclusões

A avaliação global que se pode traçar a partir dos indicadores apresentados e comentados ao longo do capítulo do presente Relatório expressamente dedicado à vertente técnica, permite classificar como geralmente bons os valores dos parâmetros e indicadores mais representativos da QEE das instalações da EDP Distribuição, registados nas medições para o efeito realizadas.

Apesar dos aumentos nos registos de parâmetros em situação de Não Conformidade (NC), relativamente a 2008, quer nos barramentos de MT das SE de AT/MT, quer nos PTD (lado BT), sob monitorização em 2009, o tipo de parâmetros abrangidos nesta situação, bem como o nível das NC atingido, levam a que o seu significado possa ser analisado com relativo conforto, tendo ainda em conta que as condições climatéricas adversas registadas durante o ano de 2009, em especial a tempestade Klaus ocorrida no mês de Janeiro e o temporal ocorrido na região Oeste no mês de Dezembro, foram invulgarmente gravosas.

Na realidade, no seu conjunto – Barramentos de MT e PTD (BT) – os 3 parâmetros da QEE responsáveis pelo aumento das NC foram os de:

1. **Tremulação/Flicker da Tensão** : na maioria dos casos em PTD (94%), com ligeiras ultrapassagens do valor máximo admissível do P_{It} ;
2. **Uef** : na maioria das situações, como antes referido, por saídas de curta duração temporal dos valores de U da banda regulamentar da variação da U_{ef} : $0,9 U_n \leq U \leq 1,1 U_n$, ou seja, sem repercussão significativa para a maioria dos clientes;
3. **Distorção Harmónica da Tensão** : com principal incidência na U_{5h} , cujo valor máximo admissível ($U_{5h}=6\%$) surge ligeiramente ultrapassado, na maioria dos casos de NC provocados por este parâmetro;

A EDP Distribuição, como sempre, acompanha internamente todas as situações de NC detectadas, desencadeando com oportunidade acções correctivas 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 constam a distribuição de tipo de cargas por barramentos, a análise dos parâmetros dos sistemas de protecção, a alteração dos horários de funcionamento das baterias de condensadores e o ajuste das tomadas de transformadores de distribuição. Em 2009 foram desencadeadas cerca de 90 intervenções deste género, o que pressupõe que a maioria das não conformidades detectadas durante o plano de monitorização tenham sido resolvidas.

Desta forma, pode concluir-se que a qualidade da energia eléctrica avaliada nas instalações sob monitorização em 2009, atingiu, como habitualmente, um elevado patamar, apesar das tempestades e das intempéries que assolaram o País, particularmente no final de 2009.

Como em anos anteriores, a EDP Distribuição mantém em curso acções 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 privados de energia eléctrica, sobretudo pela multiplicação da instalação de Parques Eólicos, por todo o País, a que acresce um número cada vez mais significativo de microprodutores directamente ligados nas redes de BT da EDP Distribuição (no final de 2009 estavam ligados cerca de 4000 microgeradores).

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 correctivo 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 eléctrica, continuará apostada em desenvolver todos os seus esforços, operacionais e de investimento, no sentido de tornar o funcionamento da Rede globalmente mais fiável e, no que respeita aos indicadores típicos de Qualidade, procurando harmonizá-los o mais possível nas diferentes regiões do País, aproximando aquelas em que se registam indicadores de menor qualidade das que já exibem indicadores de níveis superiores.

A EDP Distribuição, continua empenhada em criar as condições favoráveis à existência de uma rede o menos vulnerável possível aos incidentes a que qualquer Rede Eléctrica, naturalmente, se encontra sujeita, debaixo de contingências muito variáveis e de grande imprevisibilidade.

5.4. Ocorrências mais significativas

Como ocorrências consideradas mais significativas, foram seleccionados alguns incidentes de origem RNT, AT e MT, seguindo o critério do valor de END, ou ENF (protocolo operação/condução REN/EDP) para incidentes de origem RNT, danos resultantes do incidente e perturbações a clientes.

5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte

Incidente de 05/08/2009 – Distrito de Lisboa

Com início às 03h00, falta de Tensão no Injector Trajouce devido a disparo dos 3 Transformadores de Potência (TP's) 220/60kV da REN. Foram afectadas as Subestações: Ranholas, Capa Rota, Birre, Alcoitão, Estoril, Abóbada, Parede, Leão, Figueirinha, Rio de Mouro, foi ainda afectado o Posto de Corte de Zambujal (Barramento 2), a que estão agregadas as Subestações de Zambujal, Miraflores (TP2), Central Tejo (TP1), Boavista (TP2), tendo originado uma ENF de 55,26 MWh e afectado 262 316 clientes.

Incidente de 23/05/2009 – Distrito de Leiria

Ocorrido às 14h46, com origem no painel de AT da Subestação da Batalha (REN) - Fátima na REN. O incidente contabilizou uma ENF de 44,38 MWh e afectou 107 190 clientes. Foram afectados todas as subestações alimentadas pelo injecto Batalha (REN), provocando disparo das saídas adjacentes e levando a actuação das funções de automatismo de deslastre de tensão das Subestações da rede de distribuição alimentadas por este injecto.

5.4.2. Condições Atmosféricas Adversas

Registaram-se durante 2009, condições climáticas bastante adversas, em particular os dois temporais ocorridos no mês de Janeiro (Temporal Klaus) e no mês de Dezembro na região Oeste. Estes temporais caracterizaram-se por ventos de intensidade excepcional (registaram-se rajadas de vento com intensidade superior a 200 km/h), chuva muito forte e queda de neve.

Estas condições afectaram severamente as redes eléctricas e provocaram um elevado número de anomalias na rede de distribuição num curto período de tempo e um elevado número de fragilidades responsáveis pela ocorrência de avarias nos dias seguintes.

A. Tempestade Klaus – 23 e 24 de Janeiro

Nos dias 23 e 24 de Janeiro de 2009, as regiões Norte e Centro do País estiveram sujeitas a um forte temporal (Temporal Klaus) que afectou de forma muito significativa, a rede de distribuição, essencialmente as redes de MT e BT. Tendo sido registadas um total de 304 ocorrências, correspondendo a um valor de 712,70 MWh de energia não distribuída e a 8,73 min de TIEMT.

B. Temporal de 23 de Dezembro

No dia 23 de Dezembro de 2009, com maior incidência nas regiões do Oeste e Barlavento Algarvio estiveram sujeitas a condições atmosféricas extraordinárias que afectaram, de forma significativa a rede de distribuição, com especial incidência nas redes de MT e BT. Tendo sido registadas um total de 276 ocorrências, correspondendo a um valor de 2222,94 MWh de energia não distribuída e a 28,05 min de TIEMT.

5.4.3. Outras ocorrências significativas

Incidente de 29/11/2009 – Distrito de Vila Real

Ocorrido às 00h18, com o disparo do Transformador de Potência 2 da Subestação de Chaves. Quando se procedia à reposição de serviço do barramento 2 de MT, ocorreu o deslastre de todas as saídas MT, seguido do disparo do Transformador de Potência 1. Este incidente originou uma END de 60,90 MWh e afectou 26 637 clientes.

Incidente de 23/10/2009 – Distrito de Leiria

Ocorrido à 01h07, com o disparo na Subestação de ANDRINOS - Leiria dos disjuntores de 60 e 15kV do Transformador de Potência 1. Este disparo foi causado por anomalia no cabo MT de ligação do transformador de Potência. Este incidente originou uma END de 35,76 MWh e afectou 19 466 clientes.

5.5. Acções relevantes para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico

Assumindo o compromisso de orientação para o cliente, deu-se cumprimento a importantes realizações que, no seu todo, deram um contributo para a melhoria da Qualidade de Serviço técnica da rede de distribuição e, consequentemente, do serviço prestado ao cliente.

