



EDP **Distribuição**
Energia, S.A.

QUALIDADE DE SERVIÇO

RELATÓRIO SÍNTESE

2002

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	3
2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	5
3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES.....	9
3.1. CLIENTES EMPRESARIAIS.....	9
3.2. CLIENTES DOMÉSTICOS	12
3.2.1. Resultados do inquérito.....	12
3.2.2. Modelo de Satisfação do Cliente	16
4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL.....	20
4.1. BALANÇO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	20
4.2. RELACIONAMENTO COM OS CLIENTES	21
4.3. INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COMERCIAL	21
4.4. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL	27
4.5. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS	28
4.6. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL	29
5. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO.....	30
5.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	30
5.1.1. Desempenho da Rede de AT	32
5.1.2. Desempenho da Rede MT.....	37
5.1.3. Desempenho da Rede BT	44
5.2. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	48
5.3. MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE E CONTINUIDADE DA ONDA DE TENSÃO (QCT).....	49
5.3.1. Características da onda de tensão	50
5.3.2. Apreciação dos Planos desenvolvidos em 2002	52
5.3.2. Monitorizações a clientes	54
5.4. OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS	55
5.4.1. Origem na Rede RNT	55
5.4.2. Origem na Rede AT.....	55
5.4.3. Origem na Rede MT	56
5.5. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO	56
5.6. PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	57

ANEXOS

- 1 – Continuidade do Serviço
- 2 – Siglas, Abreviaturas e Definições

1. INTRODUÇÃO

A publicação de um relatório sobre a Qualidade de Serviço, apesar da sua obrigatoriedade decorrer do disposto no próprio Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), tem como objectivo divulgar os factos mais relevantes verificados na rede eléctrica, bem como caracterizar o desempenho da empresa em termos da Qualidade do Serviço prestado aos clientes.

No ano de 2002 a empresa continuou a ser confrontada com um conjunto de dificuldades resultantes da implementação de novos sistemas informáticos, comercial e técnico, que uma vez mais condicionaram a prestação de algumas das informações previstas no RQS. Mesmo assim foi possível passar a dispor da totalidade dos indicadores relativos aos padrões gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial.

Constata-se que em 2002 a empresa atingiu, e por vezes até superou, alguns dos padrões estabelecidos no RQS. Contudo, a entrada em vigor, já no início de 2003, de um novo Regulamento da Qualidade de Serviço veio introduzir alguma perturbação num processo que, por força da sua juventude, ainda não estava completamente estabilizado.

Em termos da qualidade de serviço técnico, e apesar das condições climatéricas adversas verificadas no 2º trimestre de 2002, registou-se uma melhoria significativa dos principais indicadores de qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica, relativamente aos verificados nos últimos dois anos. Tal facto está sem dúvida associado aos investimentos realizados no reforço das redes e nos sistemas de informação com o objectivo de permitir uma maior rapidez na reposição de serviço.

É ainda de salientar a execução do Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão nas redes da distribuição, que permitiu continuar a recolher medições de indicadores de Qualidade de Serviço. Em Novembro foi presente à Direcção-Geral de Energia (DGE) o Plano de Monitorização, a executar em 2003. Em 2002, continuaram também a ser executadas as obras previstas nos Planos de Melhoria da Qualidade de Serviço, em tempo aprovados pela DGE.

No que se refere à qualidade de serviço comercial há a registar uma melhoria significativa no atendimento telefónico por via da consolidação do novo “contact center”, embora se

registem alguns indicadores abaixo dos objectivos, muito por via da perturbação inicial associada à introdução do novo sistema comercial.

São igualmente apresentados os resultados dos estudos realizados para alguns segmentos de clientes da EDP Distribuição, relativamente ao seu grau de satisfação com o serviço prestado pela empresa, ao mesmo tempo que se divulgam os factos mais relevantes registados em 2002, em termos da rede eléctrica de distribuição.

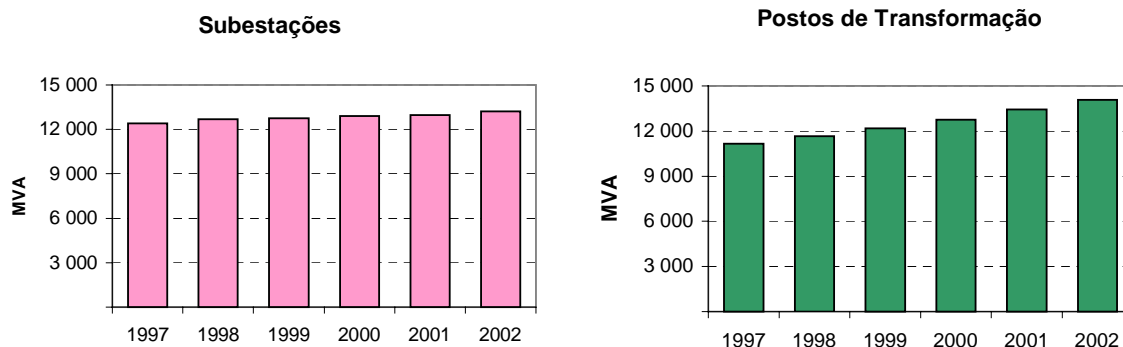
2.CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

