

RELATÓRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO 2007



Subestação do Parque (SE Parque), em Lisboa.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA | 3 |
| 2.1 INFRAESTRUTURAS | 3 |
| 2.2. UTILIZADORES DAS REDES E ENTREGAS DE ENERGIA A CLIENTES FINAIS..... | 4 |
| 3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES | 6 |
| 3.1 CLIENTES EMPRESARIAIS | 6 |
| 3.2. CLIENTES RESIDENCIAIS | 9 |
| 4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL | 13 |
| 4.1. BALANÇO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO | 13 |
| 4.2. RELACIONAMENTO COM OS UTILIZADORES DAS REDES | 13 |
| 4.3. INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COMERCIAL..... | 14 |
| 4.4. RECLAMAÇÕES RECEBIDAS | 21 |
| 4.5. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL E QUANTIAS PAGAS PELOS CLIENTES | 22 |
| 4.5.1. Compensações..... | 22 |
| 4.5.2. Quantias Pagas pelos Clientes..... | 27 |
| 4.6. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS | 28 |
| 4.7. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL..... | 29 |
| 5.QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO..... | 31 |
| 5.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO | 31 |
| 5.1.1. Desempenho da Rede AT | 33 |
| 5.1.2. Desempenho da Rede MT | 37 |
| 5.1.3. Desempenho da Rede BT..... | 47 |
| 5.2. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO..... | 52 |
| 5.3. QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO | 53 |
| 5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2007..... | 54 |
| 5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2007 | 54 |
| 5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT..... | 56 |
| 5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT)..... | 64 |
| 5.3.5. Outras Acções de Monitorização da QEE Complementares ao Plano Anual | 67 |
| 5.3.6. Conclusões | 68 |
| 5.4. OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS | 69 |
| 5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte..... | 69 |
| 5.4.2. Origem na rede AT..... | 70 |
| 5.4.3. Origem na rede MT | 70 |
| 5.5. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO | 71 |

ANEXOS

- 1 – Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço
- 2 – Áreas de Rede da EDP Distribuição
- 3 – Definições e Siglas

1. INTRODUÇÃO



1. INTRODUÇÃO

A publicação do Decreto-Lei 29/2006, de 15 de Fevereiro, que veio transpor para a ordem jurídica interna os princípios da Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu, estabeleceu as bases relativas à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este novo quadro organizativo do SEN estipula que as actividades de transporte e de distribuição de electricidade são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público, em regime de monopólio natural, e que as actividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença. Esta legislação consagra, numa fase transitória e enquanto o mercado liberalizado não atinja a plenitude em termos de eficácia e de eficiência, a existência de um comercializador de último recurso, cuja actividade é regulada, tendo em vista a salvaguarda dos direitos dos consumidores.

O ano de 2007 foi assim marcado pelo facto de em Dezembro de 2006 a EDP Distribuição ter constituído a sociedade anónima denominada EDP Serviço Universal, SA, (EDP SU), dando cumprimento ao disposto nos DL 29/2006 (Art.º 73.º) e 172/2006¹ (Art.ºs 52.º a 57.º). A esta Empresa, que iniciou a sua actividade em 1 de Janeiro de 2007, foi atribuída a licença de Comercializador de Último Recurso.

A partir daquela data, os contratos de fornecimento de energia que a EDP Distribuição detinha foram transferidos com direitos e deveres para a EDP SU e a Empresa passou a exercer apenas as actividades de distribuição de energia e de comercialização de redes como Operador da Rede de Distribuição (ORD) e enquanto titular da concessão da Rede Nacional de Distribuição e das concessões de Baixa Tensão.

Em 2007 ocorreu um processo de mudança da estrutura organizativa da Empresa que teve como objectivo prepará-la para melhor responder aos desafios lançados pela regulamentação do SEN e pela generalização progressiva da produção distribuída.

A presente publicação vem dar cumprimento ao disposto no Regulamento da 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.

¹ Decreto-Lei de 23 de Agosto que veio complementar a legislação de Fevereiro em termos dos regimes jurídicos procedimentais do exercício das actividades.

Relativamente ao ano de 2007, é de salientar o bom desempenho da EDP Distribuição no que respeita à qualidade de serviço prestado, que se traduz, nomeadamente, nos valores registados para os indicadores gerais de qualidade de serviço comercial que excederam, na generalidade dos casos, os padrões fixados no RQS em pelo menos sete pontos percentuais.

Quanto à qualidade de serviço técnico das redes eléctricas da EDP Distribuição, desde 2001 que a evolução dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço técnico tem vindo a registar uma melhoria sustentada. Em 2007 o valor do TIEPI MT foi de 109,04 minutos em resultado dos investimentos realizados nos últimos anos e da optimização dos processos relativos à operação e manutenção, mas também às condições climáticas, particularmente favoráveis, ocorridas em 2007.

Durante o ano de 2007, foi executado o Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão com o objectivo de caracterizar o desempenho e a fiabilidade da rede eléctrica da EDP Distribuição. Os resultados permitem concluir que a EDP Distribuição garante os mais elevados padrões de qualidade de serviço aos seus clientes.

2.CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA



2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

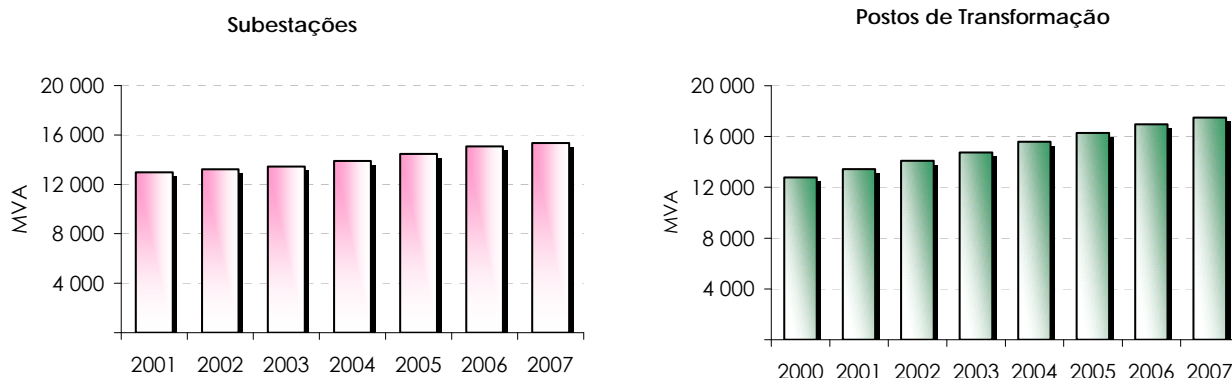
2.1 Infraestruturas

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

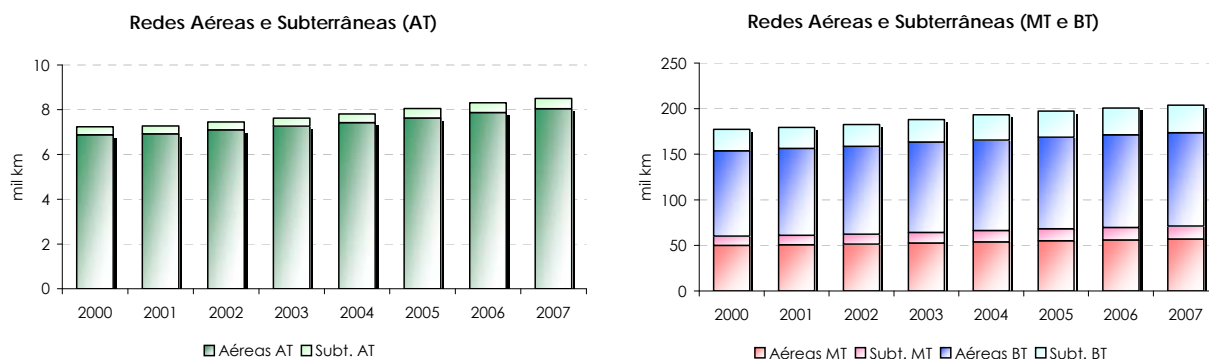
| | 2007 | 2006 |
|--|------------------|------------------|
| Subestações | | |
| Nº de subestações | 382 | 383 |
| Nº de transformadores | 685 | 680 |
| Potência instalada (MVA) | 15 352 | 15 069 |
| REDES (incluindo ramais, em km) | 79 710 | 78 113 |
| Aéreas | 65 012 | 63 998 |
| AT (60/130 kV) | 8 047 | 7 877 |
| MT (6/10/15/30 kV) | 56 965 | 56 121 |
| Subterrâneas | 14 698 | 14 115 |
| AT (60/130 kV) | 453 | 433 |
| MT (6/10/15/30 kV) | 14 245 | 13 682 |
| Postos de Transformação | | |
| Unidades | 59 841 | 58 513 |
| Potência instalada (MVA) | 17 500 | 16 955 |
| Redes BT (km) | 132 607 | 130 945 |
| Aéreas | 102 474 | 101 537 |
| Subterrâneas | 30 133 | 29 408 |
| Contadores (Unidades) | 6 276 491 | 6 221 917 |
| AT e MT | 25 867 | 25 850 |
| BT e BTE | 6 250 624 | 6 196 067 |

No final do ano de 2007 existiam 15 352 MVA instalados em 382 subestações, enquanto que a potência instalada em postos de transformação de distribuição era de 17 500 MVA, com 59 841 transformadores.

POTÊNCIA INSTALADA



A rede de alta tensão tinha uma extensão de 8 500 km, sendo 8 047 km de rede aérea (95%). Quanto às redes de média e baixa tensão estavam em exploração, respectivamente, 71 210 km e 132 607 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% do total desta rede.

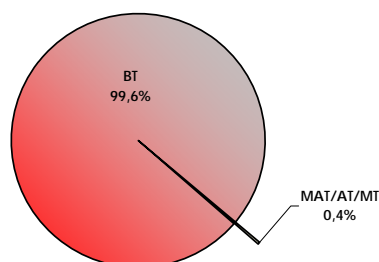


2.2. Utilizadores das redes e entregas de energia a clientes finais

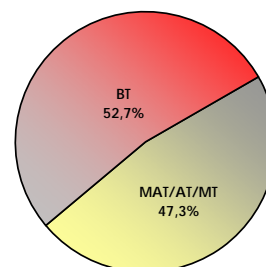
Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 5 990 milhares de utilizadores das suas redes (mais 1,4% do que em 2006). Em termos de estrutura, os consumidores de baixa tensão representavam 99,6% do número total de consumidores de electricidade e 52,7% do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

Estrutura

Número de Utilizadores



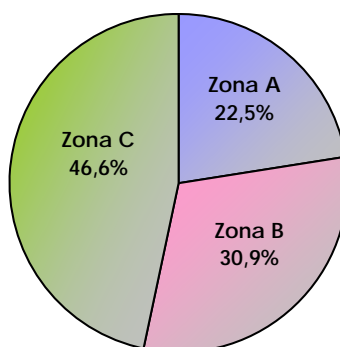
Energia Entregue



No início do ano a Empresa estava organizada, em termos territoriais, em três Direcções de Serviços de Rede (Norte, Centro e Sul) e 14 Áreas de Rede. 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 Área de Rede.

O RQS estabelece para Portugal continental três zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associadas padrões de Qualidade de Serviço. O Artigo 8º do referido Regulamento caracteriza as zonas, em função do número de clientes existente nas diversas localidades². Em 31 de Dezembro de 2007 os clientes finais utilizadores das redes da EDP Distribuição estavam distribuídos, pelas diferentes zonas, da forma apresentada no gráfico seguinte:

Distribuição de clientes por zonas
(situação em 31 de Dezembro de 2007)



² - 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



3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Em 2007 a Empresa continuou a acompanhar a evolução da satisfação dos utilizadores das redes, segmentados em mercado empresarial e residencial. Para tal, procedeu à realização de dois estudos de mercado de tipo quantitativo (um para os clientes empresariais e outro para os clientes residenciais), cada um deles com um questionário próprio, de tipo auto-administrado (questionário em papel, enviado por correio – os inquiridos após responderem, enviam o questionário para a Empresa, em envelope RSF, sem qualquer identificação).

3.1 Clientes empresariais

Metodologia utilizada

O estudo começa por identificar a Satisfação Global dos Clientes e a avaliação que fazem de um conjunto de atributos ligados com a qualidade técnica do serviço prestado pela EDP Distribuição³, recorrendo depois a um modelo econométrico para identificar quais os factores chave e o impacto que cada um deles tem na explicação da variável dependente, "Satisfação Global dos Clientes com a Energia Eléctrica".

O universo dos clientes empresariais foi dividido em duas sub-populações: um conjunto de clientes empresariais do mercado regulado e um conjunto de clientes empresariais do mercado livre. Acrescente-se ainda que, para o conjunto dos clientes empresariais do mercado regulado, foi igualmente feita uma estratificação por nível de tensão (MAT/AT, MT e BTE).

No total foram enviados 45 898 inquéritos (44 742 do mercado regulado e 1 156 do mercado livre).

O trabalho de campo decorreu durante o mês de Outubro de 2007, tendo sido recebidas 6 443 respostas válidas correspondentes a uma taxa de resposta de 14% do universo em análise.

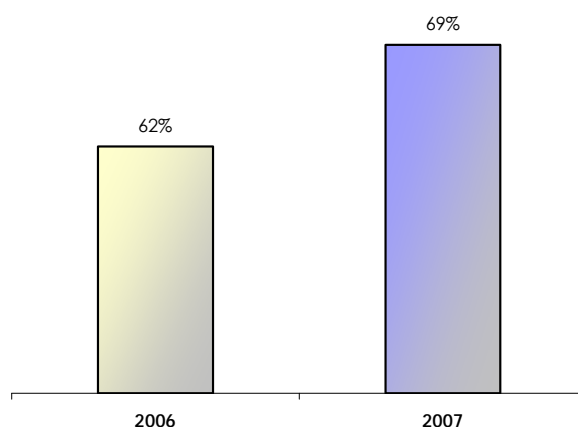
³ A selecção dos factores de satisfação dos clientes resultou da análise dos resultados de um "focus group" realizado em 2004 junto dos colaboradores da EDP intervenientes, directa e indirectamente, nos processos de atendimento de clientes; posteriormente, em 2006, o conjunto de atributos foi aferido com outro "focus group" a clientes residenciais EDP. Em 2004 e 2006 foram realizados testes piloto ao questionário.

A amostra das respostas dos clientes foi estratificada de acordo com os mesmos critérios definidos para o universo e validada recorrendo a uma ferramenta de análise de informação que permitiu a correcção de valores omissos e ou valores anormais. A qualidade geral dos resultados é fiável, permitindo efectuar a extrapolação dos valores da Satisfação manifestada pelos clientes para o universo, com um nível de confiança de 95%.

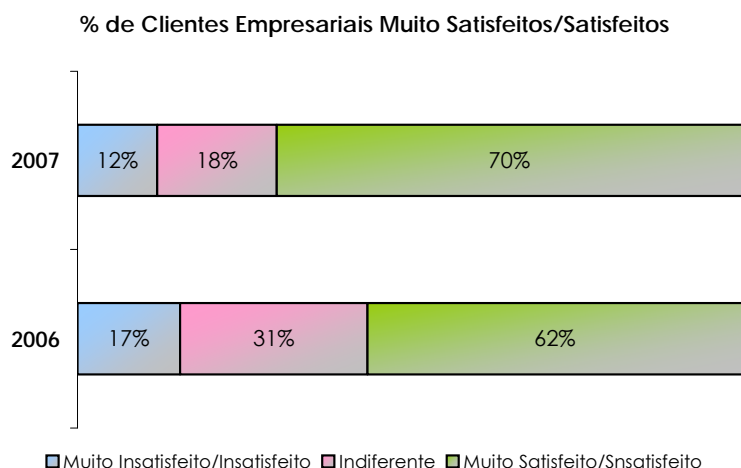
Na inferência para o universo, as margens de erro, que correspondem à semi-amplitude do intervalo de confiança a 95% para a média de cada um dos parâmetros de satisfação dos clientes, variam entre um mínimo de $\pm 0,8\%$ para a variável "Informação disponibilizada na Internet" e um máximo de $\pm 1,4\%$, para a variável "Informações durante as interrupções de fornecimento".

Relativamente ao indicador "Satisfação Global com a Energia Eléctrica" registou-se, entre 2006 e 2007, um aumento de sete pontos percentuais.

% de clientes Muito Satisfeitos/
Satisfeitos



Ainda relativamente à Satisfação Global com a Energia Eléctrica considera-se importante monitorizar as alterações de opinião, mesmo que não se registem modificações significativas no valor global da satisfação. Neste caso, o aumento verificado no indicador, deve-se essencialmente a uma diminuição do grupo de Clientes Insatisfeitos ou Muito Insatisfeitos.



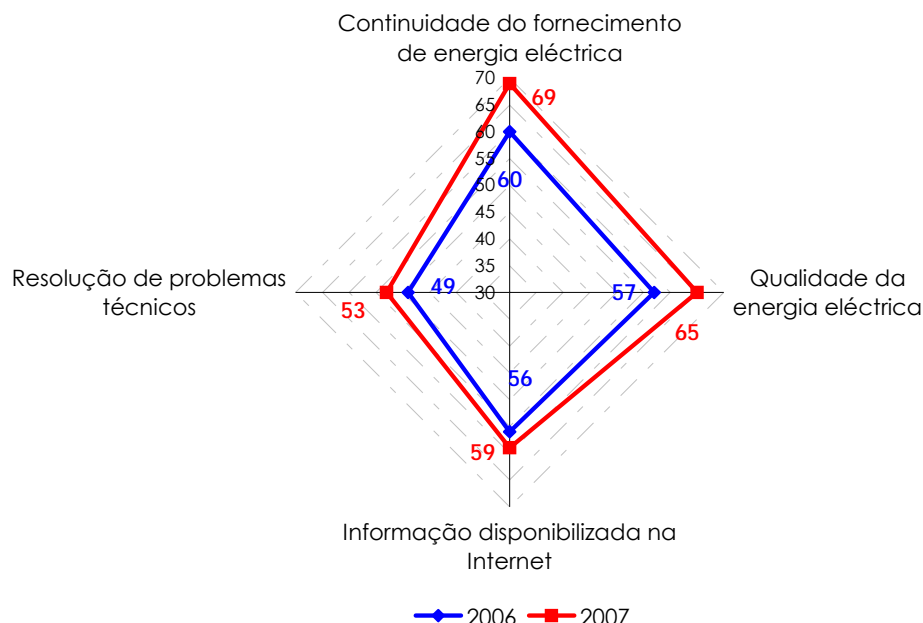
Factores chave de satisfação

Não basta analisar os níveis de satisfação dos clientes, é fundamental entender também quais os factores que melhor explicam a Satisfação Global com a Energia Eléctrica.

Assim, recorrendo a uma análise de regressão linear múltipla chega-se a um modelo com uma boa qualidade de ajustamento ($R^2 = 0,70$) em que os factores com maior impacto na explicação da satisfação com a energia eléctrica são: continuidade do fornecimento de energia eléctrica, qualidade da energia eléctrica, informação disponibilizada na Internet e resolução de problemas.

Os valores de satisfação com cada um destes atributos são os que constam no gráfico seguinte.

Factores Chave da Satisfação com a Energia Eléctrica



Verifica-se assim que atributos “Qualidade da energia eléctrica” e “Continuidade do fornecimento”, são aqueles que os registaram uma evolução mais positiva entre 2006 e 2007.

3.2. Clientes residenciais

Metodologia utilizada

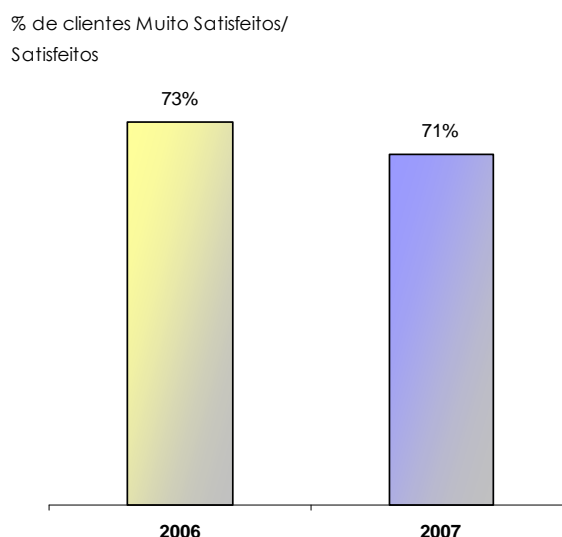
No estudo de satisfação para este segmento de clientes foi analisado o universo de clientes de baixa tensão normal que foi dividido em catorze sub-populações, uma para cada região da EDP Distribuição, denominada Área de Rede e, para cada um destes estratos, foi extraída uma amostra aleatória. A dimensão de cada uma das amostras manteve, face à amostra total de clientes, a proporcionalidade de cada uma das sub-populações no universo de clientes residenciais.

No total foram enviados 98 500 inquéritos, correspondendo a uma amostra aleatória estratificada, tendo sido definido um nível de confiança de 95% para cada um dos catorze estratos. Na identificação da dimensão da amostra total levou-se em conta o facto de se estar a adoptar um inquérito auto-administrado onde normalmente as taxas de resposta são relativamente baixas (à volta dos 10%).

O trabalho de campo decorreu entre Setembro e Novembro de 2007. A taxa de resposta foi de 8,2% (abaixo dos 10% previstos) do universo o que, no contexto do modelo adoptado, não permite fazer uma análise segmentada por região mas apenas inferir sobre o universo de clientes residenciais, com margens de erro que variam entre $\pm 0,7\%$ para a variável "Continuidade no fornecimento de energia eléctrica" e um máximo de $\pm 1,7\%$, para a variável "Relação qualidade/Preço", para um nível de confiança fixado de 95%.

Factores chave de satisfação

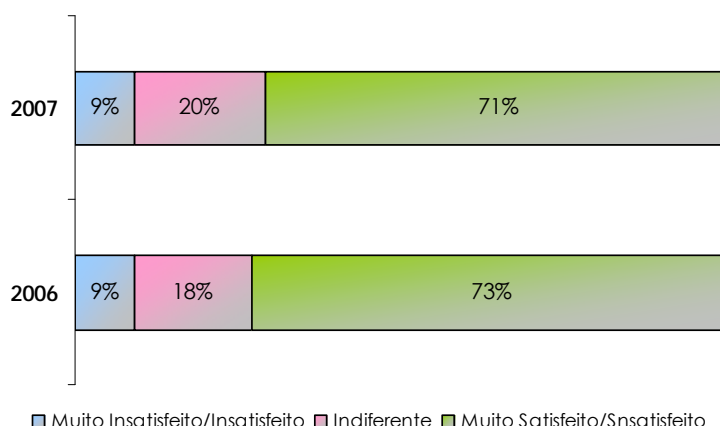
Relativamente à "Satisfação Global com a Energia Eléctrica" esta manteve-se estável de 2006 para 2007, uma vez que a variação percentual não tem significância estatística.



Ainda em relação à Satisfação Global com a Energia Eléctrica, considera-se importante monitorizar os movimentos dos clientes, mesmo que não se registem alterações significativas no valor global da satisfação.

Neste caso concreto, a diferença registada em termos de satisfação, tem a ver com uma maior indiferença por parte dos clientes e não com o aumento da insatisfação.

% de Clientes Residenciais Muito Satisfeitos/Satisfeitos



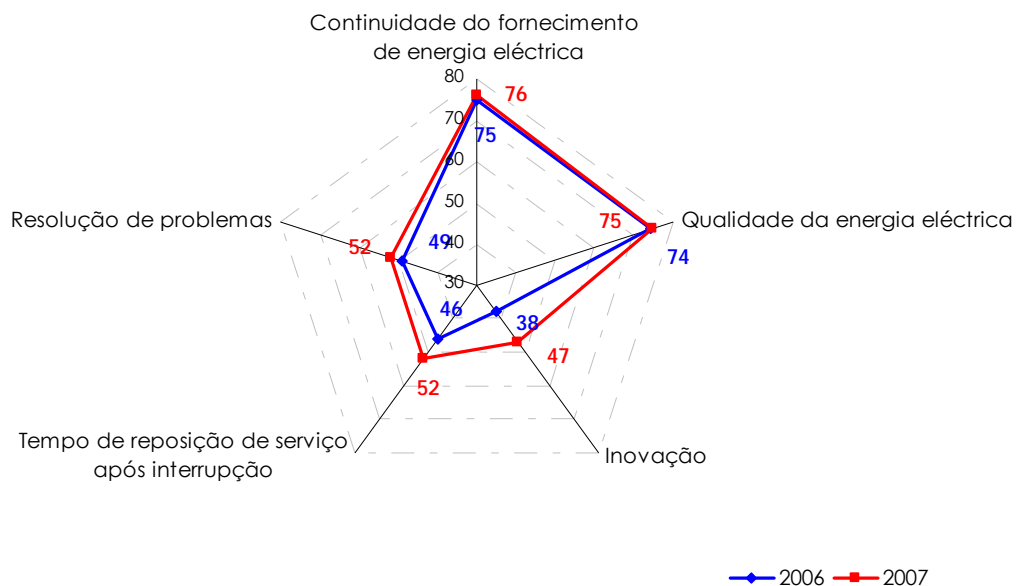
Factores chave de satisfação

Não basta analisar as satisfações globais dos clientes, é fundamental entender também quais os factores que melhor explicam a Satisfação com a qualidade do produto fornecido.