Com o objectivo de garantir a expansão da rede, a ligação dos consumidores e produtores de energia e a melhoria da qualidade de serviço da rede, a EDP Distribuição realizou em 2009 um investimento total na ordem dos 320 milhões de Euros, destacando-se pela sua relevância a construção de novas subestações AT/MT e respectivas linhas de ligação, a automatização da rede de MT com instalação de

mais pontos telecomandados (atingiu-se em 2009 o número de 2750 órgãos telecomandados), a normalização de projectos e a renovação dos sistemas de protecção, comando e controlo.

Também durante o ano de 2009 foram aplicados cerca de 43 Milhões de Euros no Plano de Manutenção dos activos da rede, destacando-se, pela sua importância, as seguintes acções: a inspecção termográfica das linhas AT e MT com monitorização da distância a obstáculos, a avaliação das condições técnicas dos cabos subterrâneos das redes AT e MT e a monitorização das condições técnicas dos Transformadores de Potência AT/MT. Nesta última acção, desenvolveu-se um projecto-piloto de monitorização em tempo real da condição deste tipo de equipamento.

Pelo significativo contributo para a qualidade de serviço técnico e pelo grande envolvimento da estrutura da EDP Distribuição, destacam-se as seguintes iniciativas:

- Programa Distribuição 2010, que incluiu vários projectos de melhoria da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição, nomeadamente: normalização de soluções técnicas, incremento da automatização da rede de Média Tensão, aplicação de um Guia de Coordenação de Isolamento, desenvolvimento e aplicação de um Guia de Regulação dos Sistemas de Protecção da Rede de Alta e Média Tensão e optimização dos procedimentos de gestão dos activos técnicos das redes de distribuição.
- Desenvolvimento de planos específicos de melhoria da QST das redes de distribuição em zonas onde os indicadores de qualidade de serviço apresentavam maiores assimetrias face à média da EDP Distribuição ou o grau de exigência dos padrões de qualidade de serviço são mais elevados (ex: Zonas A e capitais de distrito); Durante o ano de 2009 foram lançados planos específicos para as redes existentes nos distritos de Aveiro, Leiria e Lisboa.
- Revisão do Plano Operacional de Actuação em Crise (POAC) da empresa e realização de acções de divulgação envolvendo a área operacional da empresa, o qual foi aplicado no temporal de 23 de Dezembro 2009.
- Actualização dos planos de contingência por falha das principais instalações das redes de AT e MT, contribuindo, desta forma, para a minimização dos tempos de interrupção de serviço e consequente diminuição da energia não fornecida aos Clientes.
- Realização do plano anual de monitorização da Qualidade de Energia Eléctrica (QEE) nas redes de distribuição em conformidade com o previsto no RQS; da concretização deste plano resultou a elaboração de relatórios de análise e a implementação de um número importante de acções de melhoria, como mencionado no capítulo referente à QEE.
- Optimização do desempenho do novo sistema de gestão de incidentes (Rede Activa), aplicação que tinha entrado em produtivo em 2008, e desenvolvimento de interfaces com os restantes sistemas técnicos da empresa; destaca-se a entrada em regime experimental, no final de 2009, do interface automático entre o sistema de supervisão

da rede (SCADA) e o Rede Activa que irá permitir a automatização de todo o ciclo de gestão da avarias.

- Desenvolvimento de uma nova aplicação informática para análise e tratamento de toda a informação de qualidade de serviço técnico com o objectivo de optimizar a capacidade de tratamento da informação geradas nas redes de distribuição e garantir resposta às novas exigências de disponibilização de informação (Exemplo: tratamento da informação de QS por Distrito). Esta nova aplicação foi colocada em produtivo em Fevereiro de 2010.

A EDP Distribuição enquanto titular da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em Média e Alta Tensão no território do Continente, procedeu também em 2008 à elaboração do primeiro Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD), cuja aplicação teve início em 2009.

ANEXO 1

Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

TIEPIMT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2009

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 | 0,01 | 0,38 | 31,36 | 0,01 | | 31,04 | 1,98 | 27,55 | 4,01 | 0,95 | 0,71 | 2,72 | | 2,84 | 103,56 | 103,57 |
| Porto | 0,10 | 0,27 | 17,39 | 0,05 | | 12,71 | 0,60 | 34,00 | 7,19 | 0,53 | 0,64 | 4,21 | | 0,80 | 78,39 | 78,49 |
| Mondego | 0,26 | 2,95 | 28,46 | 0,04 | | 37,03 | 2,37 | 29,85 | 4,17 | 1,35 | 0,47 | 3,98 | | 2,43 | 113,11 | 113,36 |
| Tejo | 0,39 | 3,47 | 65,75 | 0,02 | | 34,77 | 13,17 | 89,90 | 8,28 | 0,42 | 1,94 | 20,48 | | 5,03 | 243,22 | 243,61 |
| Lisboa | | 0,71 | 11,29 | 0,04 | | 9,91 | 2,65 | 58,84 | 8,60 | 0,70 | 1,27 | 5,33 | | 6,35 | 105,68 | 105,68 |
| Sul | 0,06 | 1,16 | 20,25 | | | 19,54 | 11,25 | 51,17 | 4,71 | 0,47 | 0,84 | 2,32 | | 8,05 | 119,76 | 119,82 |
| EDP Distribuição | 0,12 | 1,25 | 26,36 | 0,03 | | 21,27 | 4,47 | 49,04 | 6,65 | 0,71 | 1,01 | 6,40 | | 4,13 | 121,33 | 121,44 |

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 | 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

END MT (MWh) Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2009

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 | 0,14 | 4,07 | 343,65 | 0,08 | | 342,65 | 21,73 | 297,30 | 43,77 | 10,11 | 7,40 | 30,82 | | 31,75 | 1 133,33 | 1 133,48 |
| PORTO | 1,77 | 4,41 | 279,44 | 0,77 | | 205,28 | 9,50 | 535,39 | 117,73 | 8,56 | 10,24 | 67,64 | | 12,73 | 1 251,71 | 1 253,49 |
| MONDEGO | 1,88 | 22,53 | 219,37 | 0,29 | | 280,26 | 18,34 | 224,83 | 31,55 | 10,80 | 3,45 | 29,91 | | 17,97 | 859,29 | 861,17 |
| TEJO | 3,85 | 35,21 | 676,82 | 0,18 | | 345,35 | 137,16 | 918,38 | 85,33 | 4,27 | 19,93 | 208,47 | | 48,58 | 2 479,67 | 2 483,52 |
| LISBOA | | 13,33 | 209,33 | 0,80 | | 193,56 | 50,19 | 1.105,75 | 170,68 | 13,48 | 24,14 | 93,87 | | 120,62 | 1 995,77 | 1 995,77 |
| SUL | 0,46 | 8,38 | 150,85 | | | 143,35 | 82,87 | 367,95 | 36,33 | 3,44 | 5,88 | 17,24 | | 57,85 | 874,15 | 874,61 |
| EDP Distribuição | 8,11 | 87,93 | 1 879,46 | 2,13 | | 1 510,45 | 319,81 | 3 449,6 | 485,39 | 50,67 | 71,03 | 447,94 | | 289,50 | 8 593,93 | 8 602,04 |

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 Fortuítos 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: 2009

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 | 0,00 | 0,03 | 0,84 | 0,00 | | 0,67 | 0,10 | 0,73 | 0,10 | 0,06 | 0,05 | 0,06 | | 0,15 | 2,79 | 2,79 |
| PORTO | 0,00 | 0,02 | 0,46 | 0,00 | | 0,47 | 0,04 | 0,80 | 0,16 | 0,05 | 0,05 | 0,09 | | 0,04 | 2,19 | 2,19 |
| MONDEGO | 0,01 | 0,15 | 0,91 | 0,00 | | 1,31 | 0,16 | 0,84 | 0,13 | 0,13 | 0,04 | 0,11 | | 0,14 | 3,93 | 3,94 |
| TEJO | 0,00 | 0,13 | 0,97 | 0,00 | | 0,96 | 0,33 | 1,48 | 0,15 | 0,02 | 0,08 | 0,33 | | 0,15 | 4,62 | 4,62 |
| LISBOA | | 0,03 | 0,24 | 0,00 | | 0,24 | 0,09 | 1,00 | 0,07 | 0,04 | 0,04 | 0,10 | | 0,17 | 2,05 | 2,05 |
| SUL | 0,00 | 0,05 | 0,42 | | | 0,53 | 0,26 | 1,24 | 0,08 | 0,02 | 0,03 | 0,07 | | 0,22 | 2,92 | 2,93 |
| EDP Distribuição | 0,00 | 0,07 | 0,66 | 0,00 | | 0,71 | 0,16 | 1,01 | 0,12 | 0,05 | 0,05 | 0,13 | | 0,14 | 3,13 | 3,13 |