As instalações e equipamentos em serviço, na rede da EDP Distribuição, em 31 de Dezembro de 2002, eram os seguintes:

	2002
SUBESTAÇÕES	
Nº de subestações	373
Nº de transformadores	659
Potência instalada (MVA)	13 213
REDES (incluindo ramais)	
REDES AT (km)	
Aérea (60/130kV)	7 097
Subterrânea (60/130kV)	357
REDES MT (km)	
Aérea (<6/10/15/30/40kV)	51 460
Subterrânea (<6/10/15/30/40kV)	10 995
REDES BT (km)	
Aérea	96 265
Subterrânea	23 973
POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO	
Unidades	50 633
Potência instalada(MVA)	14 094
CONTADORES	
MAT-AT-MT	24 046
BT Total (BTN+BTE+IP)	5 878 741

No final do ano de 2002 havia 13 213 MVA instalados em 373 subestações, enquanto que a potência instalada em postos de transformação era de 14 094 MVA, com 50 633 transformadores.

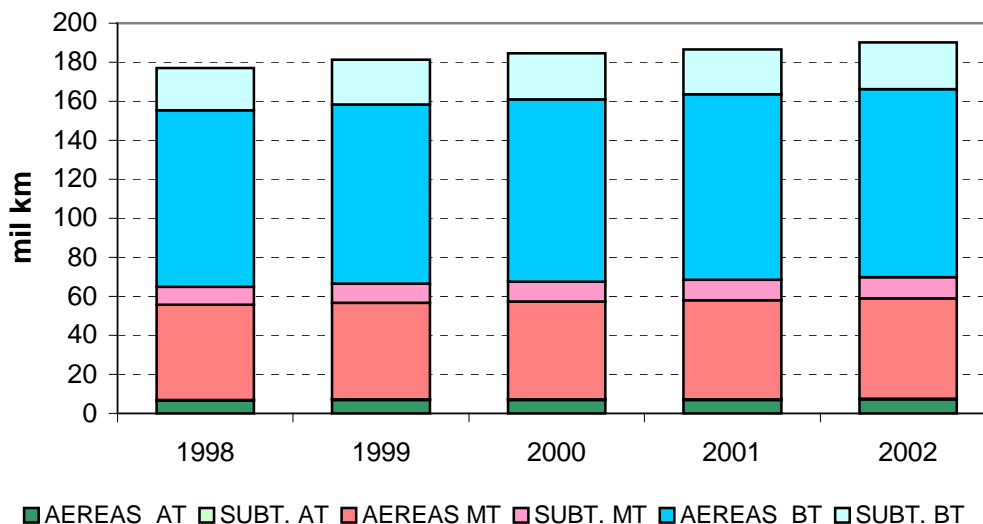
CAPACIDADE INSTALADA



Em 31 de Dezembro de 2002 as linhas aéreas de alta e média tensão tinham uma extensão de 58 557 km e os cabos subterrâneos 11 352 km. Nas redes de baixa tensão

estavam em exploração 120 238 km de linhas, dos quais 23 973 km eram cabos subterrâneos.