Nesta óptica, utilizou-se um modelo econométrico para identificar quais os atributos com maior impacto na explicação da variável Satisfação Global com a Energia Eléctrica. O modelo encontrado tem uma qualidade de ajustamento bastante razoável ($R^2 = 0,60$) e identificou como factores chave da satisfação global dos clientes os seguintes atributos: continuidade do fornecimento da energia eléctrica, qualidade da energia eléctrica, resolução de problemas, tempo de reposição após uma interrupção e inovação.

Os valores de satisfação com cada um destes atributos constam do gráfico seguinte. Verifica-se que todos eles melhoraram de 2006 para 2007.

Factores Chave de Satisfação global com a Energia Eléctrica



4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL



4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. Balanço da aplicação do regulamento da qualidade de serviço

Até ao final de 2006, pelo facto das funções de operador da rede de distribuição e de comercializador de último recurso serem desempenhadas pela mesma entidade, foram calculados indicadores únicos para a empresa EDP Distribuição. Contudo, com a criação, em Dezembro de 2006, da EDP Serviço Universal, a partir de Janeiro seguinte passou a ser necessário determinar valores, no caso de alguns dos indicadores, que caracterizem apenas a qualidade do serviço comercial prestado pela EDP Distribuição que tutela alguns dos processos comerciais e assim estabelece contactos de natureza comercial com os clientes finais.

Os indicadores apresentados para 2007, no caso dos atendimentos, presencial e telefónico, e do tratamento de reclamações e de pedidos de informação, dizem assim apenas respeito ao operador da rede. Quando comparados com os anos anteriores deve-se ter presente que, no passado, estes indicadores e as respectivas quantidades englobavam o tratamento de questões que agora são específicas da EDP Serviço Universal.

Não é de mais salientar que, desde a sua constituição em 2000, a EDP Distribuição tem melhorado de forma significativa a qualidade do serviço comercial, tendo em atenção as disposições regulamentares e, em especial, procurando atingir o objectivo de cada vez mais prestar um melhor serviço. Salvaguardadas as alterações decorrentes das modificações ocorridas em finais de 2006 e referidas no parágrafo anterior, os sete indicadores fixados pelo RQS actual continuam a registar uma evolução favorável.

4.2. Relacionamento com os Utilizadores das Redes

As actividades desenvolvidas ao longo de 2007 continuaram a ter como objectivo tornar mais fácil o acesso dos utilizadores à Empresa pela diversificação dos canais de atendimento, nomeadamente através das redes de Agentes de Atendimento e de Cobrança, que no final de 2007 ascendiam a 431, dos quais 236 efectuavam Atendimento e Cobrança e 195 só procediam a operações de Cobrança. Em parceria com os Municípios e, inicialmente, sob o patrocínio do recém extinto IGLC - Instituto para a Gestão das Lojas de Cidadão - cujas responsabilidades transitaram para a Agência

para a Modernização Administrativa, AMA IP - a Empresa continuou a investir na manutenção dos Postos de Atendimento ao Cidadão (PAC), tendo-se encerrado o ano de 2007 com 70 PAC's em funcionamento.

Também ao nível das novas tecnologias foi implementada a "Loja Virtual" em mais 7 Agentes, tornando possível deste modo um relacionamento mais ágil com os Agentes, o que no final resulta numa melhor prestação de serviço. De referir que, no final de 2007, o número de Agentes que possuía esta "ferramenta" era de 107.

A existência de "Quiosques Internet" em muitas das lojas próprias, possibilitam o acesso ao sítio edp com todas as vantagens daí decorrentes (possibilidade de solicitar pedidos de informação, comunicar leituras, etc.) e, finalmente, aceder a diversa informação sobre a Empresa.

É de referir o investimento no sítio edp, com a inserção de novos conteúdos e funcionalidades, nomeadamente através do acesso directo à actividade de operador da rede exercida pela EDP Distribuição, que desta forma procura reforçar a utilização do canal Internet na interacção com os utilizadores das redes.

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 gerais de qualidade do relacionamento comercial

O desempenho global da EDP Distribuição, no exercício das actividades de operador da rede de distribuição, em termos de relacionamento comercial, é caracterizado através dos indicadores gerais de qualidade de serviço que, para 2007 e nos termos do RQS em vigor, foram os seguintes:

- Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis;
- Percentagem de ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis;
- Percentagem de activações de fornecimento de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de dois dias úteis após a celebração do contrato

de fornecimento de energia eléctrica;

- Percentagem de atendimentos com tempos de espera até 20 minutos nos centros de atendimento;
- Percentagem de atendimentos com tempos de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado;
- Percentagem de pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis;
- Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais.

Nos pontos seguintes é feita uma análise dos valores registados para os diferentes indicadores no decurso de 2007, sendo possível concluir que a Empresa conseguiu concretizar um elevado desempenho no âmbito da prestação de serviço, desempenho esse traduzido no facto de se terem excedido os valores dos padrões de qualidade fixados pelo RQS.

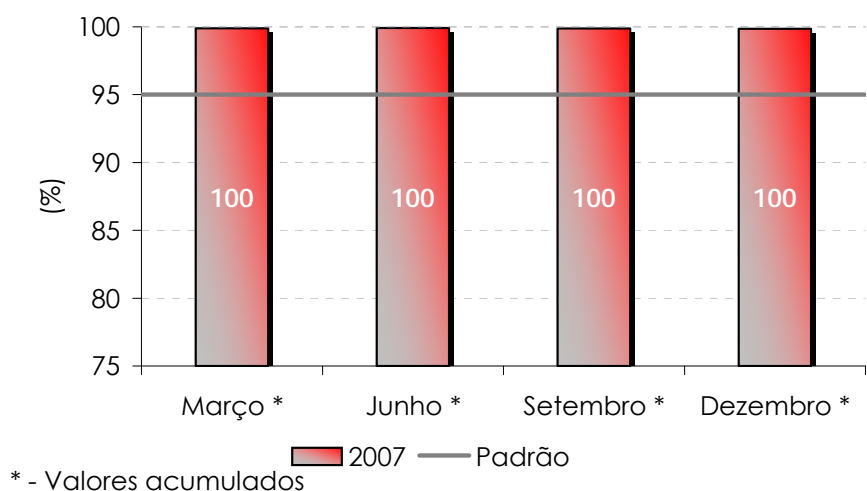
Para o cálculo dos diversos indicadores foram tidas em consideração as disposições constantes do Anexo VI do RQS⁴.

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.

⁴ "Cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade do relacionamento comercial".

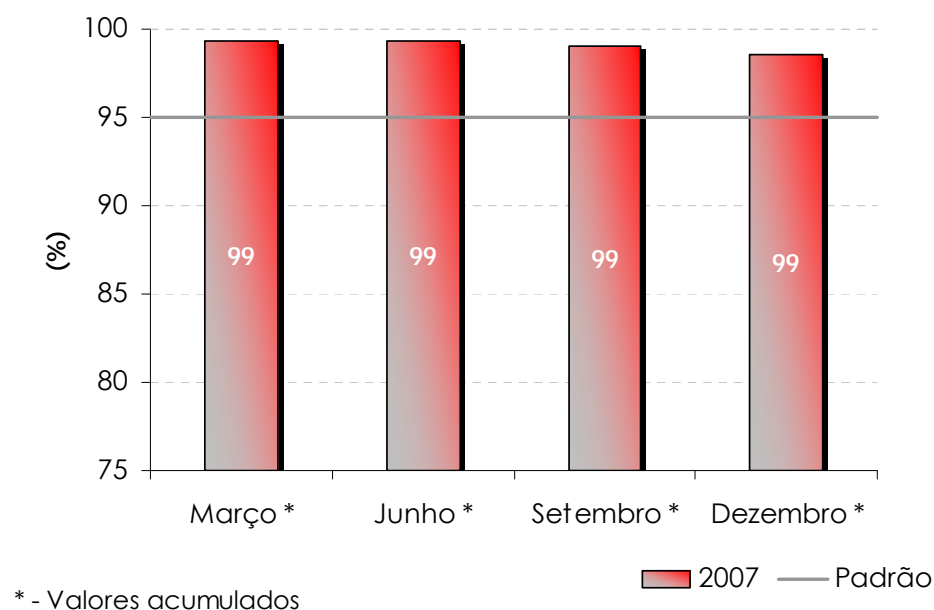
Orçamentos de ramais de BT



O desempenho obtido continuou a ser excelente, uma vez que dos cerca de 75 600 orçamentos elaborados em 2007, apenas 101 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.

Execução de ramais de BT

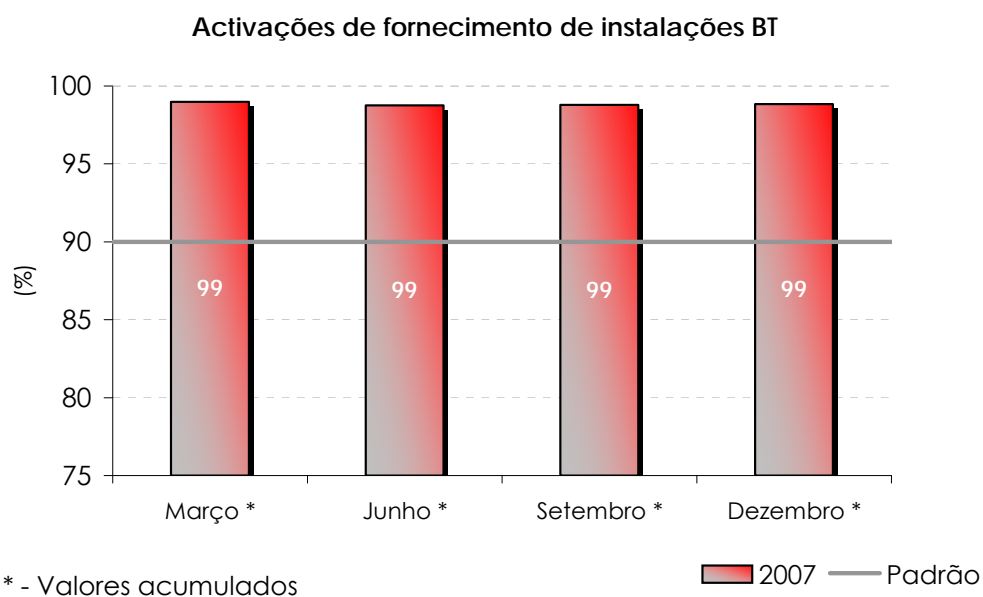


Nos termos do RQS, para o cálculo deste indicador só devem ser considerados os tempos que decorrem desde a data em que são acordadas as condições económicas de realização dos trabalhos até à sua conclusão, excluindo-se os casos de inexistência de rede de distribuição no local onde se situa a instalação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

Da análise do gráfico infere-se que foi possível ultrapassar o padrão regulamentarmente estabelecido, aproximadamente em 4 pontos percentuais, o que correspondeu à execução de cerca de 36 600 ramais num prazo até 20 dias úteis.

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 2007 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

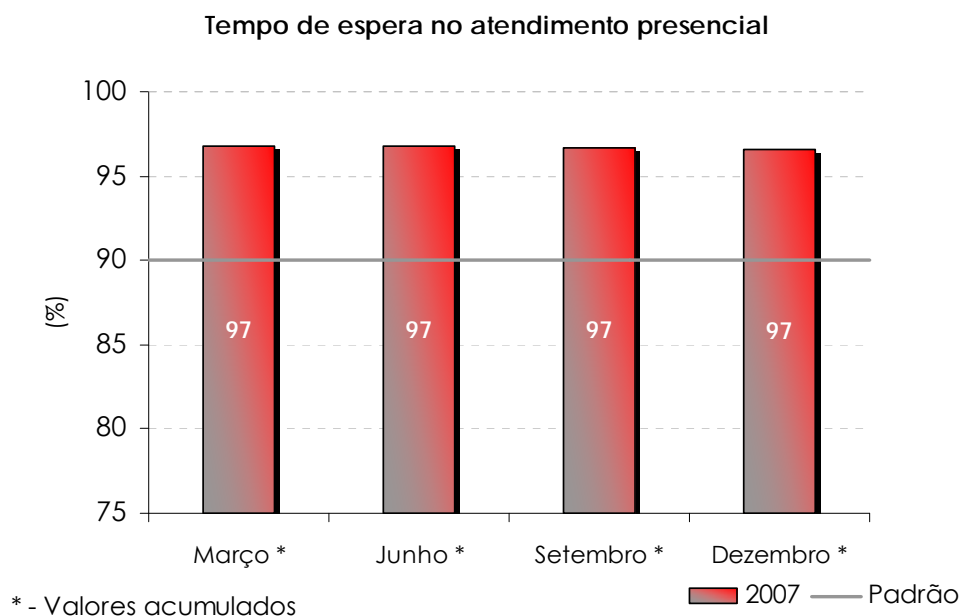
não considera as ligações em que o cliente solicite uma data de ligação posterior aos dois dias úteis regulamentarmente estabelecidos.

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 207 mil activações de fornecimento verificadas em 2007, 205 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 fixados⁵. Os centros de atendimento que foram objecto de monitorização em 2007 foram Lisboa, Leiria, Amadora, Porto, Vila Nova de Gaia e Santa Maria da Feira, tendo sido monitorizados nestes centros cerca de 34,5 mil atendimentos.

Assim, durante o ano de 2007, o indicador registou a seguinte evolução:

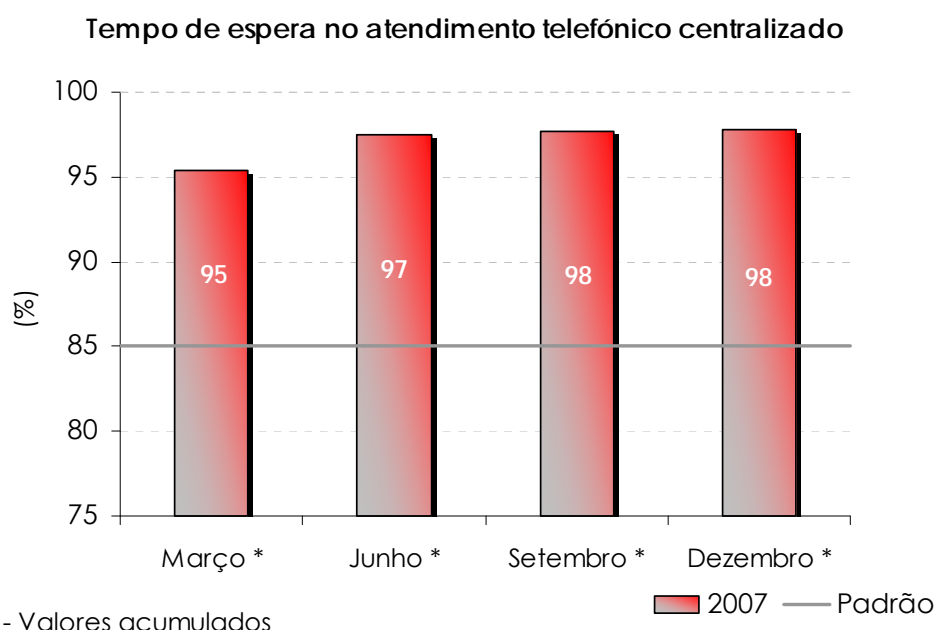


⁵ - Viana do Castelo, Braga, Bragança; Vila Real e Porto; Aveiro, Leiria, Coimbra, Castelo Branco, Guarda e Viseu; Santarém, Lisboa, Setúbal, Portalegre, Évora, Beja e Faro.

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.

Para o desempenho acima retratado foi essencial a implementação de medidas direccionadas no sentido de minimizar os tempos de espera verificados entre o momento de chegada aos Centros de Atendimento e o momento de efectivo atendimento.

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 2007, a evolução constante do gráfico seguinte.



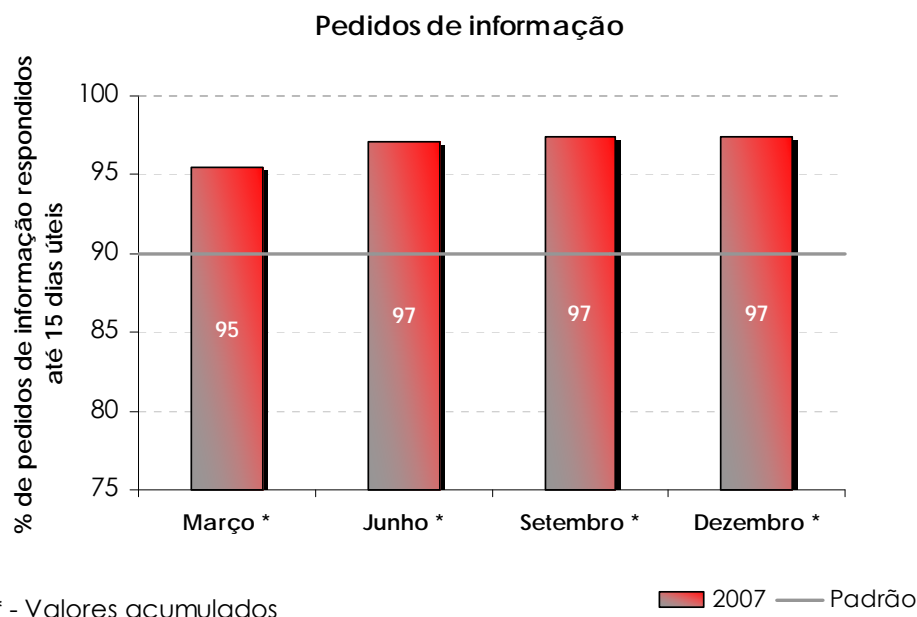
No ano de 2007 e conforme se conclui da leitura dos dados relativos ao atendimento telefónico centralizado, o padrão definido pelo RQS (85% de atendimentos telefónicos até 60 segundos) foi ultrapassado em cerca de 13 pontos percentuais, o que correspondeu ao atendimento de cerca de 5,2 milhões de chamadas num tempo inferior a 60 segundos. De referir que em 2007 passaram a ser consideradas para o cálculo deste indicador as chamadas para o número de telefone dedicado à comunicação de leituras.

O resultado obtido em termos de indicador só foi possível pelo empenho colocado na aplicação prática da política definida pela Empresa, a qual se encontra

consubstanciada nos investimentos, nomeadamente em sistemas, que continuamente são efectuados.

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 que é de que 90% dos pedidos de informação recebidos pela Empresa sejam respondidos até 15 dias úteis foi ultrapassado em 7 pontos percentuais. Tal correspondeu a que dos cerca de 3 400 pedidos de informação recebidos em 2007 na Empresa, mais de 3 300 foram respondidos até 15 dias úteis.

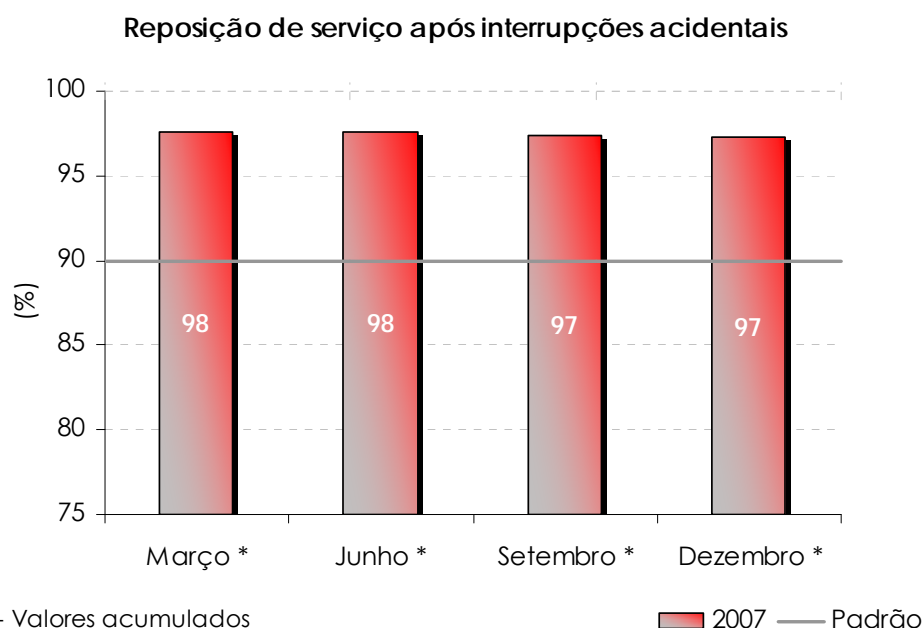
De referir que os assuntos que mais motivaram a apresentação de pedidos de informação dizem respeito a “leituras” e a “questões técnicas”.

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 2007 o indicador “Percentagem de clientes com tempo de

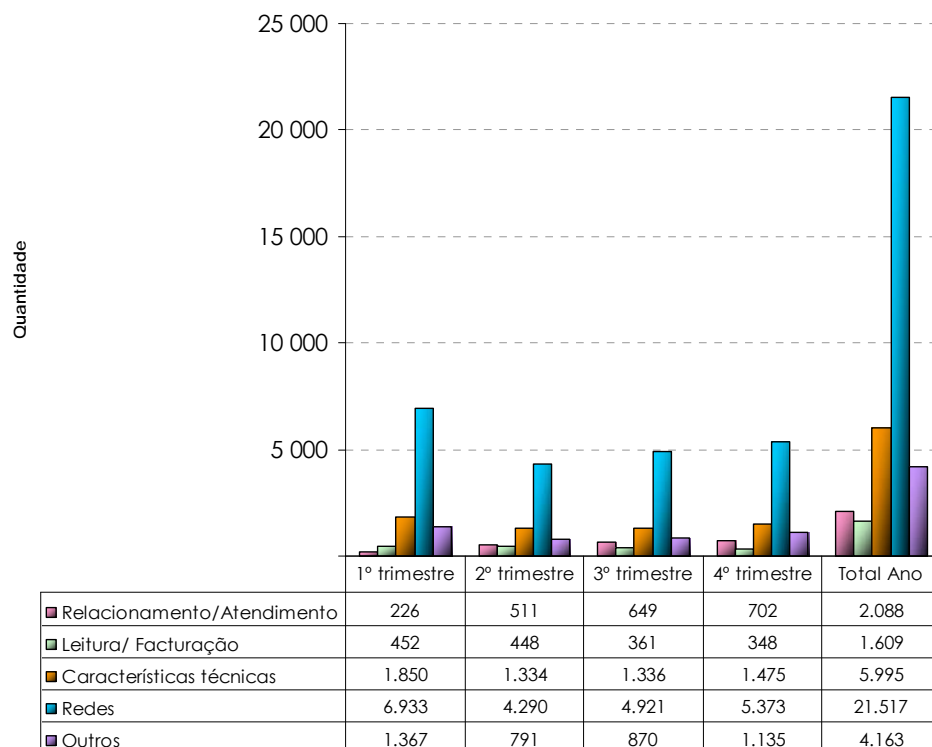
reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais" registou a evolução constante do gráfico seguinte. Da análise do mesmo é possível concluir, de forma clara, que o padrão do RQS foi sempre ultrapassado, em pelo menos 7 pontos percentuais. Tal correspondeu a que o restabelecimento do fornecimento de energia foi efectuado num prazo inferior a 4 horas em cerca de 12,8 milhões de interrupções acidentais de fornecimento.



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*.

4.4. Reclamações recebidas

Durante 2007 foram recebidas pela EDP Distribuição um total de cerca de 36 200 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 59% foram relativas a questões de "Redes".