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 | 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

SAIDI MT (min)

Análise por DRC / EDP Distribuição

Ano: 2009

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 | 0,01 | 0,57 | 56,82 | 0,01 | | 46,57 | 2,21 | 36,24 | 4,70 | 0,96 | 1,00 | 3,22 | | 3,94 | 156,24 | 156,25 |
| PORTO | 0,25 | 0,32 | 28,43 | 0,05 | | 22,54 | 0,70 | 45,34 | 11,63 | 0,73 | 0,93 | 6,27 | | 1,10 | 118,03 | 118,27 |
| MONDEGO | 0,82 | 4,58 | 53,51 | 0,06 | | 74,84 | 2,95 | 42,07 | 7,17 | 1,96 | 0,50 | 5,21 | | 3,83 | 196,68 | 197,50 |
| TEJO | 0,55 | 4,34 | 88,09 | 0,04 | | 50,01 | 12,96 | 107,78 | 11,41 | 0,49 | 2,48 | 22,68 | | 5,54 | 305,83 | 306,39 |
| LISBOA | | 1,17 | 17,29 | 0,03 | | 16,96 | 2,33 | 78,92 | 10,65 | 1,03 | 1,20 | 4,70 | | 8,79 | 143,05 | 143,05 |
| SUL | 0,19 | 1,62 | 34,42 | | | 39,00 | 8,99 | 72,56 | 4,79 | 0,59 | 0,92 | 4,42 | | 12,00 | 179,31 | 179,50 |
| EDP Distribuição | 0,31 | 2,14 | 48,25 | 0,03 | | 42,27 | 5,04 | 63,87 | 8,47 | 0,96 | 1,21 | 8,12 | | 5,61 | 185,97 | 186,28 |

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: 2009

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 | 0,00 | 0,04 | 0,93 | 0,00 | | 0,78 | 0,14 | 0,97 | 0,16 | 0,16 | 0,10 | 0,06 | | 0,15 | 3,51 | 3,51 |
| PORTO | 0,00 | 0,02 | 0,48 | 0,00 | | 0,46 | 0,08 | 1,05 | 0,21 | 0,14 | 0,05 | 0,08 | | 0,03 | 2,60 | 2,60 |
| MONDEGO | 0,02 | 0,17 | 1,14 | 0,00 | | 1,67 | 0,18 | 1,22 | 0,27 | 0,24 | 0,05 | 0,21 | | 0,19 | 5,33 | 5,35 |
| TEJO | 0,04 | 0,26 | 0,97 | 0,00 | | 1,01 | 0,58 | 1,81 | 0,28 | 0,04 | 0,10 | 0,58 | | 0,31 | 5,95 | 5,99 |
| LISBOA | 0,00 | 0,07 | 0,24 | 0,00 | | 0,14 | 0,12 | 1,06 | 0,09 | 0,05 | 0,08 | 0,19 | | 0,19 | 2,23 | 2,23 |
| SUL | 0,03 | 0,11 | 0,49 | | | 0,39 | 0,35 | 1,21 | 0,15 | 0,04 | 0,05 | 0,04 | | 0,22 | 3,04 | 3,07 |
| EDP Distribuição | 0,01 | 0,10 | 0,65 | 0,00 | | 0,66 | 0,21 | 1,18 | 0,18 | 0,11 | 0,07 | 0,19 | | 0,17 | 3,51 | 3,52 |

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 Inicialiva 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: 2009

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: Todas

| Unidade Organizativa | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|----------------------|-----------|------------|--------|------|-----|--------|---------|--------|-------|-------|------|-------|-----|-------|--------|--------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| NORTE | 0,02 | 0,67 | 60,44 | 0,00 | | 54,94 | 2,74 | 47,73 | 11,69 | 13,75 | 1,35 | 3,00 | | 4,67 | 200,98 | 201,00 |
| PORTO | 0,24 | 0,38 | 27,77 | 0,03 | | 22,91 | 1,45 | 48,91 | 14,30 | 10,92 | 1,03 | 4,81 | | 0,93 | 133,45 | 133,69 |
| MONDEGO | 2,28 | 5,16 | 62,11 | 0,05 | | 120,46 | 2,62 | 61,33 | 21,31 | 6,30 | 0,62 | 9,97 | | 7,43 | 297,36 | 299,64 |
| TEJO | 7,79 | 9,87 | 140,74 | 0,04 | | 76,39 | 18,38 | 143,49 | 28,25 | 1,92 | 2,31 | 25,20 | | 92,82 | 539,40 | 547,19 |
| LISBOA | 0,20 | 1,82 | 13,52 | 0,02 | | 12,42 | 3,96 | 83,40 | 11,12 | 2,83 | 3,29 | 6,28 | | 31,35 | 170,01 | 170,21 |
| SUL | 5,61 | 4,18 | 30,58 | | | 31,21 | 19,64 | 72,58 | 14,05 | 3,32 | 1,36 | 2,89 | | 18,51 | 198,33 | 203,94 |
| EDP Distribuição | 2,00 | 3,10 | 48,89 | 0,02 | | 46,77 | 6,58 | 74,40 | 15,72 | 6,61 | 1,84 | 8,02 | | 24,32 | 236,27 | 238,27 |

OBSERVAÇÕES

Os critérios considerados foram:

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

Legenda

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

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA INDICADORES GERAIS

Análise por Zonas A, B, C

Ano: 2009

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

Período de análise: Total do Ano

Instalação de origem: AT/ MT/ BT/ Outros

| INDICADORES | ZONAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|------------|-------|---------|-------|-------|------|------|-------|-----|-------|--------|
| | | TIN | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | TOTAL |
| TIEPMT (min) | A | 0,36 | 1,93 | 2,12 | 25,75 | 5,60 | 0,47 | 0,80 | 0,63 | | 1,78 | 39,44 |
| | B | 0,90 | 12,71 | 3,75 | 50,05 | 5,85 | 0,70 | 0,95 | 2,87 | | 4,09 | 81,89 |
| | C | 2,00 | 38,22 | 6,35 | 62,23 | 8,01 | 0,86 | 1,19 | 8,48 | | 5,54 | 132,87 |
| SAIFI MT (nº) | A | 0,03 | 0,08 | 0,06 | 0,56 | 0,07 | 0,02 | 0,04 | 0,02 | | 0,07 | 0,93 |
| | B | 0,04 | 0,31 | 0,12 | 0,88 | 0,11 | 0,06 | 0,06 | 0,08 | | 0,09 | 1,74 |
| | C | 0,09 | 0,97 | 0,20 | 1,15 | 0,13 | 0,06 | 0,05 | 0,14 | | 0,18 | 2,96 |
| SAIFI BT (nº) | A | 0,05 | 0,08 | 0,16 | 0,76 | 0,11 | 0,06 | 0,06 | 0,01 | | 0,09 | 1,37 |
| | B | 0,06 | 0,28 | 0,15 | 1,09 | 0,14 | 0,10 | 0,07 | 0,07 | | 0,13 | 2,11 |
| | C | 0,15 | 1,18 | 0,27 | 1,43 | 0,24 | 0,14 | 0,08 | 0,15 | | 0,24 | 3,87 |
| SAIDI MT (min) | A | 0,54 | 3,27 | 1,98 | 27,69 | 6,94 | 0,38 | 0,65 | 0,87 | | 1,98 | 44,29 |
| | B | 1,32 | 15,55 | 4,24 | 59,85 | 6,66 | 0,84 | 1,24 | 4,19 | | 4,23 | 98,12 |
| | C | 2,74 | 58,93 | 5,91 | 72,33 | 9,39 | 1,12 | 1,31 | 10,02 | | 6,79 | 168,53 |
| SAIDI BT (min) | A | 1,32 | 3,03 | 4,98 | 41,32 | 8,38 | 4,07 | 2,35 | 1,85 | | 5,77 | 73,06 |
| | B | 1,89 | 16,74 | 4,64 | 67,71 | 10,28 | 5,41 | 1,58 | 3,74 | | 21,66 | 133,65 |
| | C | 4,75 | 87,64 | 8,63 | 94,61 | 22,84 | 8,62 | 1,78 | 10,04 | | 34,94 | 273,84 |

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).