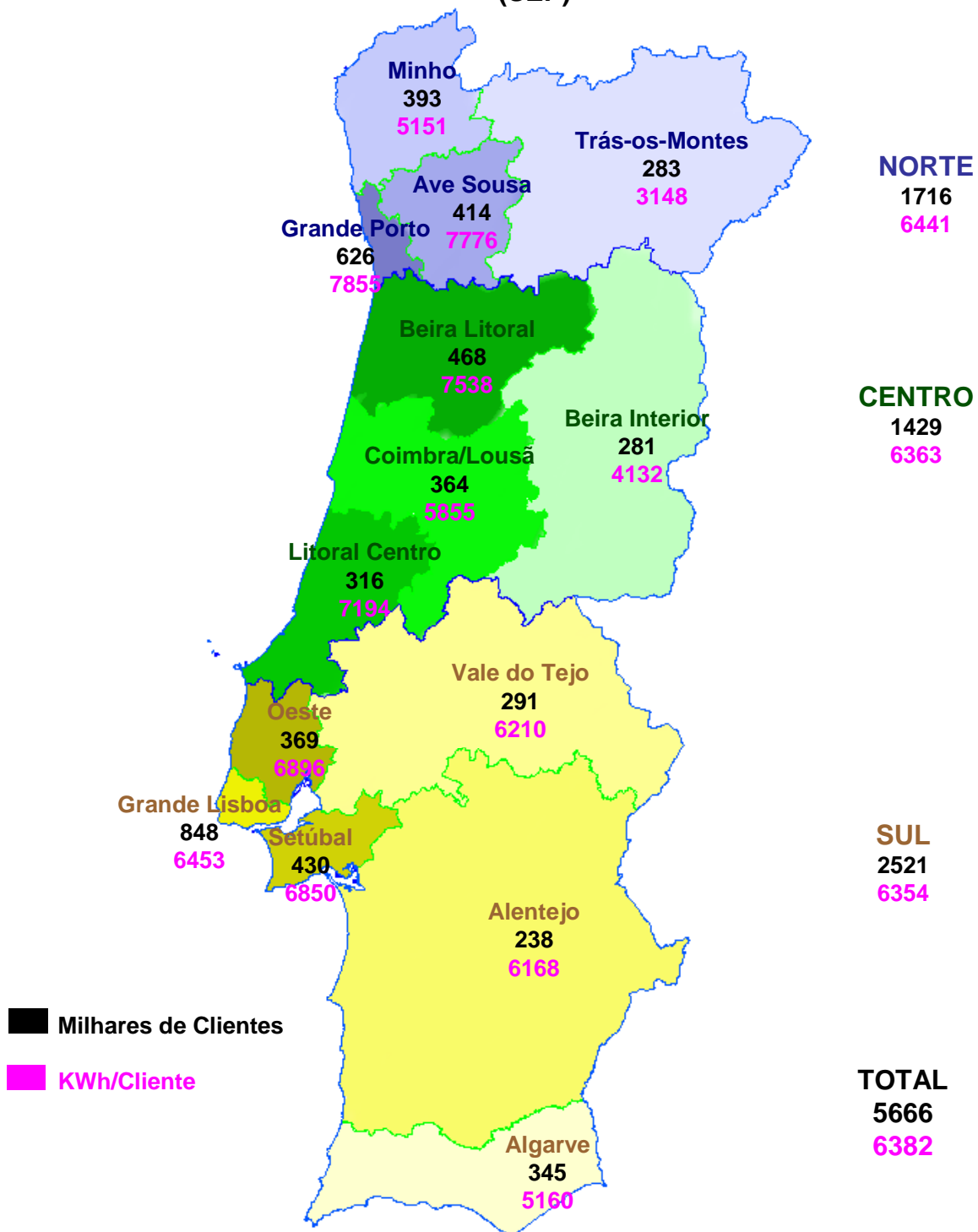
Redes Aéreas e Subterrâneas



Em 31 de Dezembro, a EDP Distribuição tinha cerca de 5 700 milhares de clientes utilizadores das suas redes (5 665 milhares pertencentes ao Sistema Eléctrico Público e 493 pertencentes ao Sistema Eléctrico não Vinculado).

A empresa, em termos de cobertura do território do Continente, está organizada em 3 Direcções de Serviços de Rede (Norte, Centro e Sul), 14 Áreas de Rede e 39 Unidades de Rede.

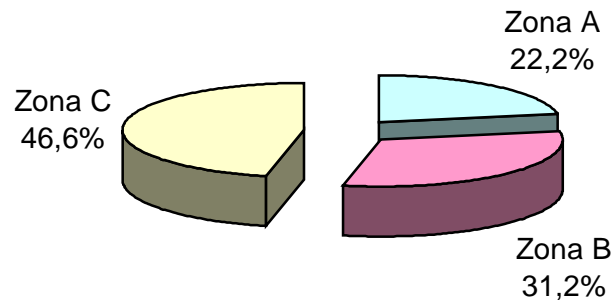
Áreas de Rede – Número de Clientes e Consumo/Cliente – 2002 (SEP)



O RQS vigente em 2002 estabelecia, para o País, três zonas geográficas (zonas A, B, C) às quais estão associados diferentes padrões de Qualidade de Serviço, sendo a caracterização das zonas feita em função do número de clientes existente nas localidades⁽¹⁾. Durante a vigência do RQS a caracterização das zonas está estabilizada. Assim, a distribuição dos clientes pelas diversas zonas é a que se apresenta no gráfico seguinte. As pequenas alterações verificadas nos valores percentuais, relativamente aos apresentados para o ano de 2001, resultam da entrada de novos clientes.

Distribuição de Clientes por Zonas

(em 31 de Dezembro de 2002)



(1) - Zona A: localidades com mais de 25 mil clientes;
Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 5 mil e 25 mil;
Zona C: restantes localidades.

3. GRAU DE SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

Com o objectivo de introduzir melhorias visando a satisfação dos seus clientes, a empresa tem continuado a recolher elementos relativos ao seu grau de satisfação, no que se refere à qualidade do serviço que lhes é prestado.

3.1. CLIENTES EMPRESARIAIS

Em finais de 2002, a EDP Distribuição realizou um novo inquérito de imagem junto dos seus clientes empresariais, segmento que tem revelado especiais requisitos e atenção ao tema da qualidade de serviço.

A informação foi recolhida através de um questionário auto-administrado, enviado a 47 069 clientes BTE, MT, AT e MAT, tendo sido recebidas, entre 1 de Novembro e 31 de Dezembro, 11 125 respostas consideradas válidas.

Em termos de questionário optou-se por dois modelos:

- para os clientes MT com consumos acima de 1 GWh/ano, recolheu-se apenas informação sobre o desempenho técnico da EDP;
- para todos os demais, procurou-se, além dessa, também informação sobre o desempenho comercial da EDP.