4.5. Compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço de âmbito comercial e quantias pagas pelos clientes

4.5.1. Compensações

O Regulamento da Qualidade de Serviço (n.º 2 do Artigo 49º) consagra o direito dos clientes receberem uma compensação monetária, atribuída de forma automática, no caso de não serem cumpridos os níveis mínimos de qualidade (padrões) aquando da prestação de alguns serviços por parte do operador da rede.

Prevê ainda o referido Regulamento que o pagamento da citada compensação deverá ocorrer na primeira factura que seja emitida 45 dias úteis após a ocorrência do facto motivador do pagamento da compensação, pelo que não é possível estabelecer uma relação temporal, directa, entre a data do incumprimento e a data de pagamento, ficando assim impossibilitado o estabelecimento de uma relação causa/efeito.

Nos termos regulamentares, os indicadores individuais de qualidade de serviço cujo incumprimento acarreta o pagamento de uma compensação são:

- “*Visitas às instalações dos clientes*” (padrão: cumprimento do intervalo de 2 horas e 30 minutos combinado para a realização da visita);

- “Assistência técnica” após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica (padrão: clientes BT em zonas A e B prazo de 4 horas e em zonas C prazo de 5 horas; clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico eléctrico prazo de 3 horas; restantes clientes prazo de 4 horas);
- “Restabelecimento do fornecimento” de electricidade após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente (padrão: clientes BT – até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que houve a regularização da situação; restantes clientes – no período de 8 horas após a regularização);
- “Resposta a reclamações” de clientes (padrão: resposta no prazo máximo de 15 dias úteis contados a partir da data de recepção da reclamação);
- “Leitura dos equipamentos de medição” dos clientes de BTN (padrão: intervalo entre duas leituras não seja superior a seis meses).

Nos termos do RQS, os valores a pagar aos clientes, como compensação, são os seguintes:

- Clientes BTN com potência contratada até 20,7 kVA – € 18,00;
- Restantes clientes BT – € 30,00;
- Restantes clientes – € 92,00.

O número e montante das compensações, de âmbito comercial, pagas pela EDP Distribuição relativas ao ano de 2007 foram os seguintes:

| Designação da Compensação | 1.º trimestre | | 2.º trimestre | | 3.º trimestre | | 4.º trimestre | | Total Ano | |
|---|---------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|------------------|---------------|------------------|--------------|------------------|
| | Número | montante (€) | Número | montante (€) | Número | montante (€) | Número | montante (€) | Número | montante (€) |
| Visitas às instalações | 20 | 339,00 | 25 | 492,00 | 24 | 444,00 | 7 | 123,00 | 76 | 1 398,00 |
| Assist.Técnicas Solicitadas | 234 | 4 251,00 | 217 | 3 966,00 | 21 | 366,00 | 36 | 648,00 | 508 | 9 231,00 |
| Restabel. Fornecimento | 89 | 1 593,00 | 61 | 1 098,00 | 43 | 774,00 | 12 | 216,00 | 205 | 3 681,00 |
| Reclamações | 2 | 30,00 | 2 | 36,00 | 6 | 108,00 | 1 | 18,00 | 11 | 192,00 |
| Intervalo entre leituras de contadores superior a 6 meses | | ,00 | | ,00 | 644 | 15 660,00 | 889 | 11 934,00 | 1 533 | 27 594,00 |
| Total | 345 | 6 213,00 | 305 | 5 592,00 | 738 | 17 352,00 | 945 | 12 939,00 | 2 333 | 42 096,00 |

Da observação dos elementos constantes do quadro anterior, verifica-se que foram pagas 2 333 compensações relativas à qualidade de serviço comercial, traduzidas em € 42 096,00.

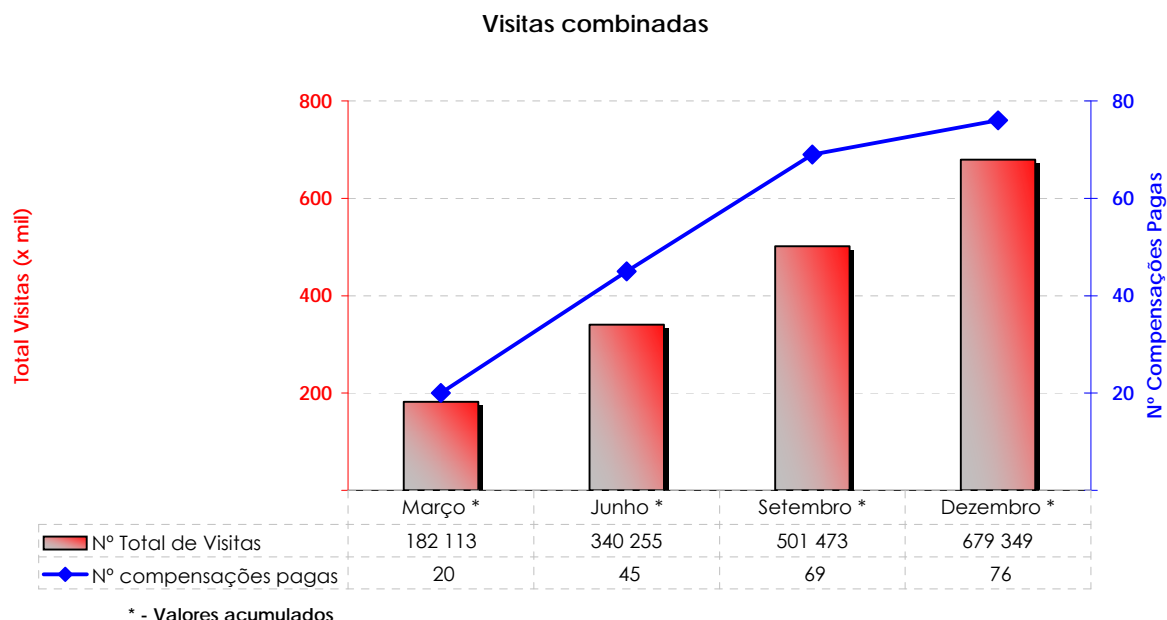
O número de incumprimentos do indicador relativo ao *intervalo entre leituras de contadores* veio revelar a necessidade de serem realizadas acções de melhoria no processo “leituras” as quais estão em curso. Assim, espera-se que no futuro venha a ocorrer uma redução significativa do número de incumprimentos.

A análise dos elementos relativos a cada um dos indicadores individuais de qualidade de serviço que deram origem ao pagamento de compensações é feita, de forma individualizada e através dos gráficos seguintes.

Como já referido anteriormente, não existe uma relação temporal, directa, entre os incumprimentos dos padrões individuais da qualidade de serviço e os pagamentos das respectivas compensações, mas na análise que se faz de seguida não é tido em consideração esse facto.

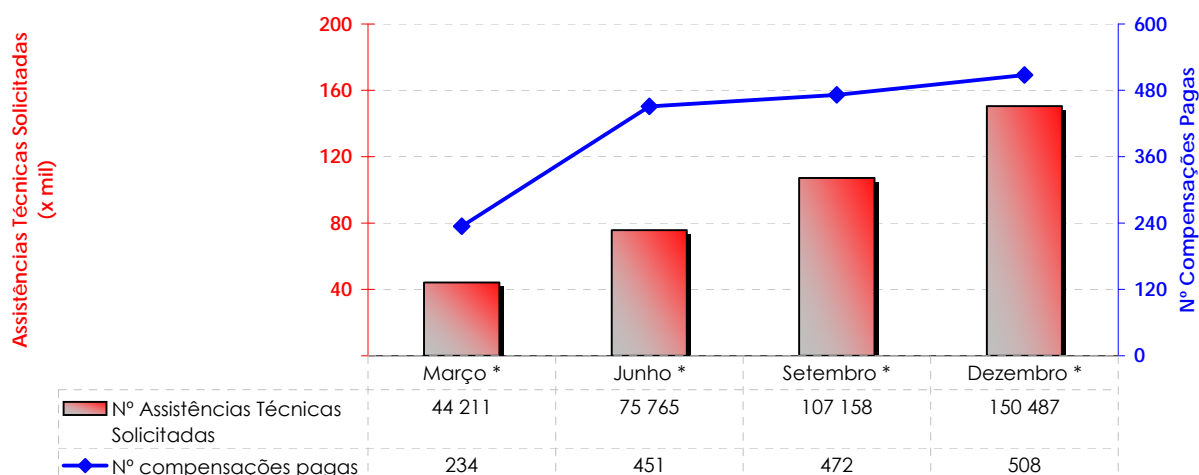
No gráfico seguinte, verifica-se que no ano de 2007 foram pagas 76 compensações, no montante de € 1 398,00, por incumprimento do intervalo regulamentar para a realização de “*Visitas às instalações dos clientes*”.

É de referir que o número de compensações pagas representa cerca de 0,01% do total das 679 349 visitas realizadas.



No que respeita ao indicador relacionado com as “*Assistências técnicas solicitadas*”, a evolução no ano de 2007 foi a que se resume seguidamente.

Assistências técnicas solicitadas

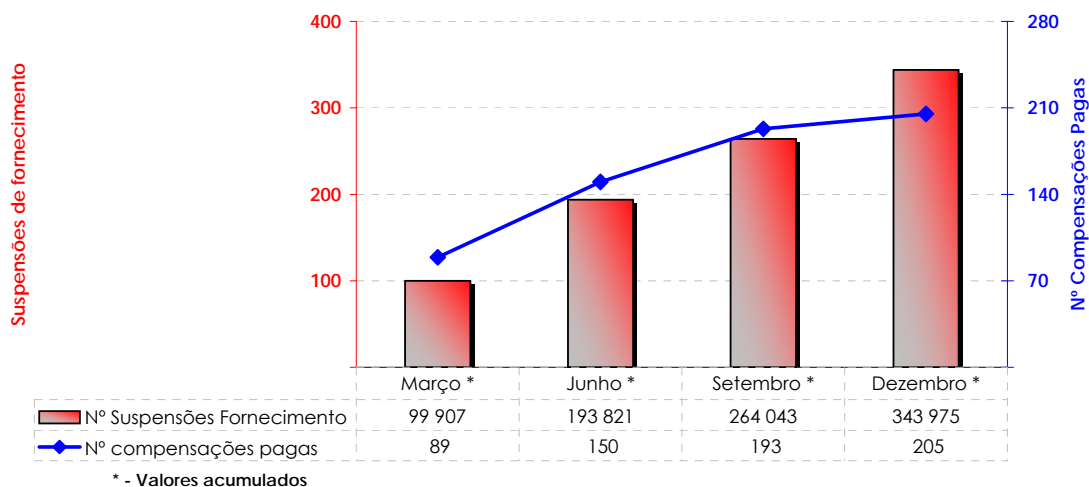


* - Valores acumulados

Da análise da informação apresentada no gráfico anterior, constata-se que o número de compensações pagas (508 compensações, num montante de € 9 231,00), correspondeu a 0,34% do total das assistências técnicas solicitadas.

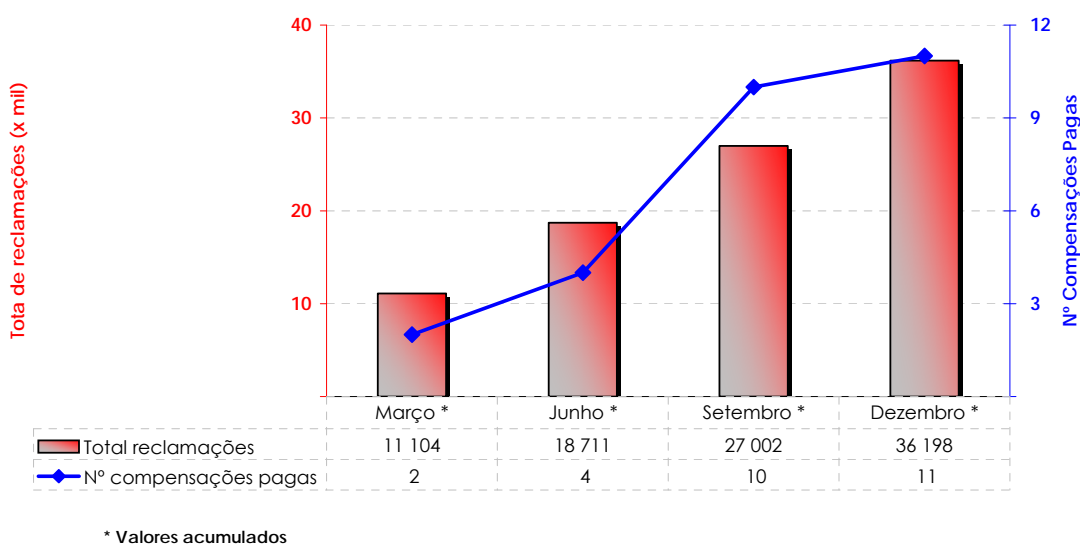
No que respeita à "*Suspensão e retoma do fornecimento*", durante o ano de 2007 foram pagas 205 compensações no valor total de € 3 681,00 referentes às situações em que não foi possível cumprir os prazos fixados no RQS para o restabelecimento do fornecimento de electricidade após suspensão por facto imputável ao cliente. O número de suspensões solicitadas pela EDP Serviço Universal foi de cerca de 344 mil, pelo que as compensações pagas representam cerca de 0,06% do total das situações de suspensão do fornecimento.

Suspensão e retoma de fornecimento



Relativamente a "Reclamações", da análise do gráfico seguinte verifica-se que durante o ano de 2007 foram pagas 11 compensações, no montante de € 192,00, por incumprimento do prazo regulamentar para *resposta a reclamações* apresentadas por clientes (15 dia úteis) e que respeitam a questões relativas a "redes" (9 reclamações e "funcionamento do equipamento de contagem" (2 reclamações). Consta-se que o peso relativo dos incumprimentos no total das reclamações é de 0,03%.

Reclamações

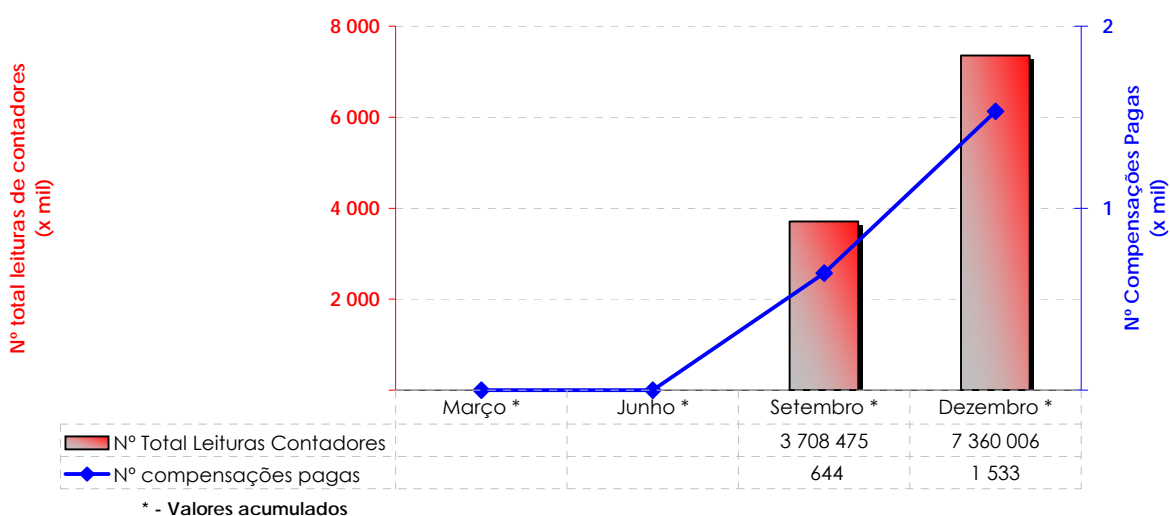


A qualidade de serviço relativa à "*Leitura dos equipamentos de medição de BTN*" a

partir de Janeiro de 2007, passou a ser acompanhada através de um indicador individual de qualidade de serviço, estabelecendo o RQS que o intervalo entre duas leituras, dos equipamentos de medição “acessíveis” ao operador da rede, não pode ultrapassar 6 meses.

Pelo facto do indicador ter começado a ser calculado a partir de Janeiro, só no 3º trimestre - depois de decorrido um prazo de seis meses - é que foi possível avaliar do grau de cumprimento do estipulado no RQS.

Intervalo entre leituras de contadores



4.5.2. Quantias Pagas pelos Clientes

A EDP Distribuição, enquanto operador da rede, tem direito a receber dos clientes o pagamento de uma quantia sempre que, tendo acordado com eles um determinado período para a realização de uma visita às suas instalações, os clientes não se encontrem nas mesmas. A EDP Distribuição tem igualmente direito a receber uma quantia nos casos em que, tendo conhecimento da ocorrência de uma avaria na alimentação individual de energia eléctrica dos clientes, verifique que a mesma se situa na instalação de utilização dos clientes e é da sua responsabilidade.

Os valores a pagar pelos clientes são os seguintes:

- Clientes BTN com potência contratada até 20,7 kVA – € 18,00;
- Restantes clientes BT – € 30,00;
- Restantes clientes – €92,00.

Exceptua-se o caso das visitas a instalações dos clientes BTN com potências contratadas até 20,7 kVA em que o valor a pagar é de € 9,00.

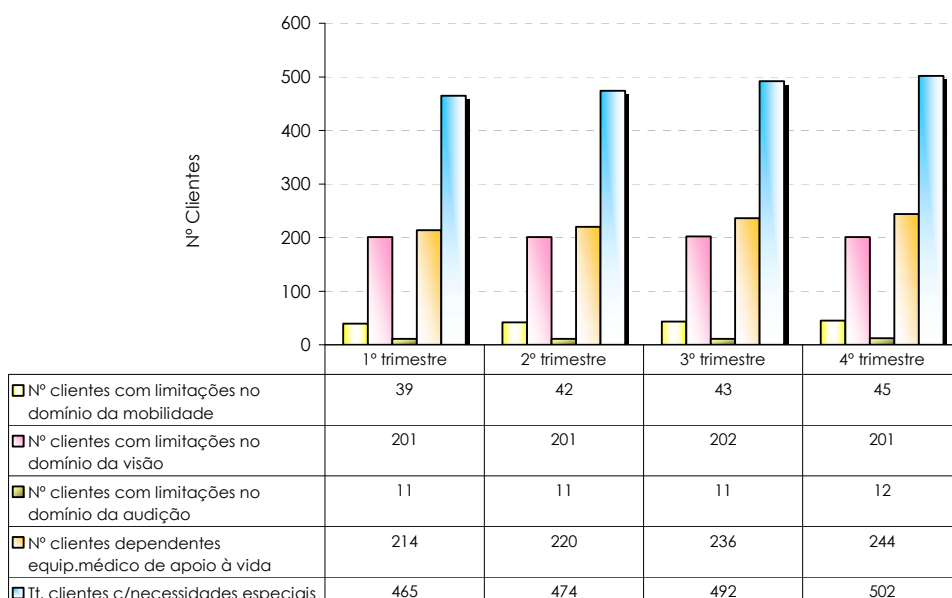
Em 2007 registaram-se as ocorrências que se explicitam no quadro seguinte.

| | 1.º trimestre | | 2.º trimestre | | 3.º trimestre | | 4.º trimestre | | Total Ano | |
|--|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|----------------------|-----------|----------------------|
| | Número | Montante cobrado (€) | Número | Montante cobrado (€) | Número | Montante cobrado (€) | Número | Montante cobrado (€) | Número | Montante cobrado (€) |
| Visitas previamente acordadas não realizadas por ausência dos clientes | 23 260 | 9 577,51 | 18 397 | 6 447,60 | 19 212 | 5 695,29 | 19 348 | 4 485,00 | 80 217 | 26 205,40 |
| Avarias situadas na instalação de utilização do cliente | 49 547 | 62 700,50 | 35 447 | 51 890,54 | 35 482 | 63 840,50 | 44 088 | 69 423,00 | 164 564 | 247 854,54 |

4.6. Clientes com necessidades especiais

A evolução do “Número de clientes com necessidades especiais” encontra-se representada no gráfico seguinte. Da leitura do mesmo verifica-se que, ao longo do ano de 2007, o número de clientes com “necessidades especiais” aumentou em, praticamente, todos os grupos. A excepção verifica-se nos clientes “...com limitações no domínio da visão – cegueira total ou hipovisão.”

Assim, dos 502 clientes registados no final do ano de 2007, 244 dependiam de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência, 45 tinham limitações ao nível da mobilidade, 201 eram invisuais e 12 tinham problemas no domínio da audição.



4.7. Acções mais relevantes para melhoria da qualidade de serviço de âmbito comercial

O ano de 2007 foi marcado pelo facto de, com a criação da EDP Serviço Universal, ter sido necessário proceder a ajustamentos vários nos métodos e processos até então usados pela EDP Distribuição, nomeadamente em termos de relacionamento com os clientes finais. Assim, durante este ano a EDP Distribuição, em colaboração com a EDP Soluções Comerciais, empresa que lhe presta serviço no âmbito das actividades comerciais, procedeu à separação das actividades entre comercialização regulada e operador da rede.

Merecem ainda destaque as seguintes medidas, adoptadas no sentido de melhorar a qualidade de serviço de âmbito comercial:

- Realização de sessões de esclarecimento com todos os utilizadores dos processos de “Novas Ligações” com objectivo de informar e divulgar as novas regras de orçamentação, na sequência da publicação do Despacho da ERSE consagrando novas metodologias para o cálculo das ligações às redes;
- Execução de campanha no sentido de caracterizar os equipamentos de medição “inacessíveis”, visando o cumprimento dos níveis de serviço fixados pelo RQS;
- Transferência do processo “leituras” da EDP Distribuição para a EDP Soluções Comerciais com o objectivo de otimizar recursos;
- Realização de campanha de recolha de leituras em instalações com ausências reiteradas (com mais de 6 meses);
- Realização de auditorias à qualidade e eficácia da leitura e de acções de formação aos leitores, nomeadamente sobre características dos novos equipamentos de medição;
- Implementação do processo de certificação do envio da facturação aos comercializadores através de suporte electrónico;
- Disponibilização de ferramenta que permite efectuar a gestão de reclamações veiculadas pela ERSE e com origem no “livro de reclamações”;
- Assinatura das condições particulares dos Contratos de Uso das Redes com todos os comercializadores;
- Investimento no segundo *Contact Center*, em Seia. Com o objectivo de reforçar o primeiro *Contact Center* existente em Odivelas este novo vem dar resposta a uma tripla necessidade: satisfazer a maior procura por parte dos clientes deste meio de contacto, otimizar a qualidade e eficiência do serviço

já existente e reduzir o risco operacional de eventual inoperacionalidade de um centros;

- Disponibilização dos principais serviços comerciais em língua inglesa.

5.QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO



5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico verificados no ano de 2007, 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, das instalações e dos equipamentos de distribuição, com o objectivo de identificar eventuais acções de melhoria;
- analisar a adequação da resposta da Empresa quer às ocorrências da rede, quer 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 no abastecimento de energia eléctrica aos clientes por elas servidos;
- caracterizar a qualidade da onda de tensão.

Os indicadores relativos à continuidade do serviço foram obtidos a partir dos sistemas informáticos de registo e gestão de incidentes. Relativamente às definições dos termos técnicos utilizados, as mesmas constam do Anexo 3.

5.1. Continuidade de serviço

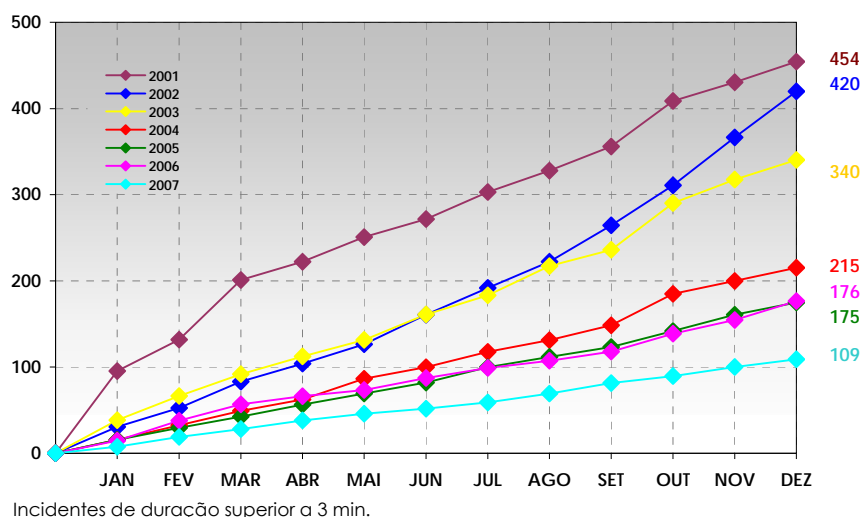
O desempenho apresentado pela rede de distribuição deve-se a um conjunto de iniciativas que têm sido desenvolvidas na Empresa, de onde se destacam o "*Programa de Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico*" e os Projectos "*LEAN*" e "*Produtividade+*", que têm mobilizado a quase totalidade dos colaboradores das áreas técnicas da Empresa na procura e implementação das melhores práticas e soluções para ultrapassar, com eficiência e eficácia, os principais problemas e estrangulamentos detectados, quer a nível técnico quer a nível organizativo.