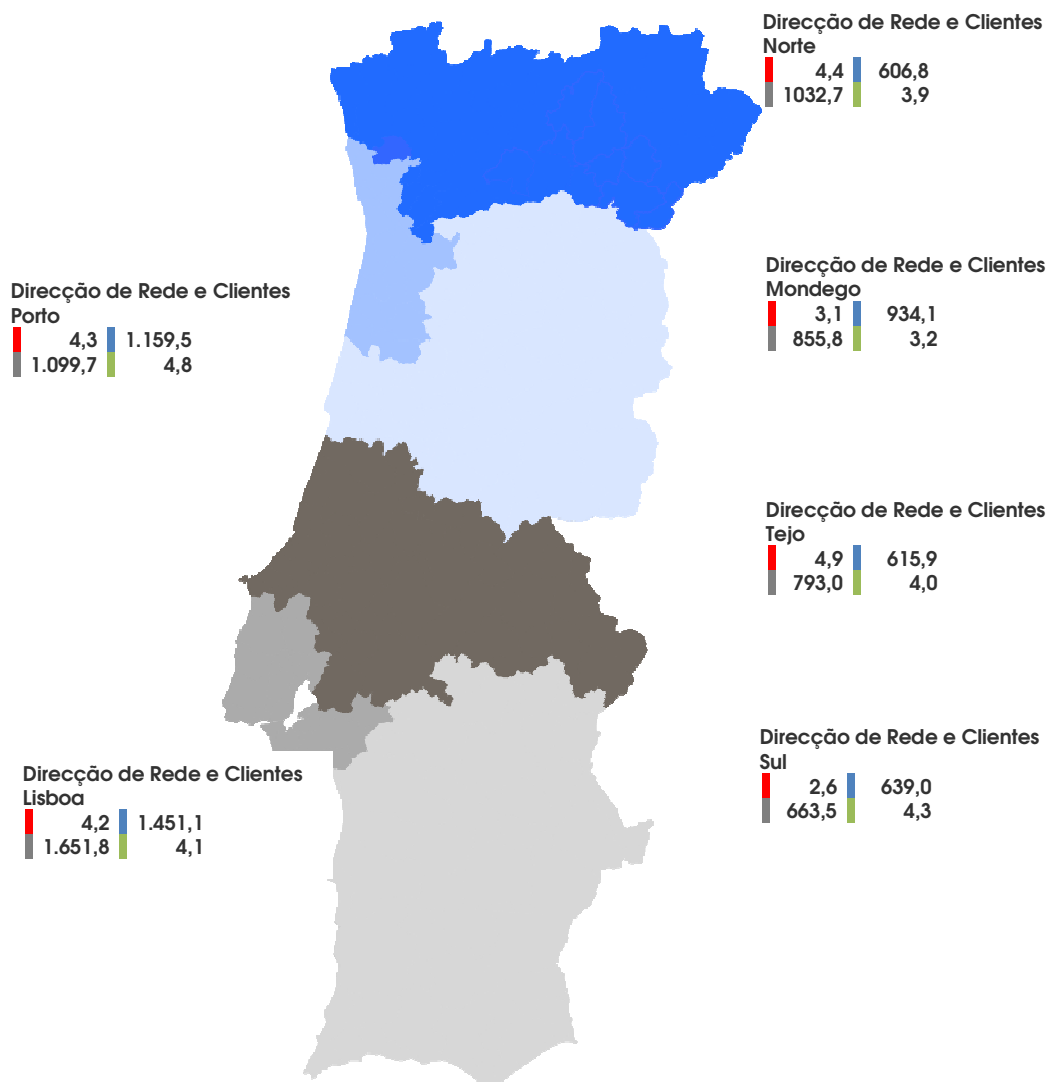
Legenda

| | |
|----------------|--|
| 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

Direcções de Rede e Clientes

DIRECÇÕES DE REDE E CLIENTES “NÚMERO DE CLIENTES” E “CONSUMO/CLIENTE” MERCADO REGULADO + MERCADO LIBERALIZADO



Legenda:

- Milhares Clientes MAT/AT/MT
- Milhares Clientes BT
- MWh/Clientes MAT/AT/MT
- MWh/Clientes BT

ANEXO 3

Qualidade da Energia Eléctrica

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

| Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2009 - Não Conformidades | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|--------------|-------|---------|---------|---------|--------|--------|-----------------------------------|--------------------------|----|-------|---------|---------|---------|--------|--------|
| DRC | AO | 1º Trimestre | | | | | | | | 2º Trimestre | | | | | | | |
| | | SE | Nº SE | Nº Barr | NC Barr | Tipo NC | Nº PTD | NC PTD | Tipo NC | Concelho | SE | Nº SE | Nº Barr | NC Barr | Tipo NC | Nº PTD | NC PTD |
| Norte | Braga | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Bragança | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guimarães | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Paredes | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Faro | | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | |
| | Felsoa | | | 2 | | | | | | | | | | | | | |
| | Lindoso | | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | |
| | Viana do Castelo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Roussas | | 1 | 1 | | | 1 | 1 | Ph=1.45 | Melgaço | | | | | | | |
| | Travassoso | | | 2 | | | | | | | | | | | | | |
| | Pinhão | | | | | | 1 | 2 | Umin = - 80% e Ph=1.34 | Alfjé | | | | | | | |
| | Varosa | | | | | | 1 | 1 | | Santa Maria de Penaguião | | | | | | | |
| Porto | Vila Real | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Vidago | | | | | | 1 | 3 | Umax = + 11.3% Ph=1.85 e USh=0.2% | Vila Pouca de Aguiar | | | | | | | |
| | Soutelo | | | | | | 1 | 2 | Umax = + 10.1% e Ph=1.85 | Vila Pouca de Aguiar | | | | | | | |
| | Aveiro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Feira | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Maia | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Muro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Porto | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Campos Alegre | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Frontas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castelo Branco | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Coimbra | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mondego | Frontas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Alto de São João | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Cerdeira | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pinhel | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guarda | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fornos | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Varosa | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Sátão | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Sátão | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tondela | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Caldas da Rainha | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Lourinhã | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tejo | Sabral de Monte Agraço | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Turquel | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Turquel | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Portão | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fátima | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Ranha | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Olho de Boi | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Olho de Boi | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Arranhes | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pracana | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | São Vicente | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Santarém | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lisboa | Coruche | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Entonamento | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Venda Nova | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Venda Nova | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Telheiras | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Arco Cavaliado | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Arco Cavaliado | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Colombo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Colombo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Entrecampas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Entrecampas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Entrecampas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sul | Beja | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Reguengos de Monsaraz | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Serpa | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Serpa | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | São Teotónio | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Reguengos de Monsaraz | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Vendas Novas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Coelha | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Coelha | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Reguengos de Monsaraz | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Reguengos de Monsaraz | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lagoa | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Castro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Totais | | | 26 | 43 | 3 | | 39 | 32 | | | | 26 | 43 | 6 | | 43 | 19 |