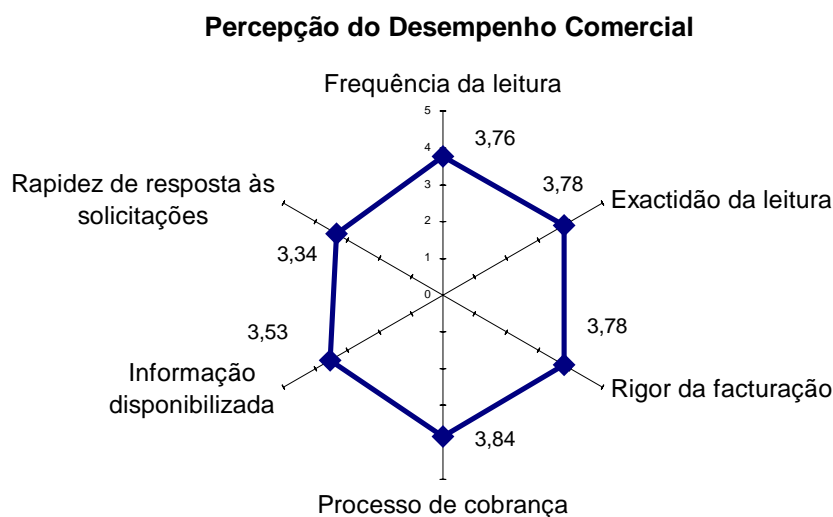
O estudo não constitui um censo, nem permite inferência estatística, representando *apenas* a avaliação dos clientes que responderam ao inquérito, não sendo possível esclarecer a significância estatística de diferenças de resultados em relação a anos anteriores.

As pontuações apresentadas representam as médias das respostas efectivas, na ordem crescente das escalas utilizadas (Likert). Por exemplo, numa escala de 1 a 5, o valor 1 corresponde a “Nada” e 5 a “Muito”. Assim, uma pontuação de 4,3 traduzirá uma avaliação global de “Bastante”.

Os clientes que responderam ao inquérito manifestaram em todos os itens uma apreciação positiva, uma vez que na escala utilizada a fronteira satisfação/insatisfação se situa nos 2,5.

Barómetro de Desempenho Comercial

A análise dos resultados obtidos permite concluir que, em termos globais, os clientes que responderam ao inquérito continuam a ter uma apreciação positiva relativamente ao desempenho comercial da EDP Distribuição.



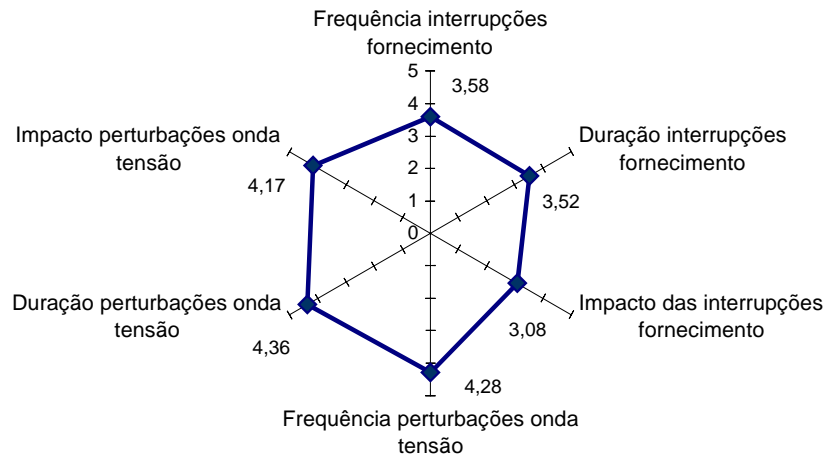
Nota: 1 nada satisfeito; 5 muito satisfeito

Os indicadores em relação aos quais os clientes revelaram menor grau de satisfação dizem respeito à “informação disponibilizada”, em que, ainda assim, 51% dos clientes manifestaram estar satisfeitos ou muito satisfeitos, e à “rapidez de resposta às solicitações”, em que 42% dos clientes manifestaram estar satisfeitos ou muito satisfeitos com a rapidez com que a empresa responde às solicitações.

Barómetro de Desempenho Técnico

A análise dos resultados obtidos permite concluir que, em termos globais, os clientes que responderam ao inquérito, continuam a ter uma apreciação positiva relativamente ao desempenho técnico da EDP Distribuição.

Percepção do Desempenho Técnico



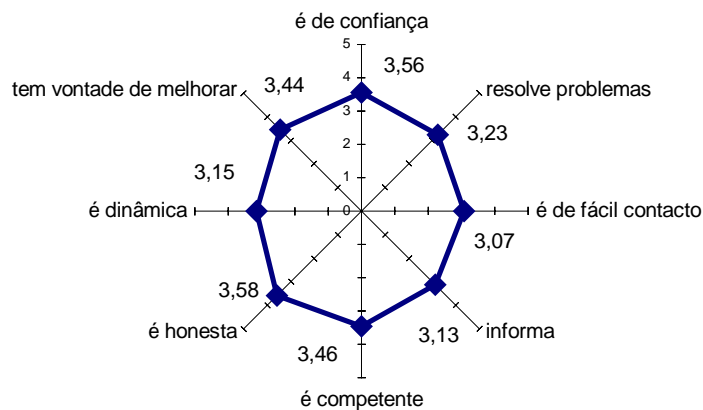
Nota: 1 muito grande; 5 não

Dos clientes que responderam ao inquérito 28% referiram não ter registado interrupções de fornecimento, enquanto 62% manifestaram não ter registado a existência de perturbações da onda de tensão.