As regiões que ainda registam maior dispersão nos valores dos indicadores gerais de qualidade de serviço 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.

Em 2007 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, atingiu o valor de 109,04 minutos, sendo o menor valor observado na rede de distribuição até à presente data representando uma diminuição de 38% em relação ao valor observado no ano de 2006.

No gráfico seguinte, apresenta-se a evolução mensal do TIEPI MT, para incidentes de longa duração, nos últimos sete anos (2001-2007), verificando-se uma clara tendência de melhoria.

TIEPI MT (minutos)
Evolução Mensal Acumulada



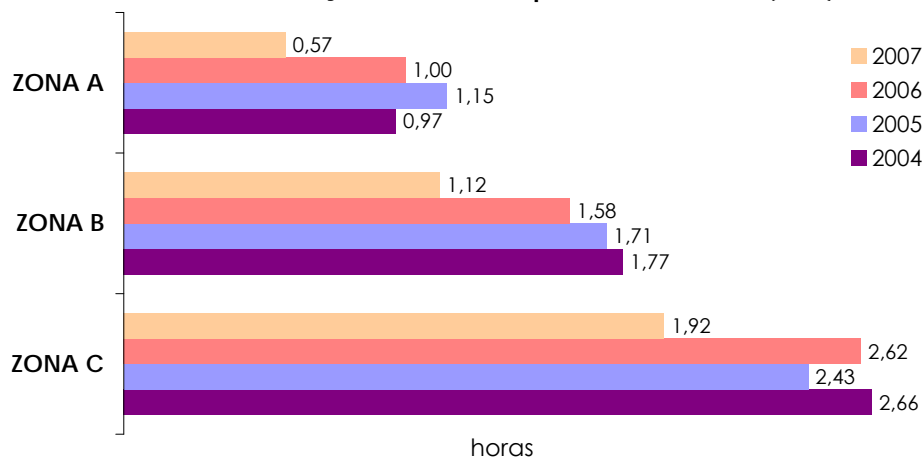
No gráfico seguinte apresenta-se a evolução dos valores anuais do TIEPI MT, mas desagregados pela origem dos incidentes que contribuíram para o seu cálculo. Verifica-se uma redução acentuada das componentes devidas aos incidentes com origem nas redes AT e MT, o que confirma um acréscimo da respectiva fiabilidade.

Incidentes que contribuíram para o TIEPI MT



O TIEPI MT global de 2007 foi inferior ao de 2006, tendo-se constatado que todas as zonas de qualidade de serviço do RQS apresentaram uma melhoria substancial face ao verificado em 2006, 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 onde se sintetiza os valores associados às ocorrências (incidentes, interrupções previstas e religações) verificadas nesta rede em 2007.

Número de ocorrências na rede AT da EDP Distribuição

| TIPOS DE OCORRÊNCIAS | TEMPOS [min] | ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS | |
|--|-------------------|------------------------|-----------------------|
| | | REDE AT | OUTRAS ⁽¹⁾ |
| Acidentais que não originaram interrupções a clientes ⁽²⁾ | | 296 | 18 |
| Religações ⁽³⁾ | $t < 1$ | 303 | 97 |
| Acidentais Curta Duração ⁽³⁾ | $1 \leq t \leq 3$ | 257 | 54 |
| Acidentais Longa Duração ⁽³⁾ | $t > 3$ | 165 | 42 |
| Previstas Curta Duração ⁽³⁾ | $1 \leq t \leq 3$ | 19 | 1 |
| Previstas Longa Duração ⁽³⁾ | $t > 3$ | 2 | 0 |
| TOTAL | | 1 042 | 212 |

Nota:

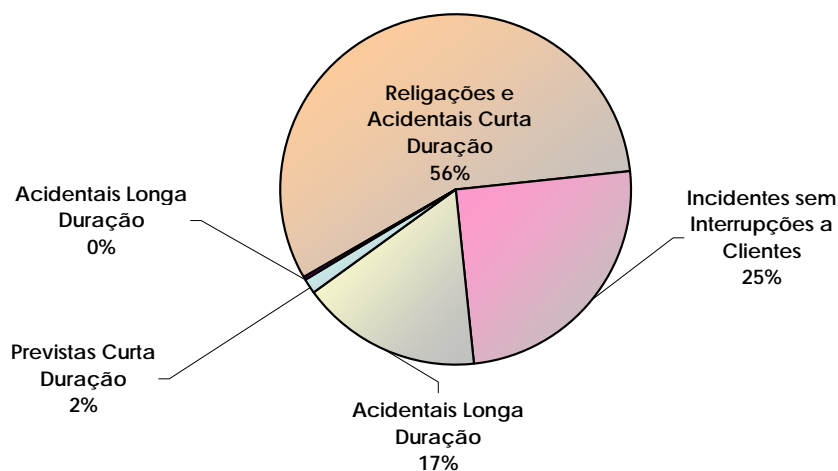
- ⁽¹⁾ — Na coluna "Outras" estão contabilizadas as ocorrências verificadas na rede AT, mas que tiveram origem noutras redes — RNT, rede MT da EDP Distribuição e instalações de clientes AT.
- ⁽²⁾ — Incidentes ocorridos em linhas exploradas em paralelo ou em malha fechada e que, como tal, não tiveram energia não distribuída.
- ⁽³⁾ — Consideram-se todas as interrupções acidentais com valor de "energia não distribuída" não nulo.

As interrupções acidentais de muito curta (religações rápidas) e curta duração correspondem a cerca de 76% de todas as ocorrências com interrupção verificadas na rede AT. A sua redução constitui uma preocupação cada vez maior por parte da EDP Distribuição, pelo facto de originarem cavas de tensão na rede, perturbações que podem ter impacto negativo em alguns dos processos produtivos de utilizadores da rede que usam tecnologias mais sensíveis nos seus sistemas de controlo.

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

De salientar que cerca de 25% das ocorrências totais não originaram interrupções a clientes, traduzindo este valor o esforço que a EDP Distribuição tem vindo a efectuar, no sentido de adaptar os sistemas de protecção da rede MT para funcionamento em malha. Só cerca de 17% das ocorrências foram acidentais de longa duração.

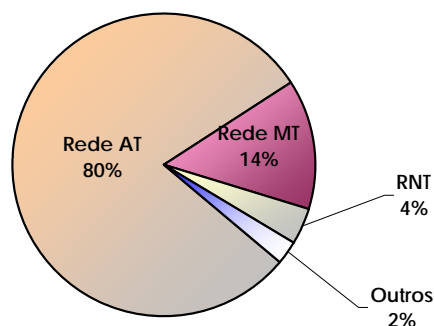
Distribuição das Ocorrências (origem - rede AT)



Uma análise quanto às origens das ocorrências acidentais (com interrupção) de longa duração, permite concluir que 80% deste tipo de ocorrências tiveram origem na própria rede AT.

Número de ocorrências acidentais na rede AT - Origem

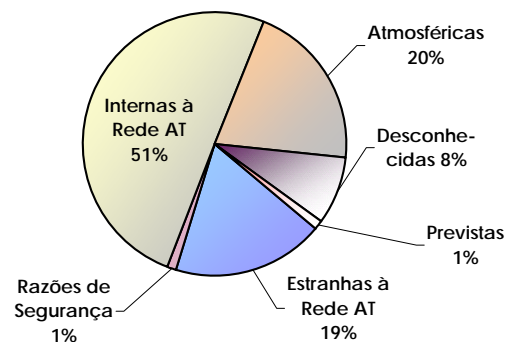
| Origem | N.º Ocorrências |
|--------------|-----------------|
| Rede AT | 165 |
| Rede MT | 29 |
| RNT | 8 |
| Outros | 5 |
| Total | 207 |



Relativamente aos grupos de causas das ocorrências (com interrupção) de longa duração com origem na rede AT, pode verificar-se o impacto que têm quer as 84 ocorrências classificadas como "Internas à rede AT, representando cerca de 51% do total, quer as 34 classificadas como "condições atmosféricas" (20% do total).

Número de Ocorrências rede AT - Causas (origem rede AT)

| Causas | | N.º Ocorrências |
|--------------|----------------------|-----------------|
| Externas | Estranhas à Rede AT | 31 |
| | Razões de Segurança | 2 |
| Internas | Internas à Rede AT | 84 |
| | Causas Atmosféricas | 34 |
| | Causas Desconhecidas | 14 |
| | Previstas | 2 |
| Total | | 167 |



Entende-se por Estranhas à Rede o grupo de causas:

- "Fortuitas ou Força Maior - Terceiros"
- "Fortuitas ou Força Maior - Naturais ou Ambientais"
- "Facto Imputável ao Cliente"
- "RNT"

Entende-se por Internas à Rede o grupo de causas:

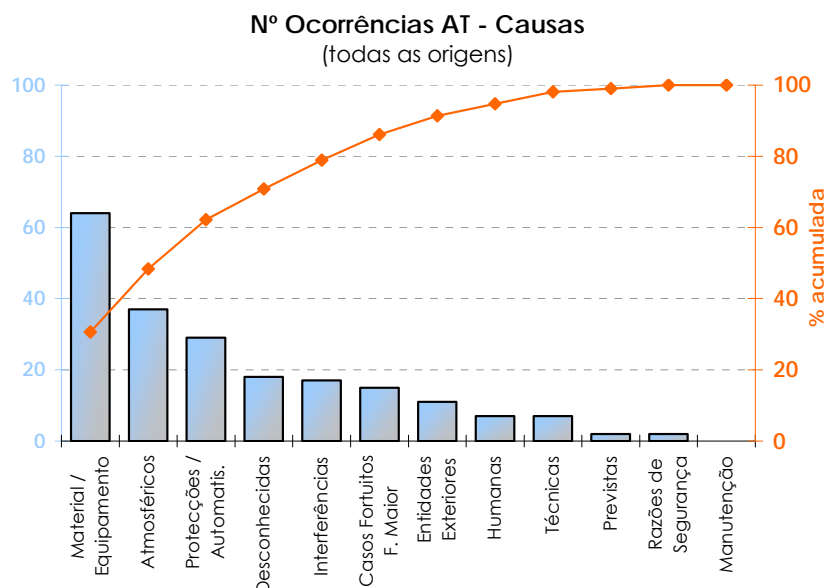
- "Protecções Automatismos"
- "Material Equipamento"
- "Manutenção"
- "Técnicas"
- "Humanas"

Os incidentes classificados como "Material/Equipamento" (cerca de 31%) representam a parcela mais significativa do total de incidentes. Das acções desenvolvidas para minimizar esta situação, 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.

Embora apenas surjam em quarto lugar, os incidentes classificados com "Causas Desconhecidas" (9% do total) registaram um ligeiro aumento em relação ao ano anterior (6%).

Estes incidentes estão na sua grande maioria relacionados com as interferências externas, nomeadamente por acção de aves (cegonhas), de toques de árvores ou de ramos projectados pelo vento e contornamentos das cadeias de isoladores devido a acumulação de poeiras. Tem-se registado uma diminuição do peso das ocorrências "previstas", o que traduz uma maior utilização das técnicas de trabalhos em tensão no cumprimento do plano de manutenção das redes AT.

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



Constata-se que a causa "material/equipamento" originou cerca de 31% do total dos incidentes de longa duração na rede AT.

5.1.2. Desempenho da Rede MT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT apresenta-se no quadro seguinte a síntese dos valores associados às ocorrências nela verificadas ou que a perturbaram (incidentes, interrupções previstas e religações).

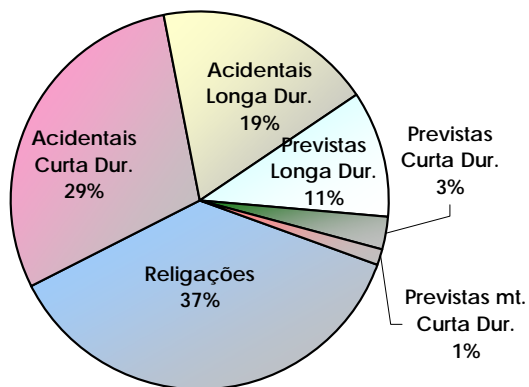
Número de ocorrências na rede MT da EDP Distribuição

| TIPOS DE OCORRÊNCIAS | TEMPOS [min] | ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS | |
|-------------------------------|-------------------|------------------------|------------|
| | | REDE MT | OUTRAS |
| Religações | $t < 1$ | 13 407 | 194 |
| Acidentais Curta Duração | $1 \leq t \leq 3$ | 10 672 | 415 |
| Acidentais Longa Duração | $t > 3$ | 6 742 | 268 |
| Previstas Muito Curta Duração | $t < 1$ | 524 | 5 |
| Previstas Curta Duração | $1 \leq t \leq 3$ | 1 027 | 48 |
| Previstas Longa Duração | $t > 3$ | 3 918 | 36 |
| TOTAIS | | 36 290 | 966 |

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

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em percentagem, das ocorrências que tiveram origem apenas na rede MT.

Distribuição das ocorrências apenas com origem na rede MT



A evolução, nos últimos três anos, dos indicadores “Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI MT)”, “Energia Não Distribuída” (END), “Frequência e Duração Média das Interrupções” (SAIFI e SAIDI), para os incidentes de duração superior a 3 minutos, considerando-se todos os incidentes, independentemente da sua origem, é apresentada no quadro seguinte.

Rede MT – Indicadores
(incidentes de duração superior a 3 minutos)

| Indicadores | 2005 | 2006 | 2007 | Variação 07/06 |
|----------------|-----------|-----------|----------|----------------|
| TIEPI MT [min] | 174,97 | 176,49 | 109,04 | -38,2 % |
| END [MWh] | 13 535,32 | 13 901,02 | 8 437,16 | -39,3 % |
| SAIFI MT[nº] | 3,88 | 4,22 | 3,15 | -25,3 % |
| SAIDI MT [min] | 248,42 | 262,51 | 169,91 | -35,3 % |

Constata-se assim uma diminuição destes indicadores globais, face aos correspondentes valores registados em 2006, inclusive o número total de ocorrências de longa duração na rede MT diminuiu de 13 562 para 10 964 (-19,2%).

Para a diminuição destes indicadores contribuíram de forma significativa, o esforço continuado da EDP Distribuição na renovação dos activos, na automatização da rede e na manutenção preventiva sistemática.

Indicadores globais por Área de Rede

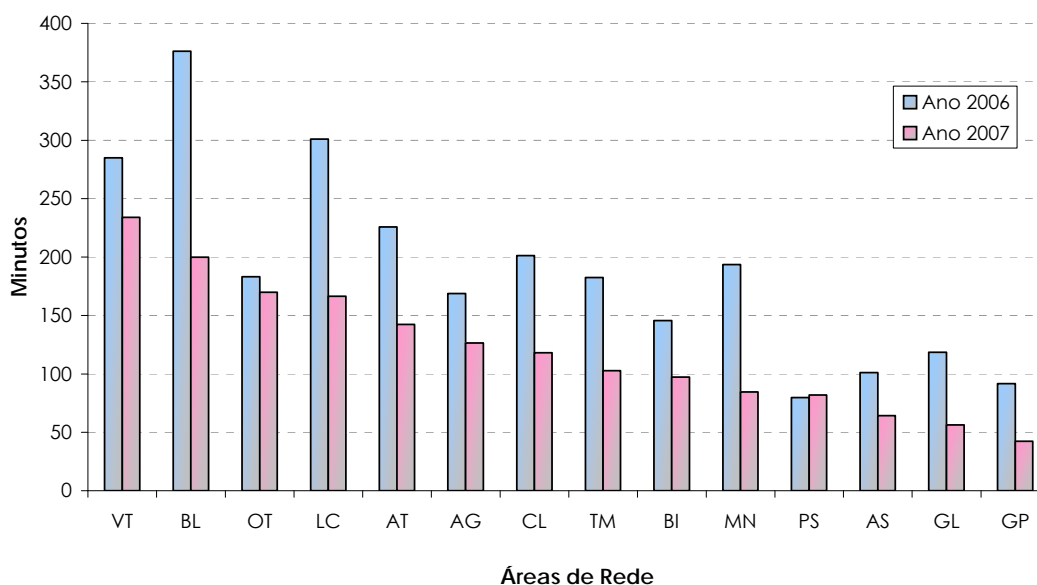
A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição⁽⁴⁾ (tendo como base de referência os valores da potência total instalada na rede MT e da energia entrada na respectiva Área de Rede) apresenta-se nos gráficos seguintes.

TIEPI MT

Todas as áreas de rede registaram desvios favoráveis significativos (atingiram variações entre -53,8% e -7,2%) à excepção da Península de Setúbal que apresentou um desvio desfavorável pouco significativo (variação de 2,9%) relativamente aos valores obtidos em 2006.

⁽⁴⁾ - GP – Grande Porto; MN - Minho; AS – Ave Sousa; TM – Trás-os-Montes; BL – Beira Litoral; CL – Coimbra Lousã; BI – Beira Interior; LC – Litoral Centro; GL – Grande Lisboa; OT – Oeste; VT – Vale do Tejo; PS – Península de Setúbal; AT – Alentejo; AG – Algarve.

TIEPI MT



END MT

Todas as áreas de rede atingiram desvios favoráveis significativos (variações entre -57,2% e -8,6%) à excepção da Península de Setúbal que apresentou um desvio desfavorável pouco significativo (variação de 3,3%) relativamente aos valores obtidos em 2006.

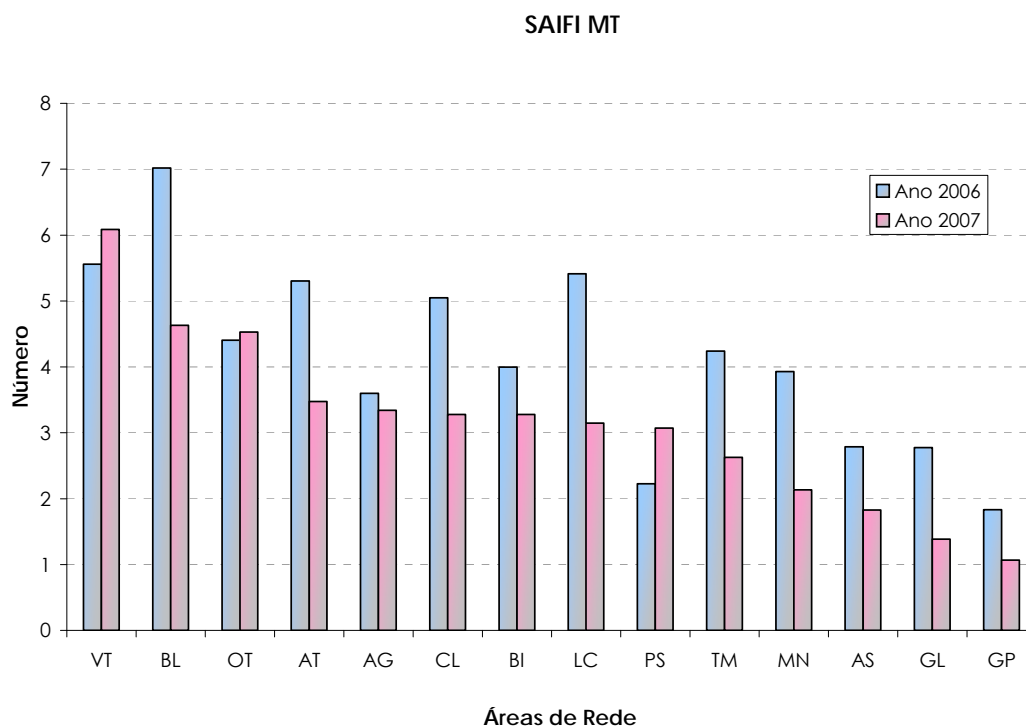
END MT



SAIFI MT

A maior parte das áreas de rede atingiu desvios favoráveis significativos (variações entre -50,0% e -7,1%) relativamente aos valores obtidos em 2006.

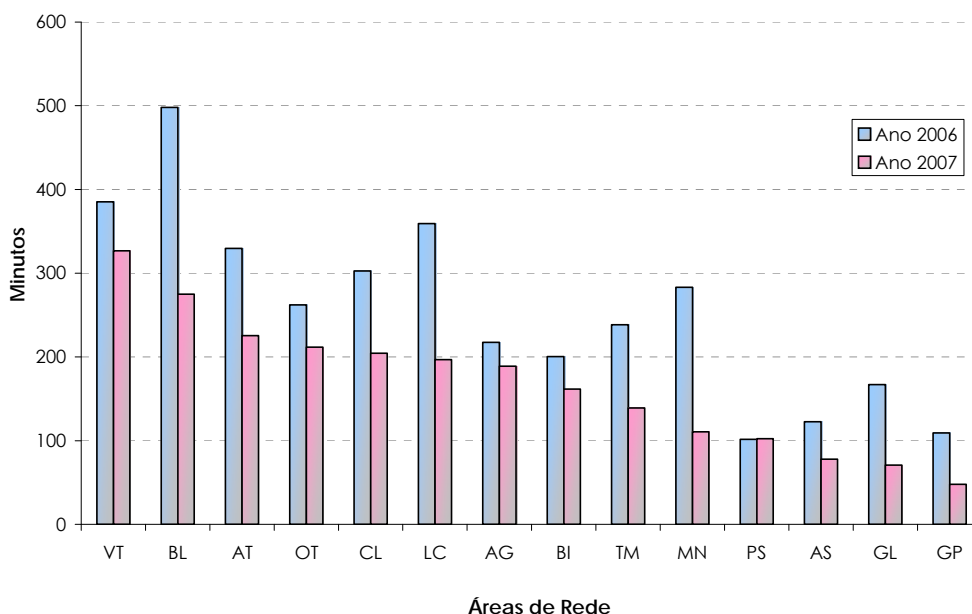
No entanto as áreas de rede do Oeste, Península de Setúbal e Vale do Tejo apresentaram desvios desfavoráveis (variações percentuais entre 2,8 e 38,2).



SAIDI MT

Todas as áreas de rede atingiram desvios favoráveis significativos (atingiram variações entre -60,9% e -13,1%) à excepção da Península de Setúbal que apresentou um desvio desfavorável pouco significativo (variação de 0,8%) relativamente aos valores obtidos em 2006

SAIDI MT



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

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 | 43,44 | 84,06 | 148,28 |
| | Previstas | 1,31 | 4,40 | 12,12 |
| END [MWh] | Acidentais | 779,81 | 2 105,35 | 5 126,80 |
| | Previstas | 20,89 | 104,28 | 434,97 |
| SAIFI MT [n.º] | Acidentais | 1,42 | 2,23 | 3,52 |
| | Previstas | 0,03 | 0,10 | 0,25 |
| SAIDI MT [min] | Acidentais | 50,98 | 102,85 | 195,09 |
| | Previstas | 2,17 | 6,97 | 18,23 |

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).

(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.

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

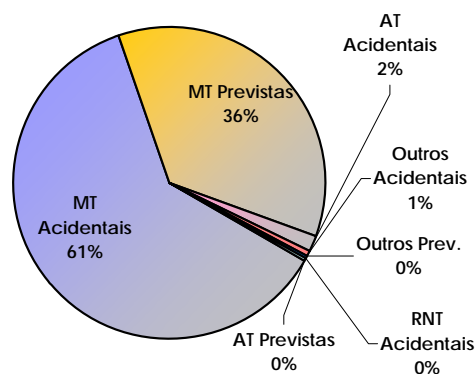
Rede MT – Origem das Ocorrências

| Origem | N.º Ocorrências | | TIEPI MT [min] | | END [MWh] | |
|--------------|-----------------|--------------|----------------|------------|----------------|--------------|
| | Acidentais | Previstas | Acidentais | Previstas | Acidentais | Previstas |
| RNT | 17 | 0 | 0,8 | 0 | 57,2 | 0 |
| Rede AT | 173 | 4 | 6,9 | 0 | 524,2 | 2,8 |
| Rede MT | 6 742 | 3 918 | 93,2 | 7,0 | 7 222,4 | 540,8 |
| Outros | 78 | 32 | 1,2 | 0 | 86,6 | 3,2 |
| TOTAL | 7 010 | 3 954 | 102,0 | 7,0 | 7 890,4 | 546,7 |

A representação gráfica da distribuição percentual do número de ocorrências em função da sua origem permite concluir que são as ocorrências “acidentais” (61%) e as “previstas” (36%), com origem na própria rede MT, que têm o maior peso no total de ocorrências.