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

| Resumo do Plano de Monitorização da GEE da EDP Distribuição de 2009 - Não Conformidades | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|----------------|-------|--------|--------|---------|--------|------------------|----------|--------------------------|-----------------------|-------|--------|--------|------------|--------|--------|----------------------------------|------------------------|
| | | 3º Trimestre | | | | | | | | 4º Trimestre | | | | | | | | | |
| DRC | AO | SE | Nº SE | Nº Bar | NC Bar | Tipo NC | Nº PTD | NC PTD | Tipo NC | Concelho | SE | Nº SE | Nº Bar | NC Bar | Tipo NC | Nº PTD | NC PTD | Tipo NC | Concelho |
| Norte | Braga | | | | | | | | | | Emal | | | | | 1 | | | Vieira do Minho |
| | | Sousa Barrosas | 1 | 1 | | | | | | Felgueiras | Fafe | 1 | 2 | | | | | | Fafe |
| | Guimarães | Felgueiras | | | | | 1 | | | Felgueiras | Lousado | 1 | 2 | | | | | | Vila Nova de Famalicão |
| | | Femil de Bato | | | | | 1 | | | Felgueiras | Femil de Bato | | | | | 2 | | | Cabeceira de Basto |
| | | | | | | | 1 | | | Mondim de Bato | Mondim de Bato | | | | | | | | Mondim de Bato |
| | | | | | | | | | | São Martinho do Campo | São Martinho do Campo | | | | | 1 | | | Vizela |
| | | | | | | | | | | São Martinho do Campo | São Martinho do Campo | | | | | 1 | 1 | USH=6,1 % | Vizela |
| | Paredes | Amorante | 1 | 1 | | | | | | Amorante | | | | | | | | | |
| | | Carneiro | 1 | 1 | | | | | | Amorante | | | | | | | | | |
| | | Lousada | 1 | 1 | | | | | | Lousada | | | | | | | | | |
| | Viana do Castelo | Troviscoso | | | | | 1 | | | Melgaço | Touvedo | | | | | 1 | 1 | USH=6,9 % | Ponte da Barca |
| | | Troviscoso | | | | | 1 | | | Monção | Touvedo | | | | | 1 | 2 | USH=6,5 % e PH=1,2 | Ponte da Barca |
| | | Pinhão | | | | | 1 | | | Alijó | Chaves | 1 | 2 | | | | | | Chaves |
| | | | | | | | | | | | Morgado | | | | | 1 | 3 | Umex=1,18 Un, USH=6,1 % e PH=1,1 | Montalegre |
| | Vila Real | Varosa | | | | | 1 | | | Santa Maria de Penaguião | Vidago | 1 | 1 | | | | | | Chaves |
| | Valpaços | | | | | 1 | 1 | Umín = - 37 % Un | Valpaços | Valpaços | 1 | 1 | 1 | | USH=6,1 % | | | Chaves | |
| | Valpaços | | | | | 1 | 1 | Umín = - 38 % Un | Valpaços | Valpaços | | | | | | 1 | 2 | Boticas | |
| | | | | | | | | | | Varosa | | | | | | 1 | | Peso da Régua | |
| | | | | | | | | | | Varosa | | | | | | 1 | 2 | Peso da Régua | |
| | | | | | | | | | | Varosa | | | | | | 1 | 2 | Peso da Régua | |
| | | | | | | | | | | Varosa | | | | | | | | | |
| Aveiro | | | | | | | | | | | Vista Alegre | 1 | 1 | | | | | | Albergaria |
| | | | | | | | | | | | Vista Alegre | | 1 | 1 | USH=6,03 % | | | | Albergaria |
| | | | | | | | | | | | Rio Medo | | | | | 1 | 2 | USH=6,4 % e PH=1,02 | Ovar |
| | | | | | | | | | | | Rio Medo | | | | | 1 | 1 | USH=6,2 % | Ovar |
| | | | | | | | | | | | São João da Madeira | | | | | 1 | 1 | Umex=1,102 Un | Santa Maria da Feira |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

| Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2009 - Interrupções de Serviço e Cavas de Tensão | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|------------------------|-------------------|------------------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------|------------------|-----------------|------------------------|-------------------|------------------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------|------------------|
| DRC | AO | SE | 1º trimestre | | | | | | 2º trimestre | | | | | | | | | |
| | | | Nº Barr MT com IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PTD c/ IS | Nº Total IS em PTD | Nº Barr MT com Cavas | Nº Cavas em Barr MT | Nº PTD com Cavas | Nº Cavas em PTD | SE | Nº Barr MT com IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PTD c/ IS | Nº Total IS em PTD | Nº Barr MT com Cavas | Nº Cavas em Barr MT | Nº PTD com Cavas |
| Norte | Braga | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Bragança | Magradouro | | | | | | | 1 | 27 | Macedo de Cavaleiros | 0 | | | 1 | 77 | | |
| | Guimarães | | | | | | | | | | Macedo de Cavaleiros | 0 | | 1 | 81 | | | |
| | Penafiel | Entre-os-Rios | | | | | | | | 37 | | | | | | | | |
| | Viana do Castelo | Fornos Felizosa | 1 | 2 | | | 1 | 95 | | | | | | | | | | |
| | | Felizosa | | | | | | 53 | | | | | | | | | | |
| | | Felizosa | | | | | | 55 | | | | Troviscaso | | | | | 1 | 44 |
| | | Lindoso | 1 | 2 | | | 1 | 90 | | | | Felizosa | | 1 | 2 | | 1 | 11 |
| | | Felizosa | | | | | | | | | | Felizosa | | | | | | 12 |
| | Vila Real | Roussas | 1 | 6 | | | 1 | 97 | 1 | 71 | Monsegarate | 0 | | | 1 | 14 | | |
| Troviscaso | | 1 | 7 | | | 1 | 113 | | | | São Romão da Nelva | 0 | | | 1 | 16 | | |
| Troviscaso | | 1 | 5 | | | 1 | 102 | | | | São Romão da Nelva | 0 | | | 1 | 19 | | |
| | | | | | | | | | | | Valença | 0 | | | 1 | 21 | | |
| | | | | | | | | | | | Valença | 0 | | | 1 | 13 | | |
| | Pinhão | | | 1 | 1 | | | 1 | 7 | Varosa | | | | | | 1 | 31 | |
| | Varosa | | | 1 | 56 | | | | 44 | Morgade | | 1 | 15 | | | | 34 | |
| | Vidago | | | | | | | 1 | 51 | Teixeira | | | | | | 1 | 15 | |
| | Soutelo | | | | | | | 1 | 96 | Teixeira | | | 1 | 12 | | 1 | 15 | |
| Porto | Aveiro | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Feira | | | | | | | | | | São Meão | 0 | | | 1 | 5 | | |
| | | | | | | | | | | | Rio Meão | 0 | | | 1 | 3 | | |
| | | | | | | | | | | | Oliveira de Azeméis | | 1 | 2 | | | 15 | |
| | Mala | Mala | | | 1 | 5 | | | | 10 | Vale de Cambra | | | | | | 19 | |
| | | Muro | | | | | | | 1 | 7 | Lousada | | 1 | 5 | | | 7 | |
| | | | | | | | | | | | Alfena | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mondego | Castelo Branco | Fronhas | | | | | 1 | 86 | | 48 | Santa | | | | | | 1 | 37 |
| | | Lousã | | | | | | | | | Santa | | | | | | 1 | 37 |
| | | | | | | | | | | | Talagreira | 0 | | | 1 | 52 | | |
| | | | | | | | | | | | Talagreira | 0 | | | 1 | 44 | | |
| | Colimbra | Fronhas | 1 | 1 | | | 1 | 45 | | | | | | | | | | |
| | | Alto de São João | | | | | | | 1 | 12 | | | | | | | | |
| | | Cerdeira | | | | 1 | 6 | | | 62 | Celorico | 0 | | | 1 | 81 | | |
| | Guarda | Pinhel | | | | | | | 1 | 23 | Celorico | | 1 | 1 | | | 1 | 25 |
| Tejo | Guarda | Guarda | | | 1 | 3 | | | 1 | 22 | Celorico | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Trancoso | 1 | 6 | | | 154 | | |
| | | | | | | | | | | | Trancoso | | | 1 | 14 | | 24 | |
| | | | | | | | | | | | Carregal do Sal | 0 | | | 1 | 86 | | |
| | Visu | Fornos | | | | | | | 1 | 101 | Castro Daire | | | | | | 9 | |
| | | Varosa | | 1 | 10 | | | | 1 | 17 | Pinhão | | | 1 | 13 | | 35 | |
| | | Sátão | | | | | | | 1 | 17 | Pinhão | | 1 | 11 | | | 17 | |
| | | Sátão | 1 | 2 | | | 1 | 38 | | | 22 | Tandela | 1 | 1 | | | 37 | |
| Lisboa | Caldas da Rainha | | | | | | | | 1 | 21 | Bombardela | | 0 | | 1 | 27 | | |
| | | Lourinhã | | | 1 | 1 | | | 1 | 51 | Bombardela | | 0 | | 1 | 19 | | |
| | | Sobral de Monte Agraço | | | | | | | 1 | 20 | Casalinhos de Alfaiata | 1 | 30 | | | 1 | 15 | |
| | | Tunquel | 0 | | | | 1 | 290 | | | Casalinhos de Alfaiata | 1 | 37 | | 1 | 12 | | |
| | | Tunquel | 0 | | | | 1 | 222 | | | Caldas da Rainha | | | | | | 18 | |
| | | | | | | | | | | | Sanchelha | | | 1 | 1 | | 9 | |
| | | | | | | | | | | | Azola | | | 1 | 4 | | 11 | |
| | | Ponteão | | | 1 | 2 | | | 1 | 33 | | | | | | | | |
| | | Fátima | | | 1 | 11 | | | 1 | 11 | | | | | | | | |
| | | Ranha | 0 | | | | 1 | 180 | | | | | | | | | | |
| | | Olho de Boi | | | | 1 | 1 | | 1 | 15 | Belver | 1 | 1 | | | 53 | | |
| | | Olho de Boi | | | | 1 | 1 | | 1 | 15 | São Vicente | | | | 1 | 36 | | |
| | | Arranhes | | | 1 | 24 | | | 1 | 74 | São Vicente | | | | 1 | 35 | | |
| | | Pracana | 0 | | | | 1 | 20 | | | | | | | | | 1 | 21 |
| | São Vicente | | | | 1 | 8 | | 1 | 58 | São Vicente | | | 1 | 9 | | | 59 | |
| | | | | | | | | | | Ponte de Sor | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | São Vicente | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Arranhes | | | | | | | 26 | |
| | | | | | | | | | | Olho de Boi | | | | | | | 29 | |
| | | | | | | | | | | Cartaxo Norte | 0 | | | 1 | 29 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