Barómetro de Imagem

Dentro da escala utilizada (1 totalmente em desacordo, 5 totalmente de acordo) a EDP Distribuição regista, junto destes clientes empresariais, uma apreciação claramente positiva, sendo o item “é de fácil contacto” o que apresenta o valor mais desfavorável. Os indicadores mais favoráveis referem-se aos itens “é honesta” e “é de confiança”.

Percepção de Imagem da Empresa



Barómetro de Desempenho Global

Em termos de cumprimento das obrigações por parte da empresa, 50% dos clientes que responderam ao inquérito manifestaram a opinião de que a EDP tem cumprido totalmente. Em termos da qualidade da energia eléctrica cerca de 70% consideraram estar a empresa “perto ou muito perto do ideal”, enquanto que 60% referiram estar, em termos globais, “satisfeito ou muito satisfeito” com os serviços prestados. Quanto ao posicionamento da EDP face a uma empresa que considerassem ideal, 50% dos clientes consideraram a EDP “perto ou muito perto do ideal”.

Interessa referir que as respostas obtidas não são necessariamente representativas do universo dos clientes empresariais da EDP, uma vez que apenas se referem aos clientes que responderam a este inquérito. Assim, não se faz qualquer comparação com idêntico inquérito realizado em 2001. Por outro lado, os resultados obtidos poderão dar uma imagem menos positiva que a associada ao total dos clientes, na medida em que seja legítimo considerar que os clientes que efectivamente responderam correspondem aos menos satisfeitos, isto é, àqueles que teriam maior motivação para apontar os aspectos menos positivos associados ao desempenho da EDP.

3.2. CLIENTES DOMÉSTICOS

No que se refere aos clientes domésticos realizou-se de novo, em 2002, um estudo de mercado no sentido de avaliar a satisfação dos clientes domésticos da EDP Distribuição, bem como da qualidade, por eles apercebida, quanto aos produtos e serviços oferecidos pela empresa.

A recolha dos dados realizou-se entre os dias 19 Novembro de 2002 e 19 de Janeiro de 2003, através de entrevistas telefónicas e a população abrangida foi a dos clientes domésticos da EDP, activos à data do início do trabalho de campo. A dimensão da amostra foi de cerca de 3 250, com intervalo de confiança de 95% e uma margem de erro máxima de 2,33. Procedeu-se a uma supervisão e controlo de qualidade das entrevistas através de reinquirição, parcial, de 20% da amostra.

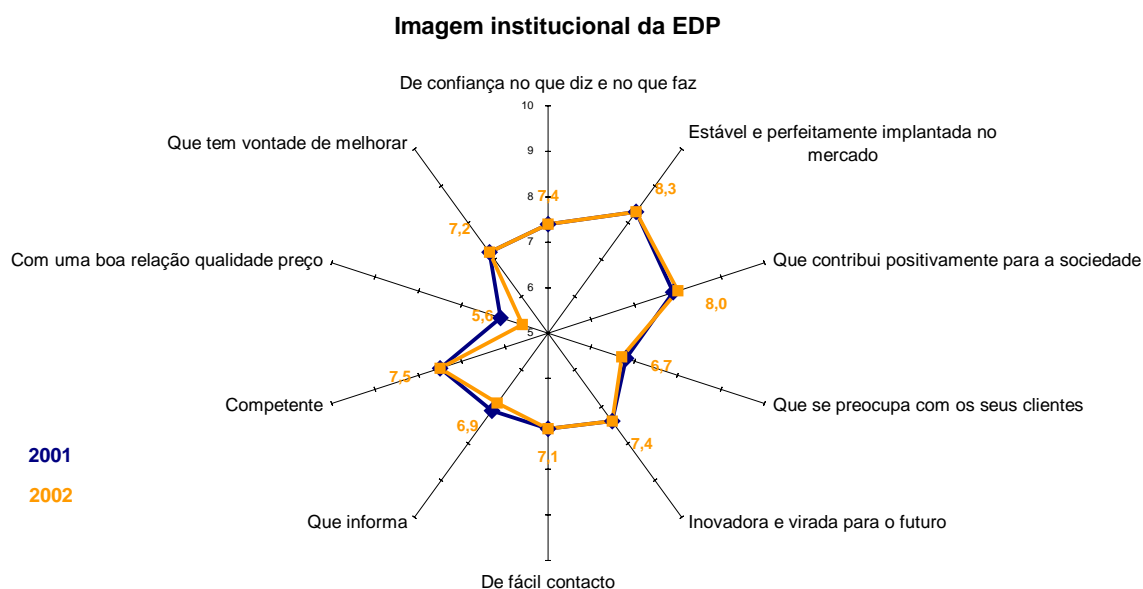
3.2.1. Resultados do inquérito

Os elementos obtidos nas respostas às entrevistas foram objecto das análises habituais de um estudo de mercado, apresentando-se de seguida os resultados obtidos

com o inquérito. Ao mesmo tempo faz-se a comparação com os resultados obtidos em idêntico estudo realizado em 2001.