Distribuição das ocorrências - Origens

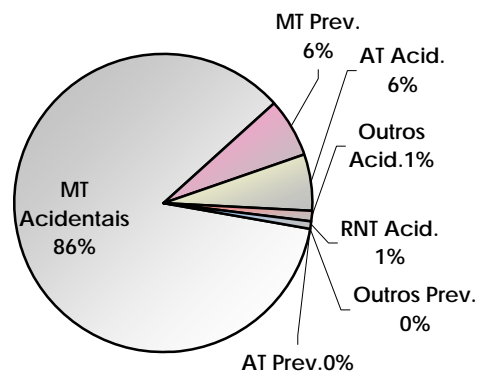
| | N.º Ocorrências |
|---------------------|-----------------|
| MT - Acidentais | 6 742 |
| MT - Previstas | 3 918 |
| AT - Acidentais | 173 |
| Outros - Acidentais | 78 |
| Outros - Previstas | 32 |
| RNT - Acidentais | 17 |
| AT - Previstas | 4 |
| Total | 10 964 |



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

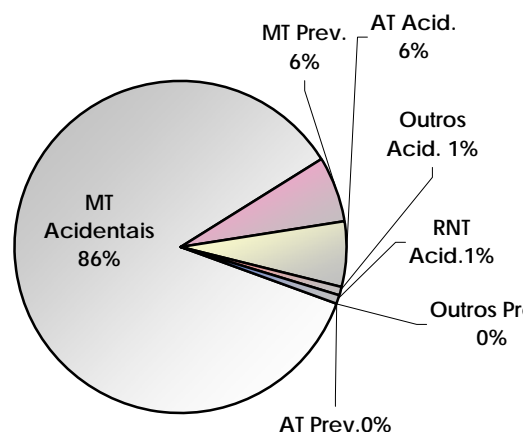
TIEPI MT (MWh) - Origens

| TIEPIMT [min] | |
|---------------------|---------------|
| MT - Acidentais | 93,22 |
| MT - Previstas | 6,96 |
| AT - Acidentais | 6,89 |
| Outros - Acidentais | 1,15 |
| RNT - Acidentais | 0,76 |
| Outros - Previstas | 0,04 |
| AT - Previstas | 0,03 |
| Total | 109,04 |



END (MWh) - Origens

| END [MWh] | |
|---------------------|-----------------|
| MT - Acidentais | 7 222,41 |
| MT - Previstas | 540,81 |
| AT - Acidentais | 524,21 |
| Outros - Acidentais | 86,58 |
| RNT - Acidentais | 57,23 |
| Outros - Previstas | 3,15 |
| AT - Previstas | 2,78 |
| Total | 8 437,16 |



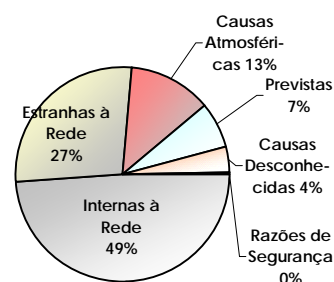
Causas das ocorrências só com origem na rede MT

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.

Ocorrências na rede MT (Grupo de Causas)

| TIPO DE CAUSAS | | N.º Ocorrências | TIEPI [min] | END [MWh] |
|----------------|----------------------|-----------------|--------------|----------------|
| Externas | Estranhas à Rede MT | 2 666 | 27,5 | 2 068,1 |
| | Razões de Segurança | 21 | 0,2 | 11,4 |
| Internas | Internas à Rede MT | 2 675 | 49,0 | 3 829,8 |
| | Causas Atmosféricas | 963 | 12,5 | 997,5 |
| | Causas Desconhecidas | 417 | 4,1 | 315,7 |
| | Previstas | 3 918 | 7,0 | 540,8 |
| TOTAL | | 10 660 | 100,2 | 7 763,2 |

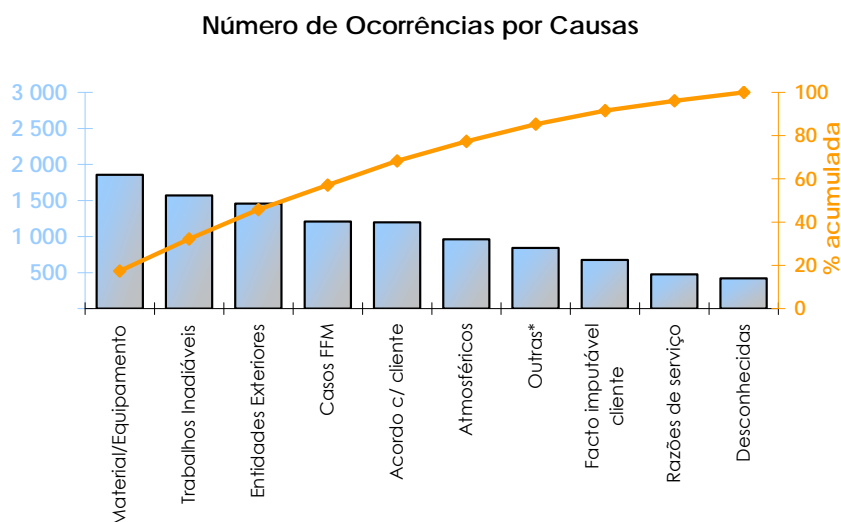
TIEPI MT - Causas



Os grupos de causas que contribuíram de forma mais significativa para o TIEPI MT foram as "Internas à rede MT" e as "Estranhas à rede MT", com os valores de 49% e 27% respectivamente.

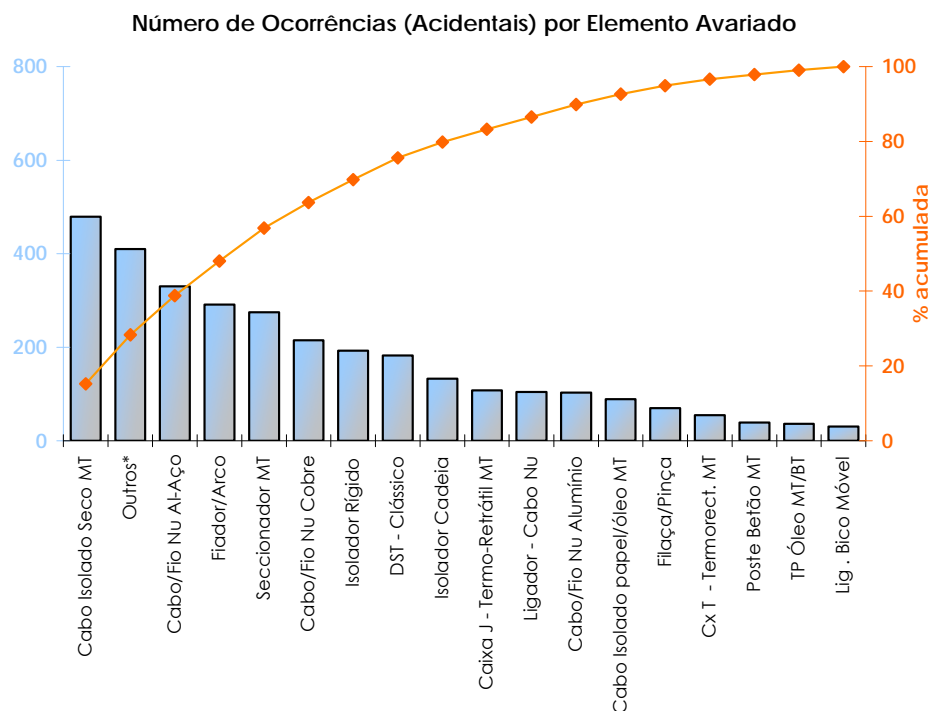
As causas "Previstas", com 7% do TIEPI MT, ilustram o esforço continuado de diminuição das interrupções para realização de trabalhos programados, em acções de manutenção e beneficiação da rede MT, tendo-se intensificado a utilização de trabalhos em tensão e o recurso a geradores, minimizando assim os tempos de interrupção a clientes.

O gráfico seguinte evidencia as causas dominantes nos incidentes ocorridos durante o ano de 2007.



* - Percentagem de ocorrências inferior ou igual a 3,1%.

Relativamente aos elementos avariados que estiveram na origem de incidentes, ou que por eles foram particularmente afectados, o conjunto constituído pelos cabos subterrâneos de isolamento seco, condutores nus de Alumínio/Aço, condutores nus de cobre, fiadores/arcos, seccionadores MT, e isoladores rígidos, representam cerca de 57% do total, como se constata no gráfico seguinte.



* - Percentagem de ocorrências inferior a 1%.

Relativamente ao indicador "número de incidentes na rede MT por 100 km de linha" (IKR), registou-se uma diminuição de 19,3% em relação ao ano de 2006. No cálculo deste indicador, consideraram-se todas as ocorrências acidentais de longa duração MT com origem na mesma rede.

Número de incidentes na rede MT por 100 km de linha (IKR)

| | 2005 | 2006 | 2007 |
|-----|-------|-------|------|
| IKR | 10,79 | 11,74 | 9,47 |

Cumprimento do RQS

Qualidade Geral

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

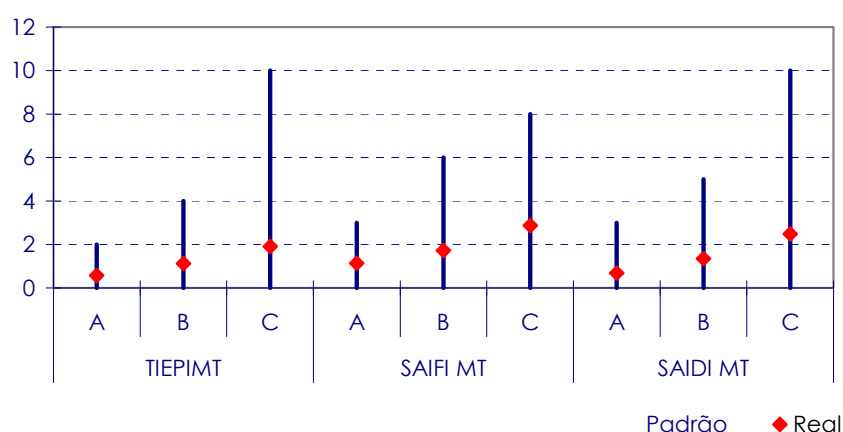
O RQS estabelece, no seu Artigo 15º, que os *operadores das redes de distribuição* deverão, anualmente, caracterizar a rede que exploram, determinando os indicadores gerais, para as redes de MT, a saber TIEPI, SAIFI, SAIDI e END. Os procedimentos a observar no cálculo destes indicadores estão referidos na 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 16º do referido Regulamento e os valores obtidos, em 2007, para a rede MT da EDP Distribuição.

| | Zona A | | Zona B | | Zona C | |
|---------------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | Padrão | Real | Padrão | Real | Padrão | Real |
| TIEPI MT [h] | 2 | 0,57 | 4 | 1,12 | 10 | 1,92 |
| SAIFI MT [nº] | 3 | 1,14 | 6 | 1,73 | 8 | 2,87 |
| SAIDI MT [h] | 3 | 0,69 | 5 | 1,35 | 10 | 2,48 |

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).

Origem das Ocorrências

| Tipo de Ocorrências | REDE BT | INSTALAÇÃO CLIENTE BT |
|---------------------|---------------|-----------------------|
| ACIDENTAIS | 30 948 | 162 629 |
| PREVISTAS | 3 750 | 83 |
| TOTAL | 34 698 | 162 712 |

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.

Em relação ao ano de 2006, e no que diz respeito ao número total de ocorrências, verifica-se uma diminuição de cerca de 21% nas ocorrências na rede BT e da ordem dos 9% nas ocorrências nas instalações de clientes.

Apresenta-se no quadro seguinte 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:

| Indicadores | Ano 2005 | Ano 2006 | Ano 2007 | Variação 2007/2006 |
|-----------------------|----------|----------|----------|--------------------|
| SAIFI BT [Nº] | 3,56 | 3,74 | 2,77 | -25,9% |
| SAIDI BT [min] | 222,33 | 235,52 | 144,25 | -38,8% |

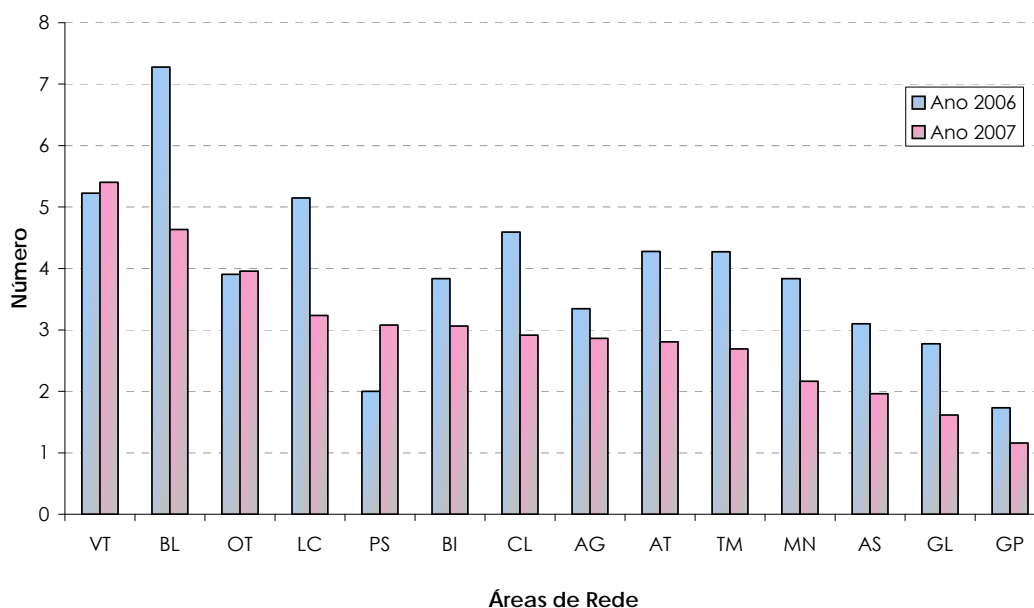
Relativamente ao verificado no ano de 2006, constata-se uma diminuição destes indicadores, que beneficiaram das condições climatéricas favoráveis que se registaram durante o ano de 2007.

Indicadores globais por Área de Rede

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição⁽⁶⁾ (tendo como base de referência os valores do número de clientes da Área de Rede respectiva) apresenta-se nos gráficos seguintes:

⁽⁶⁾ - GP – Grande Porto; MN – Minho; AS – Ave Sousa; TM – Trás-os-Montes; BL – Beira Litoral; CL – Coimbra Lousã; BI – Beira Interior; LC – Litoral Centro; GL – Grande Lisboa; OT – Oeste; VT – Vale do Tejo; PS – Península de Setúbal; AT – Alentejo; AG – Algarve.

SAIFI BT



A maior parte das áreas de rede atingiu desvios favoráveis significativos (variações entre -43,5% e -14,4%) relativamente aos valores obtidos em 2006. No entanto as áreas de rede do Oeste, Península de Setúbal e Vale do Tejo apresentaram desvios desfavoráveis, verificando-se variações percentuais entre 1,3 e 53,8.

SAIDI BT



Observando o gráfico da página anterior verifica-se que todas as áreas de rede atingiram desvios favoráveis significativos (variações entre -57,9% e -14,4%) à excepção da Península de Setúbal que apresentou um desvio desfavorável (variação de 12,0%) relativamente aos valores obtidos em 2006.

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 [n.º] | Acidentais | 1,48 | 2,09 | 3,44 |
| | Previstas | 0,07 | 0,13 | 0,29 |
| SAIDI BT [min] | Acidentais | 60,62 | 88,93 | 193,94 |
| | Previstas | 6,01 | 9,17 | 19,31 |

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 14º do RQS⁽⁷⁾.

De 2005 a 2007, 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.

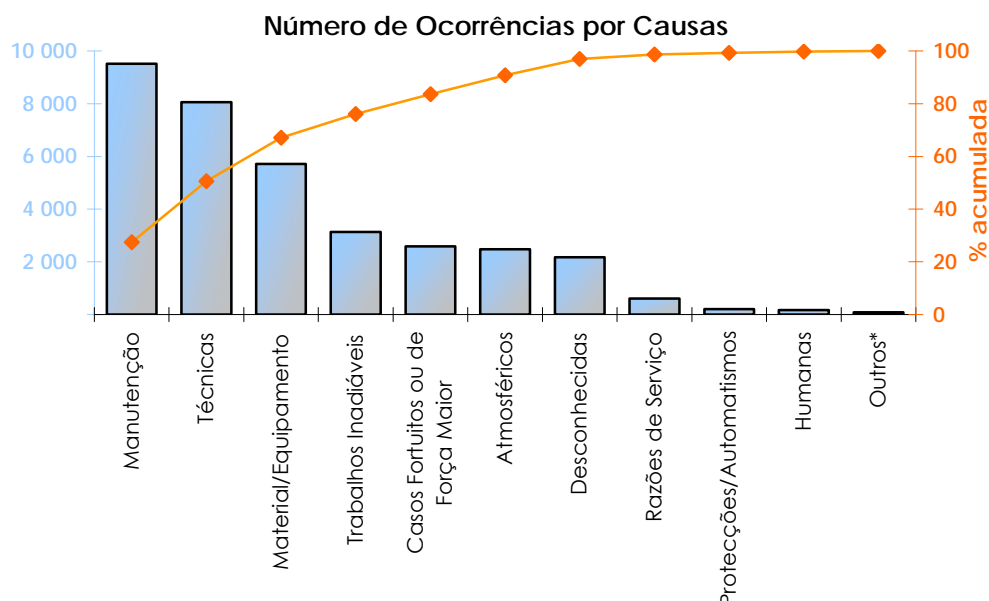
Número de Incidentes/1 000 clientes

| | 2005 | 2006 | 2007 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|
| Rede BT | 5,72 | 6,44 | 4,94 |
| Instalação de utilização/cliente | 26,39 | 28,77 | 25,97 |

Relativamente a 2006 e ao nível da rede BT, este indicador registou uma diminuição de cerca de 23%. Quanto ao indicador "número de incidentes nas instalações de utilização/cliente" registou uma diminuição de cerca de 10%.

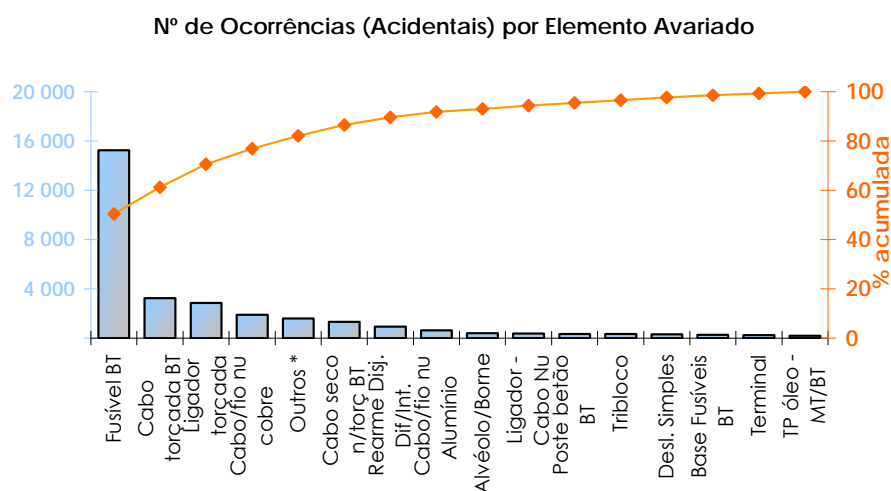
As causas dos incidentes no nível de tensão BT (nas redes BT e instalações de utilização/cliente) estão expressas no gráfico seguinte. Constata-se que 84% dos incidentes têm origem nas 5 causas mais atribuídas (Manutenção, Técnicas, Material/Equipamento, Trabalhos Inadiáveis e Casos Fortuitos ou de Força Maior).

⁽⁷⁾ - 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.



* - Com percentagem de ocorrências superior a 0,2%

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 cerca de 50% 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 accidentais.



* - Com percentagem de ocorrência inferior ou igual a 0,5%.

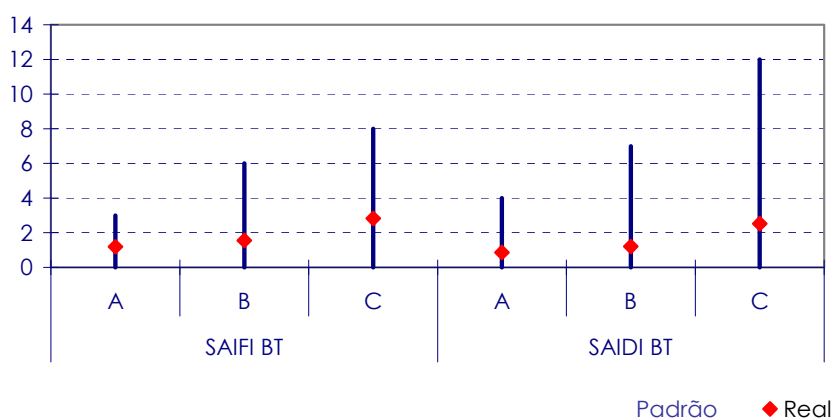
Cumprimento do RQS

O RQS estabelece no seu Artigo 15º 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 16º do RQS e os valores obtidos na rede BT da EDP Distribuição:

| | Zona A | | Zona B | | Zona C | |
|---------------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| | Padrão | Ano 2007 | Padrão | Ano 2007 | Padrão | Ano 2007 |
| SAIFI BT [nº] | 3 | 1,18 | 6 | 1,55 | 9 | 2,82 |
| SAIDI BT[h] | 4 | 0,86 | 7 | 1,21 | 12 | 2,52 |

Cumprimento do RQS por Zonas - rede BT



Da observação dos valores apresentados, 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 18º, 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 | | 18 | 21 | Zona B | | 8 | 10 |
| Zona C | | 25 | 30 | Zona C | | 16 | 20 |

No seu Artigo 17º, 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 2007, 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 incumprimentos relativos aos clientes MT e BT foram significativamente inferiores aos verificados em 2006, mas a avaliação definitiva encontra-se ainda em fase de validação pelo que a correspondente informação será publicada posteriormente em um anexo a este relatório.

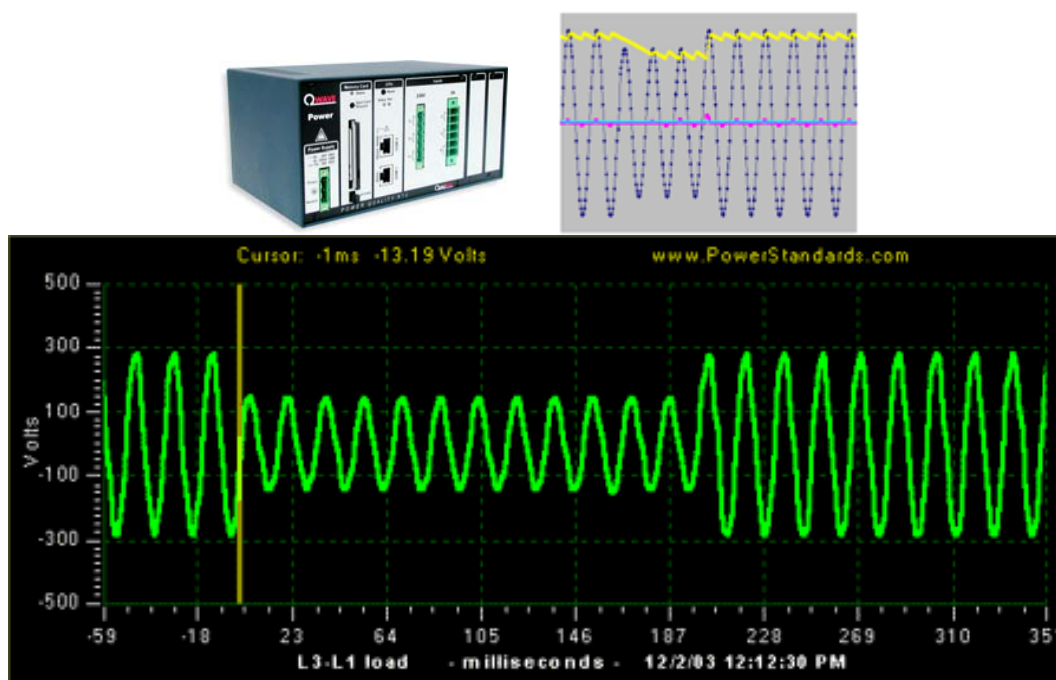
5.3. Qualidade da onda de tensão

A EDP Distribuição deu continuidade em 2007 ao trabalho de medição, análise e avaliação da Qualidade da Energia Eléctrica (QEE) disponibilizada a partir dos barramentos das suas instalações.