| | | Resumo do Plano de Monitorização da QEE da EDP Distribuição de 2009 - Interrupções de Serviço e Cavas de Tensão | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----------------------|---|-------------------|------------------------|--------------|--------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|---------------------|-----|-------------------|------------------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------|------------------|
| DRC | AO | SE | 3º Trimestre | | | | | | | 4º Trimestre | | | | | | | | |
| | | | Nº Barr MT com IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PID c/ IS | Nº Total IS em PID | Nº Barr MT com Cavas | Nº Cavas s em Barr MT | Nº PID com Cavas | Nº Cavas em PID | SE | Nº Barr MT com IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PID c/ IS | Nº Total IS em PID | Nº Barr MT com Cavas | No Cavas em Barr MT | Nº PID com Cavas |
| Norte | Braga | | | | | | | | | Ermal | | | | | | | 1 | 24 |
| | | Sousa | 0 | | | 1 | 13 | | | Fafe | 0 | | | | 1 | 29 | | |
| | | Barcelos | | 1 | 1 | | | 1 | 11 | Fafe | 1 | 3 | | 1 | 19 | | | |
| | | Felgueiras | | 1 | 8 | | | 1 | 11 | Lousado | 1 | 3 | | | 1 | 61 | | |
| | | Ferrel de Bosto | | 1 | 14 | | | 1 | 11 | Lousado | 1 | 4 | | | 1 | 38 | | |
| | Guimarães | | | | | | | | Ferrel de Bosto | | | | | | | | 1 | 18 |
| | | | | | | | | | Ferrel de Bosto | | | | | | | | 1 | 18 |
| | | | | | | | | | Ferrel de Bosto | | | | | | | | 1 | 16 |
| | | | | | | | | | São Martinho do Campo | | | | | | | 1 | 20 | |
| | | | | | | | | | São Martinho do Campo | | 1 | 12 | | | | 1 | 14 | |
| | Penafiel | Amorante | 0 | | | 1 | 25 | | | | | | | | | | | |
| | | Canelo | 0 | | | 1 | 26 | | | | | | | | | | | |
| | | Lousada | 1 | 3 | | 1 | 36 | | | | | | | | | | | |
| | | Travassoso | | | | | | 1 | 9 | Touvedo | | | 1 | 2 | | | 1 | 90 |
| | | Travassoso | | | 1 | 1 | | 1 | 16 | Touvedo | | | | | | | 1 | 51 |
| | Viana do Castelo | Pinhão | | | | | | 1 | 31 | Chaves | 1 | 1 | | | 1 | 54 | | |
| | | Varosa | | 1 | 8 | | | 1 | 12 | Chaves | 1 | 3 | | | 1 | 38 | | |
| | | Valpaços | | 1 | 1 | | | 1 | 16 | Margadã | | | 1 | 32 | | | 1 | 44 |
| | | Valpaços | | | | | | 1 | 26 | Vidago | 1 | 1 | | | 1 | 26 | 1 | 71 |
| | | Valpaços | | | | | | | | Vidago | 1 | 1 | | | 1 | 23 | | |
| | Vila Real | | | | | | | | | Varosa | | | | | | | 1 | 13 |
| | | | | | | | | | | Varosa | | | | | | | 1 | 33 |
| | | | | | | | | | Varosa | | | | | | | 1 | 14 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Aveiro | | | | | | | | | Vista Alegre | 0 | | | | 1 | 46 | | | |
| | | | | | | | | | Vista Alegre | 0 | | | | 1 | 37 | | | |
| | Albergaria | | | 1 | 1 | | | 1 | 41 | Rio Medo | | | | | | 1 | 60 | |
| | Sanguedo | 1 | 1 | | | 1 | 18 | | | Rio Medo | | | | 1 | 21 | | 22 | |
| | Sanguedo | | 0 | | 1 | 10 | | | | São João da Madeira | | 1 | 1 | | | 1 | 11 | |
| Feliz | Canegosa | | 0 | | 1 | 9 | | | Vale de Cambra | | | 1 | 84 | | | 1 | 44 | |
| | Pinho | 1 | 1 | | 1 | 11 | | | | | | | | | | | | |
| | São João da Madeira | | | | | | 1 | 6 | | | | | | | | | | |
| | Vale Cambra | 1 | 2 | | 1 | 20 | | 1 | 5 | | | | | | | | | |
| | Palmeira | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Matos | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Monte das Burgas | | 0 | | 1 | 12 | | | | Arcozelo | 1 | 2 | | | 1 | 18 | | |
| | Monte das Burgas | | 0 | | 1 | 12 | | | | Arcozelo | 1 | 1 | | | 1 | 20 | | |
| | Paranhos | | 0 | | 1 | 11 | | | | Valongo | | 0 | | | 1 | 30 | | |
| | Paranhos | | 0 | | 1 | 11 | | | | Valongo | | 0 | | | 1 | 14 | | |
| Porto | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Castelo Branco | Frontas | | | | | | 1 | 8 | Lousã | | | | | | | 1 | 70 | |
| | Cletras | | 0 | | 1 | 47 | | | Lousã | | | | | | | 1 | 41 | |
| | Santa Lúcia | 1 | 4 | | 1 | 164 | | | | | | | | | | | | |
| | Talagreira | | | | | | 1 | 42 | | | | | | | | | | |
| | Talagreira | | | | | | | 138 | | | | | | | | | | |
| Coimbra | | | | | | | | | Canente | | 0 | | | 1 | 21 | | | |
| | Pinhel | | | 1 | 5 | | | 46 | Soure | 1 | 2 | | | 1 | 47 | | | |
| | Francisco | | 1 | 3 | | | 1 | 47 | Pinhel | | | 1 | 10 | | | 1 | 27 | |
| | | | | | | | | | Candela | | 1 | 3 | | | 1 | 96 | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Guarda | Castro Daire | | | 1 | 3 | | 1 | 13 | Castro Daire | 1 | 1 | | | 1 | 101 | | | |
| | Marco de Canaveses | | 1 | 1 | | | 1 | 35 | Varosa | | | | | | | 1 | 32 | |