Imagem Institucional

A imagem institucional foi “medida” a partir dum conjunto de indicadores, que foram presentes aos entrevistados tendo-se-lhes pedido que, usando uma escala de 1 (discordo totalmente) a 10 (concordo totalmente), classificassem a EDP Distribuição. Os resultados obtidos, que se sintetizam no gráfico seguinte, permitem concluir que os indicadores com maior valor médio são de novo os referentes a “empresa estável e perfeitamente implantada no mercado” e “que contribui positivamente para a sociedade”. O indicador com menor valorização média continua a ser o de empresa “com uma boa relação qualidade/preço”.



Expectativas

As expectativas pretendem integrar a informação que os clientes têm do passado, baseada na sua própria experiência, na informação de terceiros ou ainda em campanhas publicitárias e de promoção. Pede-se, assim, ao cliente, para pensar nas expectativas globais que tinha sobre a EDP há seis meses. O valor médio obtido para esta variável foi de 6,6 (6,4 em 2001).

Qualidade Apercebida

A qualidade dos serviços prestados pela empresa, que é apercebida pelos clientes, é baseada na sua experiência actual e é medida com base num conjunto de indicadores.

Os resultados obtidos em termos dos valores médios dos vários indicadores, sintetizam-se de seguida:

	Valor Médio	
	2002	2001
Qualidade Global	7,4	7,4
Qualidade dos Produtos e Serviços		
Qualidade do fornecimento de energia eléctrica	7,2	7,3
Qualidade do serviço associado	7,5	7,1
Qualidade do Atendimento		
Atendimento e capacidade de aconselhamento telefónico	7,1	7,0
Atendimento e capacidade de aconselhamento em lojas ou dependências	6,9	7,1
Acessibilidade		
Por via de novas tecnologias	7,5	7,3
Acessibilidade e disponibilidade das lojas e dependências	6,4	6,6
Qualidade da Informação Fornecida e Facturas		
Clareza e transparência da informação fornecida	7,2	7,3
Facilidade no entendimento das facturas	7,9	8,0
Qualidade da Leitura e Determinação do Consumo		
Forma como é facturado o consumo	7,5	7,1
Facilidade de utilização do serviço de comunicação telefónica da leitura	7,8	7,8
Confiança na forma como é facturado o consumo	7,6	7,7
Qualidade nas Formas de Pagamento		
Proporção de utilizadores da modalidade de pagamento por transferência bancária	59,0%	56,6%
Proporção de conhecedores da modalidade de pagamento "Conta Certa"	66,3%	61,9%
Proporção de utilizadores da modalidade de pagamento "Conta Certa"	39,7%	25,5%
Qualidade do Piquete de Urgência		
Rapidez	6,1	6,6
Competência	7,2	7,2
Correcção	7,6	7,5
Relação Qualidade/Preço		
Valorização da qualidade dado o preço	5,9	6,2
Valorização do preço dada a qualidade	5,1	5,7
Variação de preços face a outros serviços essenciais	4,8	4,9
Serviço de Comunicação telefónica de falhas de corrente eléctrica		
Rapidez	6,3	6,6
Atenção	7,6	7,5
Eficácia	7,2	6,9

Refere-se ainda que 64,9% dos clientes se manifestaram satisfeitos com a qualidade da iluminação pública. Dos clientes que manifestaram insatisfação quanto à qualidade

da iluminação pública 80,6% fizeram-no pelo facto de a considerarem “insuficiente” e 28,5% por considerarem que “existiam muitas avarias”.

Reclamações

Neste âmbito foi perguntado aos clientes da EDP Distribuição se apresentaram alguma reclamação à empresa no último ano. Para os que responderam afirmativamente, foi então pedido para avaliarem a resolução da mais recente reclamação efectuada. Aos clientes que não efectuaram nenhuma reclamação foi pedido para pensar em que medida uma hipotética reclamação seria resolvida pela EDP. Foi usada uma escala de 1 (muito mal resolvida) a 10 (muito bem resolvida) para a classificação.

Relativamente às reclamações apresentadas e à sua resolução, o valor médio que lhe foi atribuído (4,3) é significativamente inferior ao valor da forma como o cliente da EDP pensa que seria resolvida uma reclamação (6,6), apesar da percentagem dos clientes que apresentaram uma reclamação ser de apenas 6,9%.