As medições efectuadas pela Empresa, no cumprimento do Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Eléctrica, têm por base as obrigações decorrentes do Regulamento da Qualidade de Serviço.

A EDP Distribuição, no desenvolvimento de um esforço continuado e de uma forma sistemática, tem vindo a vigiar a qualidade técnica de serviço oferecida nas suas instalações, de acordo com os critérios divulgados anualmente nos relatórios globais da qualidade de serviço.

Na figura seguinte apresenta-se exemplo de oscilograma da grandeza “tensão”, evidenciando uma cava de tensão com uma profundidade de cerca de 50% da tensão nominal ($\Delta U=0,50 U_n$) e uma duração aproximadamente igual a 230 ms ($t_d \sim 230$ ms, com $f=50$ Hz).



5.3.1. Critérios do Plano de Monitorização de 2007

De uma forma geral, os critérios seguidos pela EDP Distribuição na execução do seu Plano de Monitorização da QEE para 2007 não sofreram alteração significativa em relação aos do ano transacto, tendo-se, no entanto, aumentado o número anual de horas de monitorização da QEE, que em 2007 se cifrou em 697 760 horas, incluindo-se aqui as monitorizações de carácter permanente.

Manteve-se, assim, em 2007, a preferência por acções de monitorização de duração relativamente prolongada – trimestral –, concentradas em instalações que cobrem zonas consideradas como prioritárias na óptica da qualidade da energia, visando, tanto quanto possível, uma cobertura do País geograficamente equilibrada.

5.3.2. Definição e tipo de Monitorizações da QEE desenvolvidas em 2007

Como se tem afirmado em relatórios anteriores, as acções de monitorização da

qualidade da energia eléctrica que a EDP Distribuição tem vindo a realizar de uma forma regularmente planeada, baseiam-se quer nas recomendações da NP EN 50160, quer no estipulado nos Artigos 19.º e 20.º do Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor, consistindo as referidas acções em medições de duração trimestral realizadas em:

- Barramentos de MT das Subestações (SE) de AT/MT;
- Quadros Gerais de Baixa Tensão dos Postos de Transformação de Distribuição (PTD) alimentados a partir daqueles barramentos.

Estas medições visam determinar a caracterização global da qualidade e continuidade da energia eléctrica, pela observação e registo dos seguintes parâmetros tecnicamente considerados como principais definidores da QEE:

- 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, bem como as interrupções de serviço, em número e duração, ocorridas durante os períodos de medição.

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 2007

As acções de monitorização de periodicidade trimestral desenvolvidas ao longo de 2007, incidiram em 102 subestações de AT/MT, equilibradamente distribuídas pelas três grandes regiões do país: Norte (31), Centro (32) e Sul (39), com medições nos seus 158 barramentos de MT com a seguinte distribuição: Norte (51), Centro (43) e Sul (64).

Foram também efectuadas monitorizações de periodicidade trimestral nos Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT) de 140 PTD pertencentes aos diversos concelhos do

país, tendo-se igualmente procurado estabelecer algum equilíbrio regional: Norte (36), Centro (52) e Sul (52). Estes PTD são alimentados dos barramentos de SE de AT/MT, embora as suas monitorizações possam não coincidir com as dos barramentos de MT que os alimentam.

No quadro seguinte, que contém um resumo da Monitorização da QEE, encontram-se reunidos e avaliados, de uma maneira abreviada, os valores globais das acções realizadas em barramentos MT e nos PTD (lado BT).

| Monit da QEE da EDPD em 2007 | | | | |
|---|-------------------------------------|---|-----------------|---|
| Nº de Barr MT e de PTD (BT) Monitorados | | | | |
| Área de Rede | Nº Barr (MT) Monit_SE AT/MT | Nº Barr (MT) c/ Registos de Não Conf ^c | Nº PTD Monit | Nº PTD c/ Registos de Não Conf.* |
| ARMN | 11 | 4 | 8 | 1 |
| ARAS | 16 | 6 | 8 | 5 |
| ARTM | 6 | 5 | 16 | 7 |
| ARGP | 18 | 1 | 4 | 0 |
| ARCL | 10 | 4 | 14 | 5 |
| ARBL | 16 | 7 | 16 | 9 |
| ARBI | 9 | 9 | 14 | 7 |
| ARLC | 8 | 3 | 8 | 0 |
| ARVT | 9 | 5 | 16 | 16 |
| AROT | 9 | 1 | 4 | 2 |
| ARGL | 9 | 0 | 4 | 1 |
| ARPS | 14 | 0 | 4 | 1 |
| ARAT | 9 | 9 | 16 | 13 |
| ARAG | 14 | 6 | 8 | 2 |
| Totais | 158 | 60 | 140 | 69 |

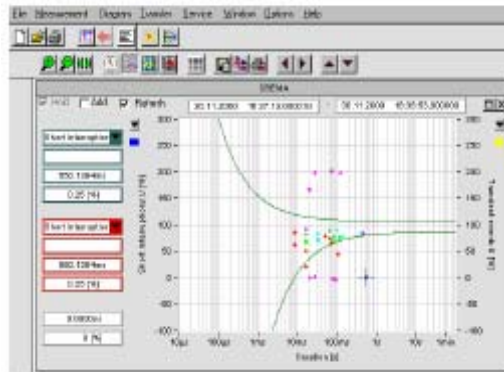
* Nota: Consideram-se como não conformidades situações em que, nas medições efectuadas, um dos parâmetros da QEE sob observação exceda os níveis indicados no RQS ou na NP EN 50160, ainda que a maior parte das situações de não conformidade aqui registadas, nas circunstâncias em que elas se verificaram, não causem perturbação sensível nas instalações dos clientes, como referido adiante.

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

5.3.3. Monitorizações em Barramentos de MT

Cavas de Tensão em Barramentos de MT

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



O fenómeno das cavas de tensão tem sido amplamente referido, comentado e esclarecido em diversas publicações da Empresa, nomeadamente, em anteriores relatórios da Qualidade de Serviço.

Relembra-se, no entanto, neste ponto, alguma informação de carácter genérico sobre o fenómeno das cavas de tensão.

A EDP Distribuição, à semelhança de outras empresas suas congéneres, mantém serviços especializados de aconselhamento técnico junto dos quais os clientes, com actividades industriais ou económicas particularmente sensíveis à manifestação deste tipo de perturbação, sempre admissível, convém lembrá-lo, no funcionamento e operação das redes eléctricas, podem obter informação adequada sobre as melhores maneiras de conviverem com o fenómeno, adoptando um conjunto de medidas tecnicamente exequíveis tendentes a minorar as suas eventuais consequências danosas.

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, algumas delas absolutamente imprevisíveis e inevitáveis.

Não obstante, a Empresa, investindo criteriosamente nas suas redes, pondo em execução programas de boas práticas de conservação e manutenção dos seus equipamentos, procura prevenir ou reduzir a ocorrência dessas perturbações, visando sempre a limitação dos seus possíveis efeitos nocivos.

No que concerne aos dados de 2007, deve referir-se que em praticamente todos barramentos de MT das SE de AT/MT monitorizadas se registaram cavas de tensão, durante os períodos – trimestrais – em que aqueles estiveram sob vigilância, tendo-se atingido um número total de 19 054 cavas de tensão, não considerando qualquer

tipo de agregação temporal, na totalidade dos barramentos de MT vigiados.

| Resumo da Monit. da QEE de Barr. de MT e PTD em 2007 | | | | |
|--|-----------------------|---------------------|-----------------|-----------------|
| Perturbações em Reg. Transitório | | | | |
| Área de Rede | Nº de Cavas de Tensão | | | |
| | Nº Barr MT c/ Cavas | Nº Cavas em Barr MT | Nº PTD c/ Cavas | Nº Cavas em PTD |
| ARMN | 11 | 457 | 8 | 875 |
| ARAS | 15 | 490 | 8 | 301 |
| ARTM | 6 | 621 | 16 | 1594 |
| ARGP | 18 | 343 | 4 | 64 |
| ARCL | 10 | 1814 | 13 | 452 |
| ARBL | 16 | 1680 | 16 | 733 |
| ARBI | 9 | 5971 | 14 | 1556 |
| ARLC | 8 | 923 | 8 | 383 |
| ARVT | 9 | 1257 | 16 | 1944 |
| AROT | 8 | 1697 | 4 | 230 |
| ARGL | 9 | 199 | 4 | 57 |
| ARPS | 14 | 567 | 4 | 482 |
| ARAT | 9 | 2106 | 16 | 1584 |
| ARAG | 14 | 929 | 8 | 283 |
| Totais | 156 | 19054 | 139 | 10538 |

Os barramentos de MT mais afectados foram os pertencentes às SE de AT/MT localizadas nas Áreas de Rede: Beira Interior (5 971), Alentejo (2 106), Coimbra/Lousã (1 814), tendo sido o 1.º trimestre, período de Inverno, aquele em que se registou o maior número de cavas de tensão 9 358 (49%), o que era expectável, dado ser este o período do ano em que, habitualmente, ocorre um número maior de incidentes nas redes, a que as cavas se encontram intimamente ligadas.

Além disso, deve ser tido em conta que as redes de MT, nestas três Áreas de Rede, são predominantemente aéreas, atravessando extensas zonas rurais, o que, sem dúvida, as coloca numa situação de maior exposição à acção perturbadora das condições climáticas.

Note-se também que todos os valores relativos a cavas de tensão, mencionados neste relatório, foram apurados sem consideração de qualquer tipo de agregação. Se tivesse sido observado o critério da agregação a 1 minuto, como o RQS permite, os valores apurados teriam sido bastante inferiores.

Cabe ainda referir que a maioria destas cavas de tensão são de amplitude moderada, com $0,10 \text{ Un} < U_d < 0,30 \text{ Un}$, bem como de duração bastante reduzida.

Normalmente, mais de 50% delas extinguem-se nos primeiros 100 ms. Em particular, no ano de 2007, nos barramentos de MT monitorizados, cerca de 70% das cavas de tensão registadas tiveram um tempo de duração – t_d – compreendido entre 10 e 100 ms, ou seja, $0,01 < t_d \leq 0,100$ s, e 23% entre $0,1 < t_d \leq 0,5$ s. Cerca de 98 % tiveram uma duração inferior ou igual a 1 s.

| $0,01 < t \leq 0,1$ s | $0,1 < t \leq 0,5$ s | $0,5 < t \leq 1$ s |
|-----------------------|----------------------|--------------------|
| 13 286 | 4 361 | 966 |

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.

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.

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. Nestes casos, caberá 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.

Para se ter a noção da importância relativa das perturbações, pode ver-se, no quadro seguinte, que a percentagem de cavas de tensão ocorridas em barramentos de MT, com duração $t_d > 1$ s é, de facto, bastante diminuta, i.e., inferior a 2 % (1,8 %).

| Resumo Monit. QEE de Barr. de MT em 2007 | | | |
|--|-----------------------|---------------------|----------------------------------|
| Perturbações em Reg. Transitório | | | |
| Área de Rede | Nº de Cavas de Tensão | | |
| | Nº Barr MT c/ Cavas | Nº Cavas em Barr MT | Nº Cavas em Barr MT com $t > 1s$ |
| Totais | 158 | 19054 | 341 |

Interrupções de Fornecimento em Barramentos de MT

Convém ter presente que estas interrupções, em geral, têm curta duração, dada a rapidez de actuação na reposição do serviço. Deve também referir-se que os tempos associados a estas interrupções têm vindo a baixar, quer por ocorrência, quer na sua totalidade.

No respeitante a interrupções de serviço efectivamente ocorridas, situação em que $U < 0,01$ Un, foram afectados por esta perturbação 56 barramentos de MT dos 158 monitorizados, num total de 147 interrupções.

Os barramentos mais afectados por esta perturbação foram os da ARAT (Área de Rede Alentejo) com 26 interrupções, seguidos dos da ARAG (Área de Rede Algarve) com 24 e dos da ARBI (Área de Rede Beira Interior) com 17, concentrando-se nestas 3 Áreas de Rede 46% do total das interrupções de serviço em barramentos de MT.

| Monit. QEE_2007 - Perturb. em Regime Perm. | | | | |
|--|-------------------------|------------------------|-------------|--------------------|
| | U < 0,01 Un | | | |
| Área de Rede | Interrupções de Serviço | | | |
| | Nº Barr MT c/IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PTD c/IS | Nº Total IS em PTD |
| ARMN | 4 | 5 | 1 | 1 |
| ARAS | 7 | 9 | 0 | 0 |
| ARTM | 2 | 3 | 4 | 84 |
| ARGP | 5 | 17 | 2 | 10 |
| ARCL | 2 | 4 | 11 | 94 |
| ARBL | 4 | 14 | 5 | 54 |
| ARBI | 5 | 17 | 2 | 43 |
| ARLC | 1 | 3 | 0 | 0 |
| ARVT | 1 | 1 | 2 | 2 |
| AROT | 5 | 13 | 0 | 0 |
| ARGL | 2 | 3 | 1 | 1 |
| ARPS | 5 | 8 | 3 | 4 |
| ARAT | 7 | 26 | 14 | 263 |
| ARAG | 6 | 24 | 3 | 24 |
| Totais | 56 | 147 | 48 | 580 |

Outros Parâmetros Avaliados e Situações de não Conformidade com o RQS em barramentos de MT

O indicador maioritário nestes registos de não conformidade, sem dúvida um dos menos nocivos para as cargas ligadas às redes eléctricas, foi o da tremulação/*flicker* da tensão.

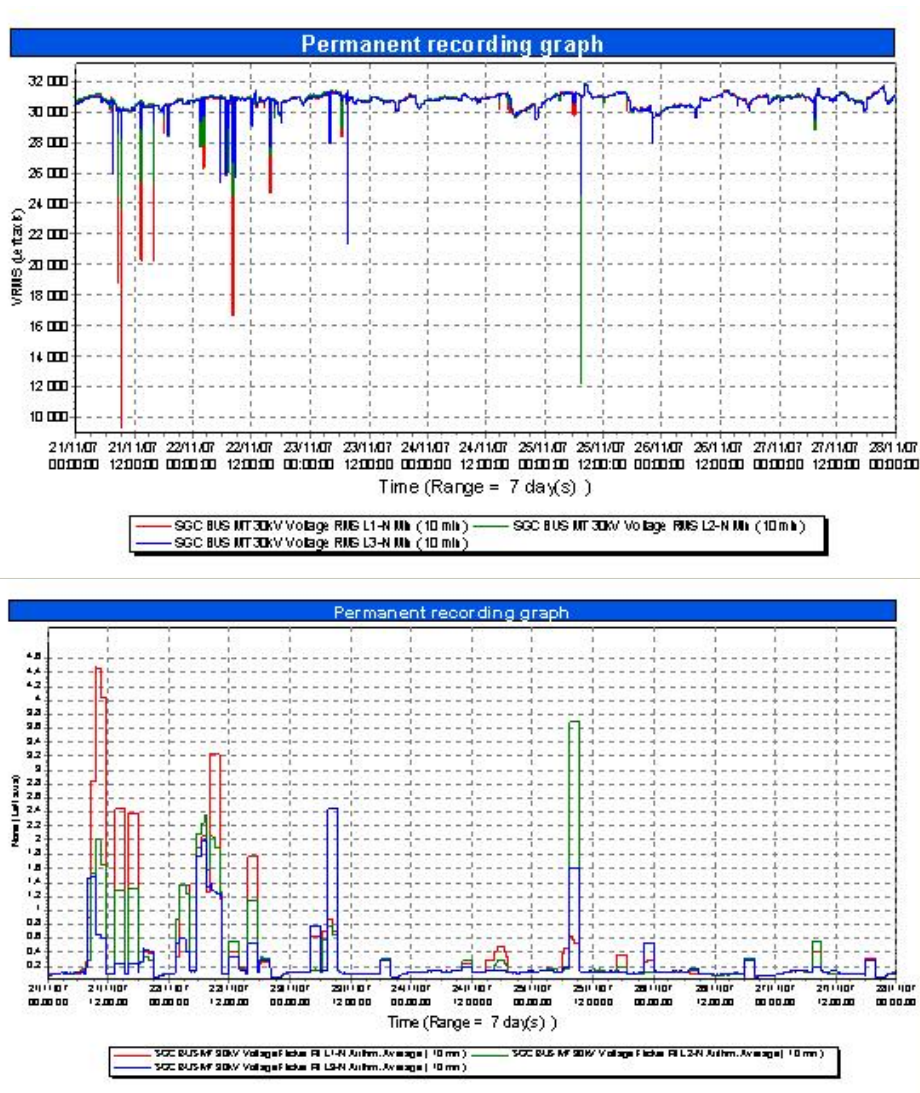
Neste âmbito, verificaram-se 60 (38%) barramentos de MT em situação de não conformidade regulamentar, sendo que 54 (90%) delas, no parâmetro da tremulação/*flicker* da tensão e as restantes 6 (10%), no da distorção harmónica da tensão, todas, de resto, na sua 5ª harmónica (U5h).

| Monit. da QEE_2007 - Perturb. em Regime Permanente | | | | | | |
|--|-----------------------------------|----------------|------------------|------|---|-----|
| | Parâm. fora dos limites (> 5 %) | | | | | |
| Área de Rede | Uef | Dist Harm da U | Trem/ Flick da U | Udes | F | Obs |
| ARMN | 0 | 2 | 3 | | | |
| ARAS | 0 | 4 | 7 | | | |
| ARTM | 1 | 0 | 11 | | | |
| ARGP | 0 | 0 | 1 | | | |
| ARCL | 0 | 0 | 9 | | | |
| ARBL | 3 | 4 | 9 | | | |
| ARBI | 0 | 0 | 16 | | | |
| ARLC | 0 | 0 | 3 | | | |
| ARVT | 2 | 1 | 18 | | | |
| AROT | 0 | 0 | 3 | | | |
| ARGL | 1 | 0 | 0 | | | |
| ARPS | 0 | 0 | 1 | | | |
| ARAT | 0 | 0 | 22 | | | |
| ARAG | 0 | 0 | 8 | | | |
| Totais | 7 | 11 | 111 | | | |

Os valores relativamente elevados na severidade da tremulação/flicker de longa duração (Plt), exibidos no quadro anterior, resultam do seu próprio processo de avaliação, constituído por médias de séries de 12 valores de Pst, calculados ao longo de 120 minutos, sofrendo aqui a influência da ocorrência de repetidos fenómenos de cavas de tensão, particularmente quando estas são de profundidade significativa.

Com efeito, apesar de a maioria das cavas, como referido, ser de baixa ou moderada dimensão, algumas delas, no entanto, podem atingir profundidades acentuadas, da ordem dos 90 % da tensão nominal, em particular, quando associadas a defeitos eléctricos de muito baixa impedância, situados na proximidade dos barramentos de MT em que se efectua a monitorização da QEE.

É bem visível nos gráficos emitidos dos equipamentos de monitorização da QEE a coincidência temporal entre a ocorrência de cavas de tensão de profundidades significativas e os valores elevados do parâmetro da tremulação/flicker de longa duração, o que vem demonstrar a inconveniência de apresentar estes valores como representativos de fenómenos de tremulação da tensão.



Estes fenómenos encontram-se ligados a situações de variação lenta – de baixa frequência – da tensão, devidas, por ex., a variações de cargas de potência significativa, como fornos de arco, equipamentos de soldar, motores de indução, etc., em resultado da existência de regimes instáveis ocorridos com estas cargas.

Este fenómeno da tremulação da tensão é genericamente percebido como uma impressão de instabilidade da sensação visual, originada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo (VEI 161-08-13), gerando, por isso, algum desconforto na visão, mais sentido, sobretudo, nas lâmpadas de incandescência.

Sendo as cavas de tensão já objecto de contabilização específica, no caso presente, até sem qualquer tipo de agregação considerada, acaba por haver aqui, em certo sentido, uma forma duplicada de avaliação destes fenómenos, ao associá-

los com a avaliação do parâmetro da tremulação/*flicker* da tensão de longa duração, de que resulta uma sobre penalização da avaliação da QEE, quando estes dois fenómenos – tremulação/*flicker* e cavas de tensão – traduzem, na verdade, realidades distintas, ainda que ambas relacionadas com variações da mesma grandeza eléctrica, porém de tipo bastante diferente.

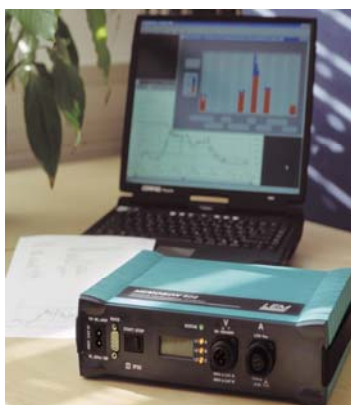
Como se compreende, a indicação de não conformidade típica do parâmetro tremulação/*flicker* de longa duração da tensão deve reflectir a ocorrência de variações lentas (de baixa frequência) da tensão, em regime permanente, em contraposição à de fenómenos de cavas de tensão, que respeitam a quebras súbitas dos valores da tensão, normalmente registadas em períodos de muito curta duração temporal.

Daí que, no presente relatório, se faça uma interpretação algo benigna dos valores relativamente elevados do parâmetro tremulação/*flicker* de longa duração da tensão, registados nas monitorizações da QEE da EDP Distribuição efectuadas em 2007.

5.3.4. Monitorizações em PTD (lado BT)

Indicam-se e comentam-se também nos pontos seguintes os valores dos parâmetros mais representativos da qualidade da energia eléctrica registada nos 140 PTD monitorizados.

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



Cavas de Tensão em PTD

Analogamente ao que foi feito nas SE, refere-se que o número de cavas ocorridas em PTD foi apurado sem recurso a qualquer modo de agregação, e que a este tipo

de perturbação se aplicam as explicações e observações já tecidas no ponto onde se fez a análise das cavas de tensão verificadas nos barramento das SE.

No que se refere a este tipo de fenómeno, verificou-se um total de 10 538 cavas de tensão em 139 dos PTD monitorizados.

| Monit. da QEE_2007 de Barr. de MT e PTD | | | | |
|---|-----------------------|---------------------|-----------------|-----------------|
| Perturbações em Reg. Transitório | | | | |
| Área de Rede | Nº de Cavas de Tensão | | | |
| | Nº Barr MT c/ Cavas | Nº Cavas em Barr MT | Nº PTD c/ Cavas | Nº Cavas em PTD |
| ARMN | 11 | 457 | 8 | 875 |
| ARAS | 15 | 490 | 8 | 301 |
| ARTM | 6 | 621 | 16 | 1594 |
| ARGP | 18 | 343 | 4 | 64 |
| ARCL | 10 | 1814 | 13 | 452 |
| ARBL | 16 | 1680 | 16 | 733 |
| ARBI | 9 | 5971 | 14 | 1556 |
| ARLC | 8 | 923 | 8 | 383 |
| ARVT | 9 | 1257 | 16 | 1944 |
| AROT | 8 | 1697 | 4 | 230 |
| ARGL | 9 | 199 | 4 | 57 |
| ARPS | 14 | 567 | 4 | 482 |
| ARAT | 9 | 2106 | 16 | 1584 |
| ARAG | 14 | 929 | 8 | 283 |
| Totais | 156 | 19054 | 139 | 10538 |

No capítulo dos PTD mais atingidos por esta perturbação, apontam-se os da ARVT (Área de Rede Vale Tejo) com 1 944 cavas, os da ARTM (Área de Rede de Trás-os-Montes) com 1 594, os da ARAT (Área de Rede do Alentejo) com 1 584, e os da ARBI (Área de Rede Beira Interior), com 1 556, ou seja, nos PTD destas 4 Áreas de Rede ocorreram 63% do total das cavas que se registaram nos PTD monitorizados.