| | Sátão | | | | | | 1 | 16 | Varosa | | | | | | | 1 | 41 | |
| | | | | | | | | | Vauzelas | | | | | | | 1 | 21 | |
| | | | | | | | | | Vauzelas | | | 1 | 33 | | | 1 | 53 | |
| Viseu | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Caldas da Rainha | Paredes | | | | | | 1 | 23 | Cadaval | | | | | | | 1 | 70 | |
| | Sancha | | | 1 | 8 | | 1 | 48 | Sabral de Monte Agraço | | | | | | | 1 | 13 | |
| | | | | | | | | | Sancha | 1 | 144 | | 1 | 1 | 1 | 251 | | |
| | Pinhão | 1 | 1 | | | 1 | 103 | | Pinhão | | | 1 | 4 | | | 1 | 12 | |
| | Pinhão | | | 1 | 1 | | | 1 | 16 | São Jorge | | | | | 1 | 85 | 1 | 105 |
| Leiria | Pinhão | | | | | | 1 | 3 | Marinha Grande | | 0 | | | 1 | | | | |
| | São Jorge | | | | | | | | Marinha Grande | 1 | 2 | | | 1 | 119 | | | |
| | Almoural | | 1 | 15 | | | 1 | 15 | Ponte de Sor | | | 1 | 11 | | | 1 | 179 | |
| | Almoural | | 1 | 15 | | | 1 | 22 | Vila de Rei | | | 1 | 5 | | | 1 | 52 | |
| | Estremoz | | 1 | 8 | | | 1 | 43 | Vila de Rei | | | 1 | 6 | | | 1 | 62 | |
| Portalegre | Estremoz | | 1 | 2 | | | 1 | 26 | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | Almoural | 1 | 1 | | | 1 | 56 | | | |
| | | | | | | | | | Fontainhas | | 0 | | | 1 | 57 | | | |
| | | | | | | | | | Vila Moreira | | 1 | | | 1 | 77 | | | |
| | | | | | | | | | Vila Moreira | 1 | 1 | | | 1 | 83 | | | |
| Santarém | Vila Moreira | | | 1 | 4 | | 1 | 22 | Almeirim | | | | | | | 1 | 74 | |
| | Entroncamento | | | | | | 1 | 25 | Almeirim | | | | 1 | 57 | | 1 | 74 | |
| | | | | | | | | | Crujeira do Campo | | | | 1 | 17 | | 1 | 18 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Amora | Amoreiras | 1 | 10 | | 1 | 28 | | | Gago Coutinho | | 0 | | | 1 | 14 | | | |
| | Alameda | 1 | 6 | | 1 | 26 | | | Reboleira | | 0 | | | 1 | 19 | | | |
| | Alameda | | 0 | | 1 | 24 | | | Reboleira | | 0 | | | 1 | 18 | | | |
| | Santa Maria | | 0 | | 1 | 22 | | | Birre | | 0 | | | 1 | 13 | | | |
| | Santa Maria | | 0 | | 1 | 25 | | | Birre | | 0 | | | 1 | 13 | | | |
| Lisboa | Santa Maria | | 0 | | 1 | 22 | | | | | | | | | | | | |
| | Alcátão | | 0 | | 1 | 27 | | | | | | | | | | | | |
| | Alcátão | | 1 | | 1 | 25 | | | | | | | | | | | | |
| | Abelardo | 1 | 1 | | 1 | 25 | | | | | | | | | | | | |
| | Abelardo | 1 | 2 | | 1 | 27 | | | | | | | | | | | | |
| Lisboa | Leão | 1 | 30 | | 1 | 22 | | | | | | | | | | | | |
| | Leão | 1 | 36 | | 1 | 24 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lisboa | Leões | | | | | | | | Anália | 1 | 3 | | | 1 | 25 | | | |
| | | | | | | | | | Anália | 1 | 3 | | | 1 | 25 | | | |
| | | | | | | | | | Queziz | | 0 | | | 1 | 17 | | | |
| | | | | | | | | | Queziz | | 0 | | | 1 | 17 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lisboa | Montijo | | | | | | 1 | 22 | São Francisco | | | | | | | 1 | 13 | |
| | Santana | | | 1 | 3 | | 1 | 40 | Malta | | | | 1 | 5 | | 1 | 18 | |
| | Canas | | 0 | | 1 | 34 | | | | | | | | | | | | |
| | Canas | | 0 | | 1 | 40 | | | | | | | | | | | | |
| | Pinhal Novo | 1 | 4 | | 1 | 30 | | | | | | | | | | | | |
| Setúbal | Sado | | 0 | | 1 | 40 | | | | | | | | | | | | |
| | Sado | | 0 | | 1 | 29 | | | | | | | | | | | | |
| | São Sebastião | 1 | 1 | | 1 | 27 | | | | | | | | | | | | |
| | São Sebastião | 1 | 3 | | 1 | 30 | | | | | | | | | | | | |
| | São Sebastião | 1 | 3 | | 1 | 33 | | | | | | | | | | | | |
| Santarém | São Sebastião | 1 | 1 | | 1 | 28 | | | | | | | | | | | | |
| | Terra | | 0 | | 1 | 31 | | | | | | | | | | | | |
| | Terra | 1 | 1 | | 1 | 28 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Beja | Cerro Calvário | | | 1 | 17 | | 1 | 72 | | | | | | | | | | |
| | Cerro Calvário | | 1 | 2 | | 1 | 73 | | | | | | | | | | | |
| | Reguengos de Monsaraz | | 1 | 8 | | 1 | 32 | | | | | | | | | | | |
| | Vendas Novas | | | | | | 1 | 20 | Coelra | | | | 1 | 35 | | 1 | 156 | |
| | | | | | | | | | Coelra | | 0 | | | | | 1 | 126 | |
| Évora | | | | | | | | | Comporta | 1 | 2 | | | 1 | 9 | | | |
| | | | | | | | | | Vendas Novas | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Faro | Aldela Nova | | | | | | 1 | 36 | Aldela Nova | | | | | | | 1 | 30 | |
| | Aldela Nova | | | | | | 1 | 56 | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lagos | | | | | | | 1 | 5 | Monchique | | | | | | | 1 | 66 | |
| | Silves | | | | | | 1 | 37 | Monchique | | | | | | | 1 | 37 | |
| | Armação da Pera | | | | | | 1 | 28 | Portimão | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | Albufeira | | | | | | | | | |