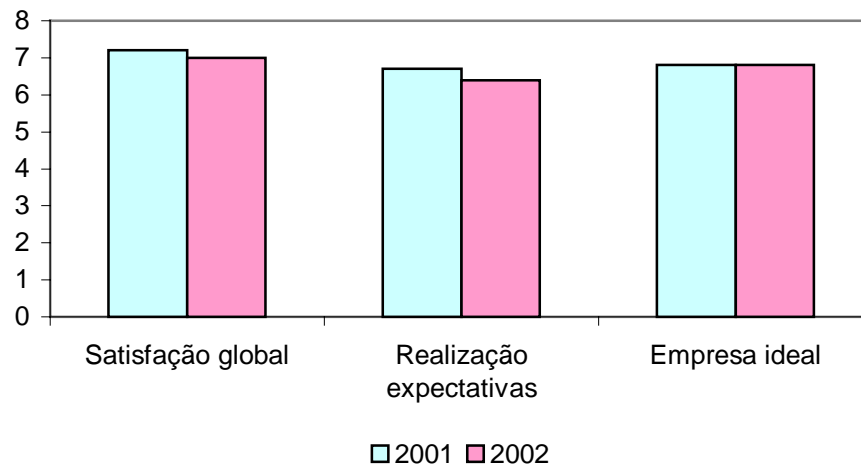
Os valores obtidos, em particular porque denotam um agravamento relativamente aos resultados obtidos com o inquérito realizado em 2001, indicam que, apesar das acções de melhoria já introduzidas, continuam a existir dificuldades no tratamento das reclamações apresentadas pelos clientes da EDP, situação que se espera poder melhorar no decurso de 2003.

Satisfação Global

A satisfação global é medida pelas seguintes variáveis:

- “Satisfação global” (grau de satisfação global tendo em conta toda a experiência como cliente da EDP);
- “Concretização das expectativas” (o conjunto das expectativas a ser satisfeito, considerando a totalidade de produtos e serviços disponíveis);
- “Distância à empresa fornecedora de energia eléctrica ideal” (ou seja, a empresa perfeita em todos os aspectos).