Refira-se que igualmente neste nível de tensão a maioria das cavas são de profundidade moderada : $0,10 \text{ Un} < U_d < 0,30 \text{ Un}$, sem qualquer impacto ou percepção nas instalações dos clientes.

No que respeita à sua duração, em 2007, verificaram-se 35% com duração compreendida entre 10 e 100 ms, $0,01 < t_d < 0,1 \text{ s}$ e 46% entre $0,1 < t_d < 0,5 \text{ s}$. Cerca de 95% delas extinguiram-se em tempos inferiores ou iguais a 1 s.

| $0,01 < t \leq 0,1 \text{ s}$ | $0,1 < t \leq 0,5 \text{ s}$ | $0,5 < t \leq 1 \text{ s}$ |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| 3 684 | 4 872 | 1 459 |

No quadro seguinte pode ver-se que a percentagem de cavas de tensão ocorridas em PTD com duração $t_d > 1s$ é reduzida, cifrando-se num valor inferior a 5 % (4,96%).

| Resumo Monit. QEE em PTD em 2007 | | | |
|----------------------------------|-----------------------|-----------------|------------------------------|
| Perturbações em Reg. Transitório | | | |
| Área de Rede | Nº de Cavas de Tensão | | |
| | Nº PTD c/ Cavas | Nº Cavas em PTD | Nº Cavas em PTD com $t > 1s$ |
| Totais | 139 | 10538 | 523 |

Interrupções de Serviço em PTD

Este tipo de perturbação verificou-se em 48 (34%) PTD, num total de 580 interrupções, tendo sido os da ARAT, com 263, os mais afectados, seguindo-se os da ARCL com 94 e os da ARTM com 84, de um modo geral com as características já referidas a propósito das SE, i.e., também de curta duração.

| Monit. QEE_2007 - Perturb. em Regime Perm. | | | | |
|--|-------------------------|------------------------|--------------|--------------------|
| U < 0,01 Un | | | | |
| Área de Rede | Interrupções de Serviço | | | |
| | Nº Barr MT c/IS | Nº Total IS em Barr MT | Nº PTD c/ IS | Nº Total IS em PTD |
| ARMN | 4 | 5 | 1 | 1 |
| ARAS | 7 | 9 | 0 | 0 |
| ARTM | 2 | 3 | 4 | 84 |
| ARGP | 5 | 17 | 2 | 10 |
| ARCL | 2 | 4 | 11 | 94 |
| ARBL | 4 | 14 | 5 | 54 |
| ARBI | 5 | 17 | 2 | 43 |
| ARLC | 1 | 3 | 0 | 0 |
| ARVT | 1 | 1 | 2 | 2 |
| AROT | 5 | 13 | 0 | 0 |
| ARGL | 2 | 3 | 1 | 1 |
| ARPS | 5 | 8 | 3 | 4 |
| ARAT | 7 | 26 | 14 | 263 |
| ARAG | 6 | 24 | 3 | 24 |
| Totais | 56 | 147 | 48 | 580 |

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

Neste ponto, analogamente se aplicam as explicações e comentários tecidos a propósito das monitorizações das SE, no sentido de relativizar o indicador mais saliente das situações encontradas na monitorização de PTD.

Foram registados 69 (49%) PTD em situação de não conformidade, sendo que o parâmetro que mais contribuiu para esta situação foi o da tremulação/*flicker* da tensão, em 58 casos – 84% das inconformidades em PTD – seguido pelo da tensão eficaz, com 6 (8,7%) casos em que os limites de variação regulamentares foram ultrapassados e pelo do conteúdo harmónico da tensão, em 5 (7,2%) casos, estes últimos, todos eles, por terem ultrapassado o limite regulamentar da 5.ª harmónica ($U_{5h}=6\%$) da tensão de alimentação.

Nas 6 situações referidas de incumprimento na banda de variação da tensão eficaz, cumpre igualmente referir que esta banda de $\pm 10\%$ da U_n foi ultrapassada apenas pontualmente e em diminuta percentagem, da ordem de 1 a 2 %, dada a vigilância exercida no controlo da variação da tensão.

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

Para além das acções de monitorização da QEE realizadas no âmbito do Plano regular para 2007, a EDP Distribuição desenvolveu outras intervenções igualmente destinadas a avaliar a qualidade de energia eléctrica, motivadas por pedidos de clientes com sensibilidades especiais.

Estas monitorizações realizaram-se nas subestações a partir das quais esses clientes são alimentados.

Neste âmbito se efectuaram as monitorizações permanentes das Subestações de:

- Jovim da ARGP (Área de Rede Grande Porto, concelho de Gondomar);
- Espadanal, da ARVT (Área de Rede Vale do Tejo, concelho de Azambuja);
- Póvoa, da AROT (Área de Rede Oeste, concelho de Vila Franca de Xira);
- Marinha Grande da ARLC (Área de Rede Litoral Centro, concelho de Marinha Grande);

Para além destas instalações monitorizadas em permanência, em 2007, a EDP Distribuição desenvolveu outras acções de monitorização da QEE de duração mais ou menos dilatada (não inferior a três meses), junto de 5 SE de AT de clientes, 1 PT de cliente e também junto de 1 SE de AT de um Produtor de energia eléctrica

(Aproveitamento Hidroeléctrico), quer por pedido expresso dos clientes, quer por iniciativa própria.

Estes clientes, pelas características dos serviços ou processos de produção das suas actividades económicas, alegadamente muito sensíveis a perturbações de QEE, quer no que respeita à sua vertente técnica, quer quanto à continuidade do fornecimento da energia eléctrica são, por regra, alvo de acções complementares de monitorização da QEE da EDP Distribuição.

Estas acções são objecto de análise cuidada, por parte de Departamentos especializados da Empresa, que fazem depois o correspondente acompanhamento e aconselhamento dos clientes, por forma a encontrar as soluções técnica e economicamente mais adequadas relativamente às anomalias comunicadas e posteriormente confirmadas.

5.3.6. Conclusões

No cômputo geral, podem considerar-se como bons os valores dos parâmetros e indicadores mais representativos da QEE das instalações da EDP Distribuição monitorizadas no âmbito do Plano de 2007, tal como aqui se apresentaram, todos eles acompanhados de breves comentários.

Pode, por conseguinte, concluir-se que, globalmente, a qualidade da energia eléctrica avaliada nas instalações sob monitorização, no ano de 2007, se situou num plano bastante elevado.

Os registos com situações de não conformidade detectados, referidos e analisados nos pontos anteriores, consideram-se de baixa preocupação, dados os indicadores da QEE maioritariamente atingidos: tremulação/*flicker* da tensão de longa duração, com as explicações já aduzidas, tensão eficaz e distorção harmónica da tensão (5ª harmónica), nestes dois últimos indicadores, com margens de inconformidade ligeiramente acima dos limites regulamentares.

O indicador registado de situação de não conformidade maioritário e claramente um dos menos nocivos para as cargas ligadas às redes eléctricas, foi, como se apontou, o da tremulação/*flicker* da tensão, com os esclarecimentos apresentados nos pontos anteriores, os quais ajudam a perceber a razão da sua relativização.

Para além da avaliação da QEE obtida em cada medição, servem os indicadores apurados 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 nos pontos identificados.

Como tem sido prática corrente, a EDP Distribuição, em conjunto com os clientes que lhe comunicam as suas preocupações, continuará a desenvolver todos os seus esforços operacionais e de investimento, no sentido de tornar, globalmente, o funcionamento da rede mais fiável e, consequentemente, menos vulnerável ao grande número anual de incidentes a que esta, como qualquer rede eléctrica, tem de fazer face.

5.4. Ocorrências mais significativas

Como ocorrências consideradas mais significativas foram seleccionados nove incidentes, três por cada rede origem (Rede Nacional de Transporte, rede AT e rede MT), seguindo o critério do valor de END, danos resultantes do incidente e perturbações a clientes.

5.4.1. Origem na Rede Nacional de Transporte

Incidente de 8 de Fevereiro de 2007

Com início às 20h47, com o disparo do transformador de potência 220/60 kV da subestação Torrão do operador da rede de transporte, que provocou a interrupção deste injecto, por actuação da protecção diferencial, tendo originado uma Energia não Distribuída (END) de 8,7 MWh e afectado 104 406 clientes. Foram afectadas as subestações da EDP Distribuição: Bustelo, Entre-os-Rios, Lousada e Marco de Canaveses.

Incidente de 15 de Outubro de 2007

Ocorrido às 18h56, na subestação da Batalha do operador da rede de transporte, com o disparo dos transformadores de potência MAT/AT, tendo originado a perda total do Injecto, com uma Energia não Distribuída (END) de 29 MWh e afectou 116 327 clientes. Foram afectadas as subestações da EDP Distribuição: Andrinos, Azóia, Casal da Areia, Marinha Grande I, Marinha Grande II e S.Jorge.

Incidente de 20 de Dezembro de 2007

Ocorrido às 14h40, na subestação Estói do operador da rede de transporte, com o disparo dos transformadores de potência MAT/AT devido a defeito no disjuntor da

linha LI60-122 Estói-Tavira. Após ronda à linha, foi detectada uma cadeia de isoladores danificada no apoio 41. Este incidente originou uma Energia não Distribuída (END) de 28,1 MWh e afectou 194 463 clientes. Foram afectadas as subestações da EDP Distribuição: Loulé, Cachopo, S. Brás de Alportel, Quarteira, Braciais, Torre Natal, Olhão, Tavira e Aldeia Nova.

5.4.2. Origem na rede AT

Incidente de 25 de Agosto de 2007

Ocorrido às 19h27, com o disparo do disjuntor de 60 kV da LA6021/6022 na subestação Vale do Tejo, afectou a subestação Alhandra, tendo originado uma Energia não Distribuída (END) de 29,6 MWh e afectado 47 102 clientes. Foram detectadas as avarias: laço partido no apoio 1 da LA6022, condutor partido entre os apoios 14 e 15 da LA6035, cadeia de isoladores partida no apoio 4 da LM6023, árvore caída sobre a LA6074 e descarregador de sobretensão danificado no painel da LA6039 na subestação Póvoa. Na altura registavam-se condições climáticas bastante adversas (vento e chuva de forte intensidade).

Incidente de 24 de Outubro de 2007

Com início às 9h27, foi devido a uma perfuração, por acção de terceiros, dos cabos AT com a designação, LM6033/34, na zona de Benfica – Lisboa, provocando o disparo do disjuntor na subestação Carriche. Foram afectadas as subestações Luz e Colombo. Este incidente originou uma Energia não Distribuída (END) de 28,4 MWh e afectou 44 047 clientes.

Incidente de 29 de Outubro de 2007

Ocorrido às 19h29, com o disparo na SE Queluz dos disjuntores do transformador TP1, na sequência de um defeito numa saída MT que originou a actuação da protecção de arco interno do barramento 1 de 10kV. Em consequência desta ocorrência o semi-barramento I de MT ficou danificado e fora de serviço. Este incidente originou uma Energia não Distribuída (END) de 39,5 MWh e afectou 30 101 clientes.

5.4.3. Origem na rede MT

Incidente de 16 de Junho de 2007

Com início às 21h22, por disparo do disjuntor de uma saída MT na SE Avanca, concelho de Estarreja. Detectou-se avaria no cabo subterrâneo e um seccionador de

rede danificado. As cargas a jusante do seccionador ficaram sem recurso durante o tempo de reparação da avaria. O incidente originou uma Energia não Distribuída (END) de 40,47 MWh e afectou 64 037 clientes.

Incidente de 07 de Setembro de 2007

Ocorrido às 12h06, por disparo do disjuntor de uma saída MT na SE Arco do Carvalhão, concelho de Lisboa, devido a avaria em cabo subterrâneo. O incidente originou uma Energia não Distribuída (END) de 17,08 MWh e afectou 1 005 clientes.

Incidente de 18 de Novembro de 2007

Ocorrido às 3h03, por disparo do disjuntor de uma saída MT na SE Vale do Tejo, concelho de Vila Franca de Xira. Detectado condutor partido no apoio e linha caída, por defeito de montagem, tendo originado uma Energia não Distribuída (END) de 20,04 MWh e afectado 518 clientes.

5.5. Acções mais relevantes para a melhoria da qualidade de serviço de âmbito técnico

Assumindo o compromisso de orientação para o Cliente e respondendo ao desafio de criação de valor para o Accionista, deu-se continuação às acções para a melhoria da qualidade de serviço:

Acção 1: Programa de Melhoria Qualidade de Serviço Técnico (PMQST)

Esta acção, lançada em 2003 e tendo como final previsto o ano de 2008, tem contribuído para uma EDP Distribuição mais eficiente e capaz de evidenciar padrões de qualidade de serviço a curto e médio prazo que lhe garantam um posicionamento competitivo ao nível das melhores práticas das empresas europeias congéneres.

Este programa é constituído por oito projectos que cobrem a cadeia de valor da qualidade de serviço técnico, e visam, no seu conjunto, sistematizar as acções ao nível do investimento, da manutenção e da capacidade de resposta da Empresa em situações de funcionamento normal e de emergência, e abordam:

- as Tecnologias de Suporte, que visam a introdução de novos sistemas na exploração da rede eléctrica, nomeadamente a progressiva entrada em serviço, iniciada durante o ano de 2007, dos sistemas Genesys (Sistema de aquisição e tratamento de informação em tempo real e Rede Activa (Sistema de Gestão de Ocorrências);

- a Gestão de Avarias, centrada na redução do tempo de resolução de avarias, em articulação com os factores investimento e manutenção, nomeadamente o desenvolvimento dos Projectos Lean e Produtividade +;
- o Ciclo Anual de Planeamento Técnico, que visa antecipar as decisões de investimento mais adequadas e necessárias na rede eléctrica;
- a Melhoria da Fiabilidade das Linhas Aéreas, com especial incidência na renovação das linhas com maior número de ocorrências;
- o Telecomando e a Automatização da Rede de Média Tensão, centrados na definição de critérios, características técnicas e instalação de equipamentos que permitam identificar os incidentes e minimizar as suas consequências;
- a Substituição de Equipamento Obsoleto, que articula a rentabilidade dos activos com o princípio de redução da exposição ao risco decorrente da sua utilização;
- os Sistemas de Protecção e Coordenação de Isolamento, cuja optimização permite limitar o impacto das perturbações da rede, salvaguardando os equipamentos e reduzindo as perturbações no serviço prestado aos clientes;
- o estudo e identificação dos incidentes que podem ocorrer em equipamentos técnicos críticos, e a optimização da resposta da empresa às correspondentes Situações Críticas de Exploração.

O programa prosseguiu em 2007, dentro do curso previsto, evidenciando o seu carácter de suporte na definição dos níveis e critérios de investimento e de manutenção, bem como da estratégia de modernização tecnológica da EDP Distribuição.

Acção 2: Planos Específicos de Melhoria de Qualidade de Serviço Técnico (PEMQST)

Esta acção centra-se num reforço das infra-estruturas de AT e MT das regiões em causa, passando pela construção de instalações novas e remodelação das existentes. Nela estão incluídos três planos dirigidos a regiões com indicadores de Qualidade de Serviço Técnico menos favoráveis, tendo sido lançada em 2003 e com final previsto para 2008:

- Plano da Área de Rede Vale do Tejo - abrangeu as áreas dos Distritos de Santarém e Portalegre, iniciou-se no 4º trimestre de 2003 e finalizou-se no 3º trimestre de 2007;

- Plano da Área de Rede Grande Lisboa - abrangeu as áreas dos Concelhos de Lisboa, Oeiras, Sintra, Cascais e Amadora, iniciou-se no 2º trimestre de 2005 e ficou concluído no 2º trimestre de 2007;
- Plano da Área de Rede Beira Litoral - abrange as áreas dos Distritos de Aveiro e Viseu, iniciou-se no 2º trimestre de 2006 e finalizar-se-á no 4º trimestre de 2008.

Acção 3: Programa Distribuição 2010

No final de 2007, a EDP Distribuição, em conformidade com o seu Plano de Negócios 2007-2010, lançou o Programa Distribuição 2010 constituído por dez projectos. De entre estes projectos destacam-se os que estão direccionados para a melhoria da Qualidade de Serviço Técnico da rede de distribuição:

- Projecto BestCAPEX - Optimizar o ciclo de planeamento integrado da rede, as decisões de investimento e o acompanhamento da sua execução, numa abordagem dinâmica e participada;
- Projecto LEANplus - Interiorizar na organização uma cultura para melhoria contínua e redesenhar os processos "chave" do negócio, com suporte na boa qualidade da informação e focados na optimização dos recursos;
- Projecto QST2010 - Melhorar a Qualidade de Serviço Técnico da rede de distribuição, de forma sustentada e para todos os pontos de ligação;
- Projecto M2M - Estruturar uma política de Manutenção, decisiva para consolidar a gestão de activos, que garanta crescentes níveis do seu desempenho.

O Programa Distribuição 2010 deverá terminar no final de 2009.

ANEXO 1

Indicadores Gerais de Continuidade do Serviço



QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Região / EDP

TIEPIMT (min)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-----|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----|-------------|---------------|---------------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| AVE - SOUSA | | 0,54 | 20,05 | | | 6,94 | 1,21 | 23,97 | 2,96 | 0,98 | 0,83 | 3,83 | | 2,89 | 64,20 | 64,20 |
| GRANDE PORTO | 0,52 | 0,11 | 10,69 | | | 1,44 | 0,89 | 19,44 | 5,57 | 0,15 | 0,37 | 1,38 | | 1,78 | 41,83 | 42,35 |
| MINHO | | 0,37 | 32,16 | 0,03 | | 13,90 | 0,13 | 27,41 | 2,86 | 1,61 | 0,16 | 1,67 | | 4,28 | 84,58 | 84,58 |
| TRÁS-OS-MONTES | 2,80 | 1,87 | 39,38 | 0,01 | | 19,80 | 1,19 | 26,82 | 1,33 | 0,29 | 0,27 | 5,53 | | 3,36 | 99,86 | 102,65 |
| BEIRA INTERIOR | 1,24 | 5,69 | 34,89 | 0,01 | | 14,49 | 3,37 | 23,79 | 3,51 | 1,51 | 1,24 | 3,87 | | 3,62 | 96,00 | 97,24 |
| BEIRA LITORAL | 20,11 | 7,68 | 38,53 | 0,68 | | 26,33 | 10,08 | 67,97 | 17,21 | 1,66 | 1,16 | 6,04 | | 2,34 | 179,70 | 199,81 |
| COIMBRA/LOUSÃ | 0,90 | 3,60 | 19,49 | 0,18 | | 45,97 | 1,90 | 34,32 | 7,93 | 0,25 | 0,36 | 1,14 | | 2,08 | 117,21 | 118,11 |
| LITORAL CENTRO | 9,49 | 11,61 | 13,21 | 0,01 | | 28,45 | 3,99 | 51,24 | 21,35 | 0,28 | 11,64 | 12,04 | | 3,20 | 157,02 | 166,50 |
| ALENTEJO | 12,21 | 13,90 | 39,26 | 0,61 | | 12,77 | 8,96 | 35,85 | 3,15 | 0,28 | 1,67 | 4,96 | | 8,80 | 130,20 | 142,42 |
| ALGARVE | 5,47 | 3,93 | 15,58 | | | 20,94 | 5,03 | 49,22 | 5,03 | 0,36 | 0,84 | 8,70 | | 11,36 | 121,00 | 126,47 |
| GRANDE LISBOA | 0,14 | 0,20 | 9,19 | 0,19 | | 0,84 | 1,49 | 33,53 | 1,51 | 1,48 | 1,39 | 2,72 | | 3,55 | 56,09 | 56,23 |
| OESTE | | 3,22 | 33,72 | 0,16 | | 7,88 | 15,31 | 76,43 | 9,52 | 5,31 | 2,06 | 7,32 | | 9,01 | 169,94 | 169,94 |
| PENÍNSULA SETÚBAL | 0,09 | 1,74 | 19,76 | | | 5,32 | 8,74 | 39,13 | 0,69 | 0,31 | 0,73 | 3,90 | | 1,57 | 81,89 | 81,98 |
| VALE DO TEJO | 7,71 | 2,83 | 66,67 | 0,35 | | 27,32 | 19,59 | 68,47 | 11,00 | 2,23 | 1,46 | 19,86 | | 6,53 | 226,30 | 234,01 |
| EDP | 3,82 | 3,21 | 24,34 | 0,16 | | 13,27 | 5,29 | 40,12 | 6,43 | 1,22 | 1,61 | 5,34 | | 4,16 | 105,23 | 109,04 |

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

| | |
|----------------|--|
| 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 Região / EDP

END MT (MWh)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|---------------|---------------|-----------------|--------------|-----|-----------------|---------------|-----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|-----|---------------|-----------------|-----------------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| AVE - SOUSA | | 4,00 | 135,28 | | | 46,68 | 8,36 | 162,62 | 21,82 | 6,74 | 5,55 | 28,38 | | 20,54 | 439,96 | 439,96 |
| GRANDE PORTO | 5,27 | 1,14 | 109,19 | | | 14,00 | 9,05 | 200,04 | 55,92 | 1,42 | 3,70 | 13,85 | | 19,09 | 427,41 | 432,68 |
| MINHO | | 2,00 | 156,19 | 0,18 | | 61,81 | 0,68 | 131,22 | 13,77 | 7,09 | 0,71 | 7,77 | | 18,75 | 400,17 | 400,17 |
| TRÁS-OS-MONTES | 6,65 | 4,88 | 90,31 | 0,04 | | 49,17 | 3,03 | 64,23 | 3,28 | 0,70 | 0,67 | 12,08 | | 7,93 | 236,34 | 242,99 |
| BEIRA INTERIOR | 3,04 | 14,10 | 82,91 | 0,04 | | 36,69 | 8,28 | 60,36 | 8,75 | 3,59 | 2,83 | 9,46 | | 8,75 | 235,76 | 238,80 |
| BEIRA LITORAL | 138,19 | 54,12 | 266,49 | 4,52 | | 186,83 | 72,92 | 472,44 | 123,55 | 10,94 | 7,77 | 42,95 | | 16,52 | 1.259,06 | 1.397,25 |
| COIMBRA/LOUSÃ | 3,66 | 14,91 | 81,56 | 0,67 | | 191,96 | 8,00 | 144,38 | 34,08 | 0,98 | 1,76 | 5,12 | | 9,18 | 492,59 | 496,25 |
| LITORAL CENTRO | 45,94 | 57,15 | 62,11 | 0,08 | | 139,58 | 19,12 | 249,82 | 103,23 | 1,46 | 50,50 | 56,21 | | 14,93 | 754,19 | 800,13 |
| ALENTEJO | 34,67 | 40,22 | 112,31 | 1,91 | | 35,60 | 26,00 | 103,16 | 9,30 | 0,88 | 4,78 | 14,02 | | 25,07 | 373,24 | 407,91 |
| ALGARVE | 23,18 | 18,42 | 66,83 | | | 90,17 | 21,81 | 217,35 | 21,58 | 1,54 | 3,80 | 38,55 | | 51,19 | 531,24 | 554,42 |
| GRANDE LISBOA | 1,93 | 2,55 | 119,33 | 2,37 | | 10,92 | 19,55 | 438,90 | 20,32 | 20,26 | 18,80 | 36,30 | | 46,01 | 735,32 | 737,25 |
| OESTE | | 16,92 | 175,48 | 0,77 | | 41,73 | 74,93 | 405,11 | 50,80 | 30,28 | 11,07 | 38,56 | | 47,67 | 893,32 | 893,32 |
| PENÍNSULA SETÚBAL | 0,45 | 8,87 | 97,26 | | | 29,19 | 43,92 | 200,02 | 3,49 | 1,80 | 3,67 | 22,10 | | 8,42 | 418,73 | 419,18 |
| VALE DO TEJO | 32,35 | 12,12 | 274,18 | 1,36 | | 115,01 | 82,64 | 285,07 | 46,14 | 9,37 | 6,20 | 84,33 | | 28,05 | 944,47 | 976,83 |
| EDP | 295,34 | 251,40 | 1.829,43 | 11,95 | | 1.049,34 | 398,30 | 3.134,72 | 516,83 | 97,06 | 121,80 | 409,63 | | 322,10 | 8.141,83 | 8.437,16 |