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Resumo da Análise do Plano de Monitorização da QCT da EDP Distribuição de 2009 - Periodicidade Trimestral

| | | | | | | Perturbações em Reg. Transitório | | | | Perturbações em Regime Permanente | | | | | | | | | | | | | | Observ | | |
|------|--------------------|------------------------------|-----------------------|--------------|------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------------------------|------------------------|--------------|--------------------|---------------------------------------|-----|--------------------------|-----|--------|-----|-----------|-----|--------|-----|--------|--------|-----|
| | | | | | | Cavas | | | | U < 0,01 Un | | | | Parârm. fora dos limites (perc. 95) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Inf 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 | | | | Flic/Trem | | Udes | | | F | |
| | | | | | | | | | | | | | | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | Bar/SE | PTD | | Bar/SE | PTD |
| 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 | | | | | | | |

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

Balanco da QEE da EDPD em 2009 - 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 | 631 | 28,33% | 337 | 15,13% | 189 | 8,49% | 118 | 5,30% | 1 275 | 57,25% |
| 2º Trim | 408 | 36,11% | 201 | 17,79% | 68 | 6,02% | 62 | 5,49% | 739 | 65,40% |
| 3º Trim | 233 | 19,47% | 216 | 18,05% | 36 | 3,01% | 40 | 3,34% | 525 | 43,86% |
| 4º Trim | 675 | 35,30% | 269 | 14,07% | 153 | 8,00% | 145 | 7,58% | 1 242 | 64,96% |
| Totais | 1 947 | 30,11% | 1 023 | 15,82% | 446 | 6,90% | 365 | 5,64% | 3 781 | 58,48% |

| 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 | 825 | 37,05% | 623 | 27,97% | 377 | 16,93% | 210 | 9,43% | 2 035 | 91,38% |
| 2º Trim | 553 | 48,94% | 271 | 23,98% | 142 | 12,57% | 84 | 7,43% | 1 050 | 92,92% |
| 3º Trim | 669 | 55,89% | 291 | 24,31% | 80 | 6,68% | 65 | 5,43% | 1 105 | 92,31% |
| 4º Trim | 803 | 42,00% | 393 | 20,55% | 254 | 13,28% | 257 | 13,44% | 1 707 | 89,28% |
| Totais | 2 850 | 44,08% | 1 578 | 24,40% | 853 | 13,19% | 616 | 9,53% | 5 897 | 91,20% |

| 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 | 259 | 19,14% | 254 | 18,77% | 209 | 15,45% | 146 | 10,79% | 868 | 64,15% |
| 2º Trim | 194 | 26,01% | 128 | 17,16% | 56 | 7,51% | 40 | 5,36% | 418 | 56,03% |
| 3º Trim | 390 | 29,82% | 260 | 19,88% | 105 | 8,03% | 85 | 6,50% | 840 | 64,22% |
| 4º Trim | 401 | 20,03% | 425 | 21,23% | 311 | 15,53% | 198 | 9,89% | 1 335 | 66,68% |
| Totais | 1 244 | 23,00% | 1 067 | 19,73% | 681 | 12,59% | 469 | 8,67% | 3 461 | 63,99% |

| 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 | 297 | 21,95% | 378 | 27,94% | 299 | 22,10% | 219 | 16,19% | 1 193 | 88,17% |
| 2º Trim | 209 | 28,02% | 229 | 30,70% | 129 | 17,29% | 90 | 12,06% | 657 | 88,07% |
| 3º Trim | 421 | 32,19% | 375 | 28,67% | 199 | 15,21% | 131 | 10,02% | 1 126 | 86,09% |
| 4º Trim | 419 | 20,93% | 566 | 28,27% | 467 | 23,33% | 310 | 15,48% | 1 762 | 88,01% |
| Totais | 1 346 | 24,88% | 1 548 | 28,62% | 1 094 | 20,23% | 750 | 13,87% | 4 738 | 87,59% |

ANEXO 4

Definições e Siglas

DEFINIÇÕES E SIGLAS

Apresentam-se em seguida as definições adoptadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adoptam-se as definições da NP EN 50 160 "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica" 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 activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

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

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

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

Cliente - pessoa singular ou colectiva que compra energia eléctrica.

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

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

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

Consumidor - entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

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

D

Defeito (eléctrico) - anomalia numa rede eléctrica resultante da perda de isolamento

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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 - Direcção Geral de Energia e Geologia.

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

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 eléctrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

Emissão (electromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética 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 eléctrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma

portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

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

F

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

Fornecedor - entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, 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 electromagnética.

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 afectado, quer de outros elementos da rede.

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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

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

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

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

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

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

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

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

Isolamento - isolar um elemento de rede (ou uma instalação) consiste na abertura de todos os órgãos de corte visível (seccionadores, ligações amovíveis, disjuntores de protecção 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

Licença vinculada - licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEN ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele sistema.

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 - acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede eléctrica, 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 reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

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

Manutenção correctiva (reparação) - combinação de acções técnicas e administrativas realizadas depois da detecção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação eléctrica.

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

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

Nível de emissão - nível duma dada perturbação electromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido duma maneira especificada.

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

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

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

O

Ocorrência (evento) - acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

Operador Automático (OPA) - dispositivo electrónico 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 - acção desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Operador da rede de distribuição - são entidades concessionárias da Rede Nacional de Distribuição.

Origem da ocorrência - localização da ocorrência na rede eléctrica 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 (electromagnética) - fenómeno electromagnético 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 eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega, os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação - ponto da rede electricamente 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 eléctrica à rede) - é o nó de uma rede do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) electricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação eléctrica.

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

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

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

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

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

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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 colectiva que produz energia eléctrica.

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

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

R

Ramal - canalização eléctrica, 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 eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

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

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

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

Rede Nacional de Transporte (RNT) - rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os 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 eléctrico 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 eléctrica na sequência de um defeito eléctrico 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 eléctrica.

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

Sistema de protecção - sistema utilizado na protecção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detectar e isolar qualquer defeito eléctrico, 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.

DEFINIÇÕES E SIGLAS

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

Subestação - posto eléctrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do factor 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 eléctrica na sequência de um defeito eléctrico ou de uma interrupção na alimentação.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

U

Utilizador da rede - pessoa singular ou colectiva que entrega energia eléctrica à rede ou que é abastecido através dela.

V

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

ADENDA

Julho de 2010

ADENDA AO RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE 2009
(Julho de 2010)

Capítulo 5.2. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

À data da publicação do Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição, Maio de 2010, a avaliação definitiva dos incumprimentos relativos aos utilizadores da rede de distribuição encontrava-se ainda em fase de validação. Ultrapassadas as dificuldades referidas, a informação por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, correspondente ao ano de 2009, é a que consta no quadro seguinte. Igualmente se apresentam os montantes que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos.

Na data de elaboração do relatório foi reportado, por lapso, a existência de um cliente AT em relação ao qual tinham sido ultrapassados os limites impostos pelo RQS para os padrões relativos à continuidade de serviço, o que não se verificou.

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 afectadas.

| Indicador | Nível de Tensão | Zona Geográfica | Número de Incumprimentos | Valor das Compensações (€) | Valor do Fundo de Investimentos (€) |
|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| Duração total das Interrupções | AT | A | - | - | - |
| | | B | - | - | - |
| | | C | - | - | - |
| | | Total | - | - | - |
| | MT | A | 98 | 31 589,14 | 408,80 |
| | | B | 164 | 43 048,00 | 5 308,21 |
| | | C | 188 | 40 906,00 | 502,09 |
| | | Total | 450 | 115 543,14 | 6 219,10 |
| | BTE | A | 151 | 12 902,51 | 834,00 |
| | | B | 227 | 14 375,53 | 1 057,97 |
| | | C | 65 | 6 420,56 | 485,01 |
| | | Total | 443 | 33 698,60 | 2 376,98 |
| | BTN | A | 19 926 | 112 382,81 | 9 559,58 |
| | | B | 34 984 | 175 047,30 | 11 325,76 |
| | | C | 21 415 | 244 158,23 | 9 442,26 |
| | | Total | 76 325 | 531 588,34 | 30 327,6 |
| TOTAL | | | 77 218 | 680 830,08 | 38 923,68 |

O número de incumprimentos por ultrapassagem do indicador “número de interrupções” foi de 80 (4 em MT; 1 em BTE e os restantes em BTN).

Em vinte oito situações houve incumprimento em simultâneo dos dois indicadores relativos à continuidade de serviço, das quais em nove situações a compensação foi paga devido ao incumprimento relativo ao número de interrupções (uma num cliente MT e 8 em clientes BT); Nas restantes 19 situações a compensação foi paga em resultado do incumprimento do padrão relativo à “duração da interrupção” (15 em clientes BTN e 4 em clientes MT).

As condições atmosféricas menos favoráveis verificadas em 2009, nomeadamente a 23 de Janeiro e a 23 de Dezembro respectivamente, contribuíram para que a qualidade de serviço individual tenha registado um pior desempenho, quer em termos do número de incumprimentos, quer dos montantes pagos em compensações.

Assim, em 2009 o número de incumprimentos foi superior em 38% ao verificado em 2008, enquanto que, em termos de montante pago em compensações, o mesmo foi superior em cerca de 47%, ao montante pago em 2008. Para o fundo de investimento foram transferidos mais cerca de 38,9 mil euros.