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 AR (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

| | |
|----------------|--|
| 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 Região / EDP

SAIFI MT (nº)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|-----------|------------|------|------|-----|------|---------|------|------|------|------|------|-----|------|--------|-------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| AVE - SOUSA | | 0,04 | 0,41 | | | 0,21 | 0,05 | 0,61 | 0,02 | 0,08 | 0,03 | 0,27 | | 0,10 | 1,83 | 1,83 |
| GRANDE PORTO | 0,00 | 0,01 | 0,34 | | | 0,05 | 0,05 | 0,40 | 0,10 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | | 0,04 | 1,06 | 1,07 |
| MINHO | | 0,02 | 0,74 | 0,01 | | 0,35 | 0,02 | 0,50 | 0,05 | 0,20 | 0,01 | 0,04 | | 0,19 | 2,13 | 2,13 |
| TRÁS-OS-MONTES | 0,01 | 0,11 | 0,71 | 0,00 | | 0,46 | 0,07 | 0,63 | 0,04 | 0,05 | 0,01 | 0,44 | | 0,11 | 2,61 | 2,63 |
| BEIRA INTERIOR | 0,01 | 0,16 | 0,86 | 0,00 | | 0,57 | 0,17 | 0,82 | 0,15 | 0,13 | 0,03 | 0,07 | | 0,30 | 3,26 | 3,28 |
| BEIRA LITORAL | 0,15 | 0,30 | 0,83 | 0,02 | | 0,72 | 0,47 | 1,32 | 0,27 | 0,17 | 0,06 | 0,12 | | 0,19 | 4,48 | 4,63 |
| COIMBRA/LOUSÁ | 0,01 | 0,31 | 0,46 | 0,01 | | 1,35 | 0,10 | 0,74 | 0,17 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | | 0,10 | 3,27 | 3,28 |
| LITORAL CENTRO | 0,05 | 0,38 | 0,21 | 0,00 | | 0,62 | 0,20 | 0,86 | 0,22 | 0,02 | 0,06 | 0,43 | | 0,08 | 3,10 | 3,15 |
| ALENTEJO | 0,09 | 0,32 | 0,90 | 0,00 | | 0,46 | 0,32 | 0,86 | 0,05 | 0,04 | 0,02 | 0,11 | | 0,30 | 3,38 | 3,48 |
| ALGARVE | 0,05 | 0,15 | 0,38 | | | 0,57 | 0,10 | 1,00 | 0,09 | 0,05 | 0,03 | 0,44 | | 0,50 | 3,30 | 3,34 |
| GRANDE LISBOA | 0,00 | 0,01 | 0,19 | 0,01 | | 0,08 | 0,09 | 0,64 | 0,03 | 0,09 | 0,07 | 0,06 | | 0,12 | 1,38 | 1,39 |
| OESTE | | 0,15 | 0,67 | 0,01 | | 0,64 | 0,51 | 1,32 | 0,20 | 0,39 | 0,17 | 0,12 | | 0,36 | 4,53 | 4,53 |
| PENINSULA SETUBAL | 0,00 | 0,07 | 0,99 | | | 0,16 | 0,82 | 0,80 | 0,01 | 0,01 | 0,04 | 0,08 | | 0,08 | 3,07 | 3,07 |
| VALE DO TEJO | 0,06 | 0,11 | 1,10 | 0,01 | | 1,48 | 0,85 | 1,25 | 0,20 | 0,28 | 0,09 | 0,14 | | 0,51 | 6,02 | 6,09 |
| EDP | 0,04 | 0,15 | 0,63 | 0,01 | | 0,56 | 0,27 | 0,84 | 0,12 | 0,11 | 0,05 | 0,16 | | 0,21 | 3,12 | 3,15 |

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 AR (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

| | |
|---------|--|
| 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 Região / EDP

SAIDI MT (min)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|-----------|------------|-------|------|-----|-------|---------|-------|-------|------|------|-------|-----|-------|--------|--------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| AVE - SOUSA | | 0,65 | 27,68 | | | 10,79 | 1,33 | 26,35 | 2,12 | 1,30 | 0,75 | 3,83 | | 2,93 | 77,73 | 77,73 |
| GRANDE PORTO | 0,50 | 0,27 | 12,59 | | | 1,68 | 0,97 | 21,44 | 6,49 | 0,15 | 0,32 | 1,83 | | 1,69 | 47,44 | 47,94 |
| MINHO | | 0,59 | 47,16 | 0,06 | | 21,15 | 0,15 | 28,69 | 3,74 | 1,90 | 0,28 | 1,71 | | 5,16 | 110,59 | 110,59 |
| TRÁS-OS-MONTES | 3,03 | 2,08 | 54,62 | 0,02 | | 29,40 | 0,93 | 34,87 | 2,20 | 0,66 | 0,38 | 6,93 | | 3,83 | 135,93 | 138,96 |
| BEIRA INTERIOR | 2,23 | 12,59 | 57,33 | 0,03 | | 27,30 | 5,51 | 36,66 | 5,88 | 2,25 | 1,36 | 4,45 | | 6,00 | 159,36 | 161,58 |
| BEIRA LITORAL | 25,60 | 10,98 | 63,39 | 0,55 | | 42,68 | 14,21 | 83,32 | 20,28 | 1,29 | 2,95 | 5,93 | | 3,73 | 249,29 | 274,90 |
| COIMBRA/LOUSÃ | 1,62 | 6,97 | 31,55 | 0,74 | | 97,80 | 3,10 | 45,04 | 11,82 | 0,21 | 0,60 | 0,86 | | 4,05 | 202,75 | 204,36 |
| LITORAL CENTRO | 11,00 | 12,99 | 16,02 | 0,02 | | 41,26 | 4,96 | 60,58 | 23,75 | 0,35 | 8,06 | 13,38 | | 4,32 | 185,69 | 196,69 |
| ALENTEJO | 20,25 | 26,67 | 62,04 | 0,35 | | 22,81 | 9,79 | 58,01 | 3,53 | 0,17 | 2,41 | 7,76 | | 11,46 | 205,00 | 225,25 |
| ALGARVE | 8,96 | 9,18 | 18,62 | | | 44,12 | 4,16 | 70,31 | 5,13 | 0,50 | 1,10 | 10,84 | | 15,96 | 179,91 | 188,87 |
| GRANDE LISBOA | 0,27 | 0,23 | 9,92 | 0,20 | | 1,45 | 1,83 | 42,01 | 2,68 | 1,96 | 1,11 | 3,57 | | 5,54 | 70,50 | 70,77 |
| OESTE | | 4,47 | 46,12 | 0,53 | | 11,13 | 16,10 | 90,49 | 12,87 | 6,70 | 2,74 | 7,76 | | 12,78 | 211,69 | 211,69 |
| PENÍNSULA SETÚBAL | 0,08 | 2,19 | 22,55 | | | 8,89 | 8,25 | 48,65 | 1,08 | 0,74 | 1,01 | 6,69 | | 2,25 | 102,29 | 102,37 |
| VALE DO TEJO | 12,09 | 4,21 | 98,45 | 0,22 | | 38,26 | 26,11 | 97,69 | 12,85 | 2,80 | 1,93 | 22,72 | | 9,49 | 314,74 | 326,82 |
| EDP | 6,86 | 6,82 | 41,86 | 0,20 | | 28,32 | 7,27 | 53,41 | 8,59 | 1,45 | 1,83 | 7,16 | | 6,16 | 163,05 | 169,91 |

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 AR (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

| | |
|----------------|--|
| 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 Região / EDP

SAIFI BT (nº)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|-----------|------------|------|------|-----|------|---------|------|------|------|------|------|-----|------|--------|-------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| AVE - SOUSA | 0,00 | 0,07 | 0,42 | 0,00 | | 0,20 | 0,05 | 0,63 | 0,04 | 0,12 | 0,03 | 0,31 | | 0,09 | 1,96 | 1,96 |
| GRANDE PORTO | 0,01 | 0,01 | 0,41 | | | 0,03 | 0,05 | 0,40 | 0,11 | 0,03 | 0,04 | 0,03 | | 0,05 | 1,15 | 1,16 |
| MINHO | 0,01 | 0,03 | 0,67 | 0,01 | | 0,30 | 0,04 | 0,57 | 0,07 | 0,26 | 0,01 | 0,03 | | 0,17 | 2,16 | 2,17 |
| TRÁS-OS-MONTES | 0,02 | 0,12 | 0,71 | 0,00 | | 0,39 | 0,08 | 0,66 | 0,05 | 0,06 | 0,01 | 0,45 | | 0,14 | 2,67 | 2,69 |
| BEIRA INTERIOR | 0,01 | 0,17 | 0,76 | 0,00 | | 0,49 | 0,14 | 0,80 | 0,18 | 0,13 | 0,04 | 0,06 | | 0,27 | 3,05 | 3,06 |
| BEIRA LITORAL | 0,17 | 0,32 | 0,84 | 0,02 | | 0,64 | 0,39 | 1,35 | 0,32 | 0,21 | 0,05 | 0,13 | | 0,20 | 4,47 | 4,64 |
| COIMBRA/LOUSÁ | 0,02 | 0,26 | 0,42 | 0,00 | | 1,07 | 0,10 | 0,73 | 0,17 | 0,04 | 0,02 | 0,00 | | 0,09 | 2,90 | 2,92 |
| LITORAL CENTRO | 0,07 | 0,44 | 0,23 | 0,00 | | 0,55 | 0,17 | 0,91 | 0,26 | 0,03 | 0,08 | 0,41 | | 0,09 | 3,17 | 3,23 |
| ALENTEJO | 0,09 | 0,30 | 0,75 | 0,01 | | 0,33 | 0,27 | 0,64 | 0,05 | 0,06 | 0,03 | 0,07 | | 0,19 | 2,72 | 2,81 |
| ALGARVE | 0,09 | 0,15 | 0,40 | | | 0,34 | 0,12 | 0,77 | 0,10 | 0,05 | 0,03 | 0,44 | | 0,37 | 2,77 | 2,86 |
| GRANDE LISBOA | 0,02 | 0,04 | 0,22 | 0,01 | | 0,05 | 0,06 | 0,80 | 0,03 | 0,17 | 0,08 | 0,04 | | 0,10 | 1,59 | 1,61 |
| OESTE | 0,01 | 0,14 | 0,73 | 0,00 | | 0,43 | 0,44 | 1,28 | 0,14 | 0,29 | 0,15 | 0,07 | | 0,28 | 3,94 | 3,96 |
| PENÍNSULA SETÚBAL | 0,00 | 0,13 | 1,18 | | | 0,08 | 0,89 | 0,64 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,04 | | 0,06 | 3,07 | 3,08 |
| VALE DO TEJO | 0,17 | 0,18 | 0,90 | 0,01 | | 1,26 | 0,75 | 1,05 | 0,20 | 0,27 | 0,12 | 0,13 | | 0,36 | 5,23 | 5,40 |
| EDP | 0,04 | 0,15 | 0,58 | 0,00 | | 0,38 | 0,23 | 0,79 | 0,12 | 0,13 | 0,05 | 0,14 | | 0,16 | 2,73 | 2,77 |

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 AR (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

| | |
|----------------|--|
| 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 Região / EDP

SAIDI BT (min)

ANO: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
INSTALAÇÃO DE ORIGEM: Todas

| REGIÃO | PREVISTAS | ACIDENTAIS | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------|-----------|------------|-------|------|-----|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|-----|-------|--------|--------|
| | | TIN | FFM | RSE | FIC | ATM | P/A/T/C | M/E | MAN | TEC | HUM | EEX | INT | DES | Totais | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AVE - SOUSA | 0,00 | 1,13 | 28,22 | 0,00 | | 10,85 | 1,30 | 28,77 | 3,19 | 3,54 | 0,85 | 4,28 | | 2,49 | 84,60 | 84,60 |
| GRANDE PORTO | 1,30 | 0,25 | 11,76 | | | 1,35 | 1,11 | 21,37 | 6,99 | 0,99 | 0,39 | 1,41 | | 2,33 | 47,96 | 49,26 |
| MINHO | 0,05 | 0,51 | 39,70 | 0,05 | | 18,43 | 0,49 | 33,17 | 5,20 | 5,73 | 0,34 | 1,15 | | 4,88 | 109,65 | 109,70 |
| TRÁS-OS-MONTES | 4,90 | 3,48 | 49,03 | 0,02 | | 23,69 | 1,06 | 36,36 | 3,73 | 3,61 | 0,33 | 6,56 | | 4,06 | 131,93 | 136,82 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BEIRA INTERIOR | 1,95 | 9,86 | 49,21 | 0,03 | | 23,03 | 4,36 | 33,66 | 8,16 | 3,77 | 1,99 | 3,92 | | 5,80 | 143,78 | 145,73 |
| BEIRA LITORAL | 26,09 | 12,64 | 61,08 | 0,37 | | 39,05 | 11,33 | 85,95 | 26,20 | 3,81 | 2,54 | 4,98 | | 6,63 | 254,58 | 280,67 |
| COIMBRA/LOUSÁ | 2,51 | 6,52 | 26,17 | 0,38 | | 75,25 | 2,69 | 44,82 | 13,54 | 2,56 | 0,47 | 0,30 | | 4,39 | 177,10 | 179,61 |
| LITORAL CENTRO | 17,01 | 14,96 | 19,61 | 0,02 | | 36,58 | 3,64 | 60,28 | 26,43 | 1,31 | 10,84 | 9,34 | | 5,60 | 188,61 | 205,62 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ALENTEJO | 15,87 | 15,40 | 43,88 | 0,77 | | 16,13 | 9,02 | 43,58 | 4,01 | 0,66 | 2,99 | 3,54 | | 7,15 | 147,13 | 163,01 |
| ALGARVE | 13,91 | 7,83 | 17,51 | | | 21,47 | 5,87 | 53,70 | 7,17 | 0,66 | 0,98 | 8,65 | | 13,53 | 137,36 | 151,27 |
| GRANDE LISBOA | 5,16 | 2,18 | 10,95 | 0,08 | | 1,02 | 1,03 | 61,39 | 3,01 | 5,09 | 1,25 | 2,39 | | 4,57 | 92,95 | 98,12 |
| OESTE | 2,48 | 8,25 | 46,27 | 0,22 | | 6,22 | 17,55 | 86,22 | 11,72 | 6,63 | 2,08 | 3,59 | | 10,35 | 199,08 | 201,56 |
| PENÍNSULA SETÚBAL | 0,14 | 3,76 | 22,89 | | | 4,28 | 8,99 | 41,02 | 1,02 | 0,55 | 0,60 | 2,73 | | 1,95 | 87,80 | 87,94 |
| VALE DO TEJO | 21,91 | 8,40 | 68,71 | 0,20 | | 29,84 | 23,40 | 75,33 | 13,29 | 5,29 | 2,31 | 17,33 | | 7,60 | 251,68 | 273,59 |
| EDP | 7,31 | 5,85 | 31,75 | 0,13 | | 19,11 | 5,79 | 50,35 | 9,08 | 3,23 | 1,76 | 4,41 | | 5,49 | 136,94 | 144,25 |

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

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

| | |
|---------|--|
| 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: 2007
PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano
UNIDADE ORGANIZATIVA: EDP
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 |
| TIEPIMT (min) | A | 0,44 | 0,87 | 1,87 | 23,57 | 2,03 | 1,20 | 0,81 | 1,39 | | 2,31 | 34,49 |
| | B | 1,56 | 6,68 | 5,77 | 37,60 | 6,75 | 1,08 | 1,05 | 3,62 | | 3,22 | 67,31 |
| | C | 5,95 | 24,93 | 6,90 | 51,54 | 8,85 | 1,34 | 2,47 | 7,20 | | 5,95 | 115,12 |
| SAIFI MT (nº) | A | 0,02 | 0,07 | 0,12 | 0,57 | 0,04 | 0,13 | 0,04 | 0,02 | | 0,11 | 1,14 |
| | B | 0,08 | 0,28 | 0,26 | 0,68 | 0,11 | 0,08 | 0,05 | 0,06 | | 0,13 | 1,73 |
| | C | 0,21 | 0,75 | 0,31 | 0,96 | 0,14 | 0,12 | 0,05 | 0,09 | | 0,26 | 2,87 |
| SAIFI BT (nº) | A | 0,04 | 0,05 | 0,14 | 0,59 | 0,05 | 0,17 | 0,05 | 0,02 | | 0,09 | 1,18 |
| | B | 0,09 | 0,18 | 0,27 | 0,66 | 0,10 | 0,08 | 0,04 | 0,03 | | 0,10 | 1,55 |
| | C | 0,24 | 0,67 | 0,26 | 0,98 | 0,16 | 0,14 | 0,06 | 0,08 | | 0,24 | 2,82 |
| SAIDI MT (min) | A | 0,89 | 1,53 | 2,10 | 27,37 | 2,85 | 1,38 | 0,59 | 1,92 | | 2,89 | 41,52 |
| | B | 2,73 | 11,12 | 6,30 | 42,29 | 7,44 | 1,14 | 1,09 | 4,90 | | 4,00 | 80,99 |
| | C | 9,38 | 39,42 | 8,61 | 62,31 | 10,11 | 1,57 | 2,32 | 7,71 | | 7,54 | 148,99 |
| SAIDI BT (min) | A | 1,63 | 0,83 | 2,39 | 35,00 | 3,39 | 2,95 | 0,70 | 1,79 | | 2,69 | 51,38 |
| | B | 3,67 | 5,63 | 6,49 | 40,95 | 7,31 | 2,35 | 0,96 | 1,26 | | 3,87 | 72,47 |
| | C | 9,37 | 37,15 | 6,96 | 64,15 | 13,04 | 3,96 | 2,84 | 5,98 | | 7,95 | 151,38 |

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

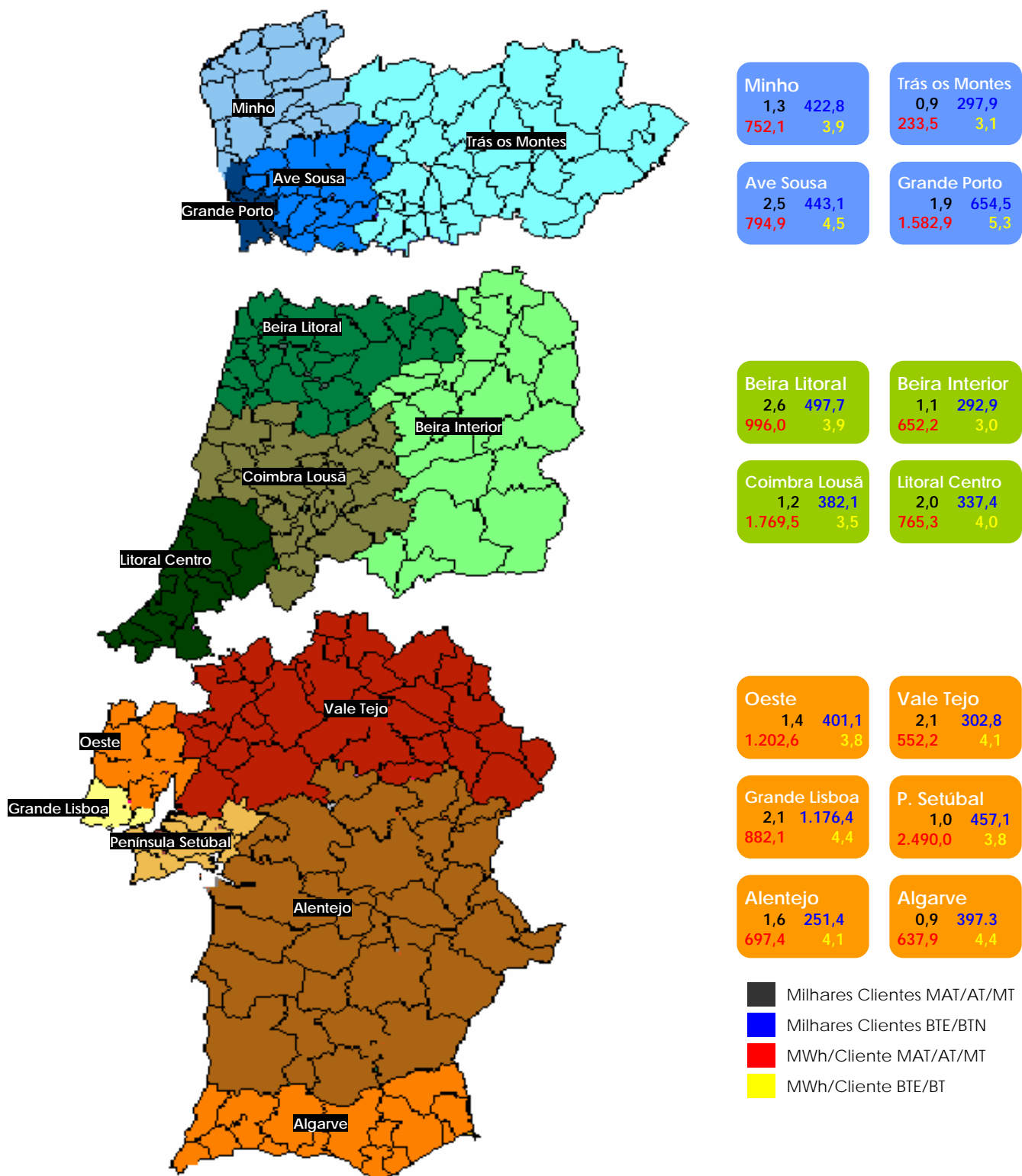
- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos), excluindo as interrupções do nº 1 do artigo 14º do RQS;
- Também não estão incluídas as interrupções motivadas por Cliente MT na sua instalação e que não afectaram outros Clientes;
- Valores (base própria);
- Valores EDP (base EDP).

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

Áreas de Rede da EDP Distribuição





| | | Clientes [Milhares] | Consumo [MWh/Cliente] |
|-------|-----------|------------------------|--------------------------|
| Total | MAT/AT/MT | 22,3 | 995,1 |
| | BT | 6.020,1 | 4,1 |

ANEXO 3

Definições e Siglas



DEFINIÇÕES

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 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.

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 acidental - 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

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.

N

Nível de compatibilidade (electromagnética)

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

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 - entidade concessionária 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.

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) - 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 (P_{lt})** 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.

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 (U_c) - 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

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

ADENDA

Adenda ao Relatório de Qualidade de Serviço 2007
(Setembro de 2008)

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 2008, a avaliação definitiva dos incumprimentos relativos aos clientes MT e BT encontrava-se ainda em fase de validação pelo que o presente anexo publica a correspondente informação após a referida validação.

No quadro seguinte apresenta-se, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço verificados no ano de 2007, bem como o valor das compensações a serem pagas em 2008, e os valores que reverteram para o fundo de reforço dos investimentos.

Tal como estipulado no RQS (Artigo 52.º nº5), sempre que o montante a atribuir aos clientes, a título de compensação individual for inferior a 0,50 €, o mesmo deve ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas afectadas.

| Indicador | Nível de Tensão | Zona de qualidade de serviço | Número de incumprimentos | Valor das compensações (€) | Valor para o fundo de investimento (€) |
|--------------------------|-----------------|------------------------------|--------------------------|----------------------------|--|
| Duração das interrupções | AT | A | - | - | - |
| | | B | - | - | - |
| | | C | 1 | 869,09 | 0,0 |
| | | Total | 1 | 869,09 | 0,0 |
| | MT | A | 58 | 9 057,01 | 228,47 |
| | | B | 72 | 15 774,63 | 204,07 |
| | | C | 37 | 6 402,85 | 0,0 |
| | | Total | 167 | 31 234,49 | 432,54 |
| | BTE | A | 117 | 5 262,42 | 397,26 |
| | | B | 81 | 5 503,06 | 499,38 |
| | | C | 11 | 481,79 | 35,64 |
| | | Total | 209 | 11 247,27 | 932,28 |
| | BTN | A | 15 063 | 86 110,49 | 6 780,54 |
| | | B | 12 335 | 95 148,24 | 5 281,43 |
| | | C | 8 607 | 61 843,36 | 3 304,24 |
| | | Total | 36 005 | 243 102,09 | 15 366,21 |
| Total | | | 36 382 | 286 452,94 | 16 731,03 |

O número de incumprimentos em 2007 foi inferior em cerca de 68% ao verificado em 2006. Enquanto que, em termos de valores, o montante de compensações foi inferior em 71,3%, e o montante a transferir para o fundo de investimentos diminuiu entre 2006 e 2007, em cerca de 42,9 mil euros.