Satisfação Global do Cliente da EDP Distribuição

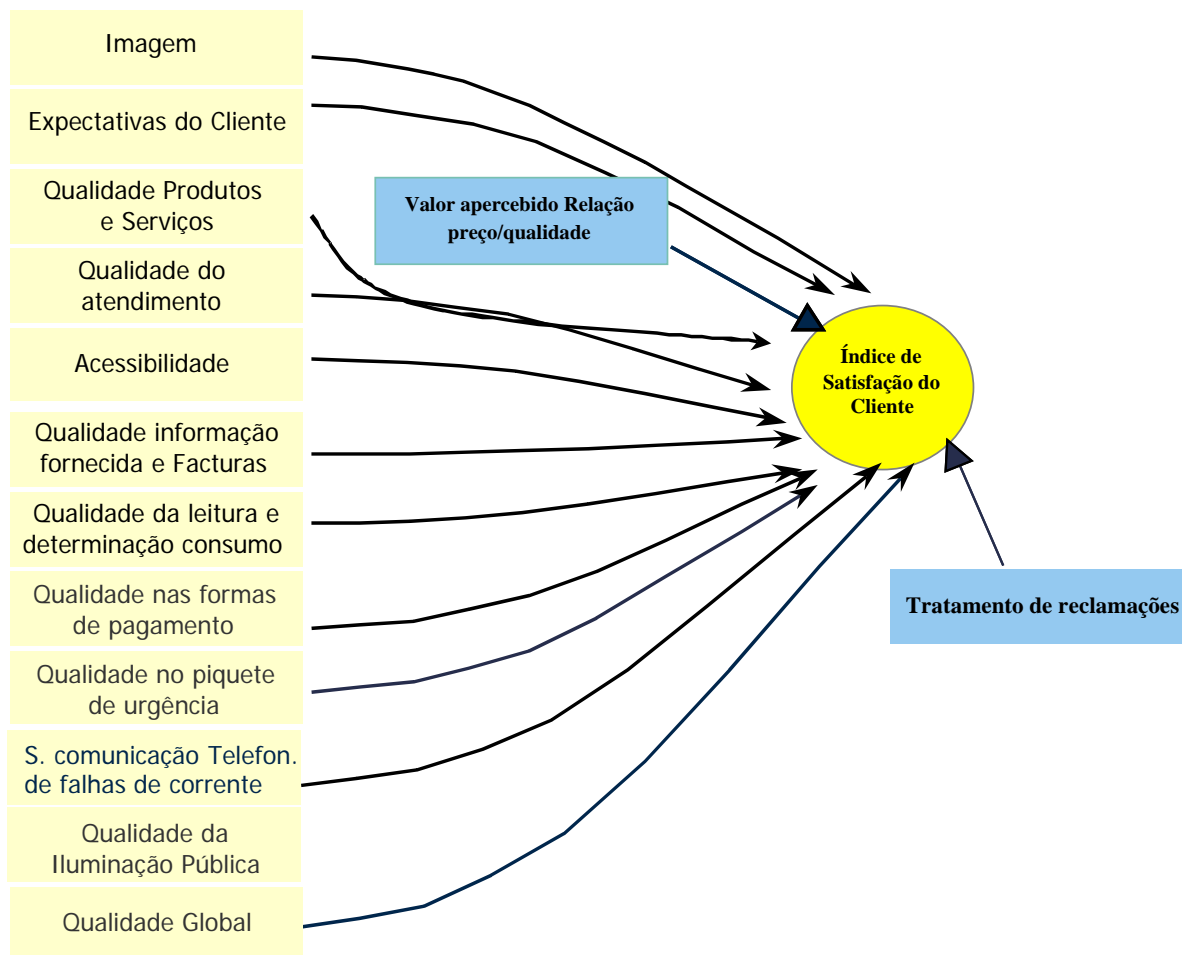


Da análise do gráfico anterior verifica-se que entre 2001 e 2002 houve uma ligeira diminuição em termos dos indicadores “satisfação global” e “realização das expectativas”, com valores médios de 7,0 e 6,4 em 2002, o que poderá denotar também o crescente grau de exigência dos nossos clientes.

3.2.2. Modelo de Satisfação do Cliente

O tratamento estatístico apresentado no ponto 3.2.1 não permite identificar ou quantificar relações de causalidade entre os diversos factores ou componentes identificados. Neste contexto, os dados disponibilizados pelas entrevistas foram também utilizados para estimar a satisfação do cliente através de um modelo econométrico de equações simultâneas e variáveis latentes. As variáveis que integram o modelo são as que se apresentam no esquema seguinte.

Por impossibilidade de apresentar graficamente a totalidade dos impactos do modelo, optou-se, por apresentar no esquema, unicamente, os impactos sobre a satisfação e as reclamações. Em particular foram considerados potenciais impactos directos da imagem, expectativas, qualidade apercebida, valor apercebido (relação preço/qualidade) e tratamento de reclamações sobre a satisfação.



O modelo é constituído por dois sub-modelos: o modelo estrutural, que integra as relações entre as diversas variáveis (sendo a satisfação a variável central) e o modelo de medida, que relaciona aquelas variáveis com as variáveis de medida. Uma vez que as variáveis do modelo estrutural são variáveis latentes, não sendo portanto objecto de observação directa, cada uma destas variáveis tem de ser associada ao conjunto de indicadores obtidos através do questionário (designados por variáveis de medida).

A forma geral do modelo **estrutural** é dada por:

$$\eta = \beta\eta + \gamma\xi + \nu$$

onde $\eta' = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_{15})$ representa o vector das variáveis latentes endógenas, $\xi' = (\xi_1, \xi_2)$ o vector das variáveis latentes exógenas (imagem e tratamento de reclamações), ν o erro aleatório, $\beta = [\beta_{ij}]$ e $\gamma = [\gamma_{ij}]$ são matrizes de parâmetros designados por coeficientes de impacto que estabelecem as relações entre as variáveis, permitindo estimar as alterações na variável latente i decorrentes de uma variação unitária do índice da variável j .

O modelo de **medida** que relaciona as variáveis latentes com as variáveis de medida pode-se escrever na forma seguinte:

$$y_{ij} = \lambda_{y_{ij}} \eta_i + \varepsilon_{ij}, \quad i = 1, \dots, 15; j = 1, \dots, H_i$$

$$x_{ij} = \lambda_{x_{ij}} \xi_i + \delta_{ij}, \quad j = 1, \dots, G_i$$

onde $\mathbf{y}'_i = (y_{i1}, \dots, y_{iH_i})$ representa o vector das variáveis de medida associadas à variável latente endógena η_i , e $\mathbf{x}'_i = (x_{i1}, \dots, x_{iG_i})$ o vector das variáveis de medida associadas às variáveis latentes exógenas ξ_i ; H_i e G_i representam o número de variáveis de medida associadas a η_i e a ξ_i , respectivamente. O parâmetro λ_{ij} representa o peso da variável de medida j no cálculo da variável latente i . A soma dos pesos associados ao índice de cada variável latente é igual à unidade.

De salientar que nos estudos de mercado tradicionais estes pesos são fixados arbitrariamente, o que conduz a um elevado grau de subjectividade nos resultados.

O modelo a estimar é constituído pelas equações do modelo **estrutural** e do modelo de **medida**. Dadas as dificuldades de estimação deste modelo – a presença de variáveis latentes que não são observadas, a distribuição de frequências das variáveis de medida que não é habitualmente simétrica, a existência de multicolinearidade entre os valores das variáveis de medida e o facto das variáveis de medida não serem contínuas (assumindo apenas um número finito de valores), não é aconselhável a utilização dos métodos tradicionais de estimação, como é o método de máxima verosimilhança. Assim, foi adoptada neste estudo a metodologia do projecto ECSI – Portugal (Sistema de medida da qualidade dos bens e serviços disponíveis no mercado nacional, pela via satisfação do cliente), baseada na utilização do método dos mínimos quadrados parciais (PLS-Partial Least Squares) - método de estimação simultânea particularmente vocacionado para este tipo de modelos. É de referir que a utilização deste método é defendida pela União Europeia, para este tipo de estudos de opinião.

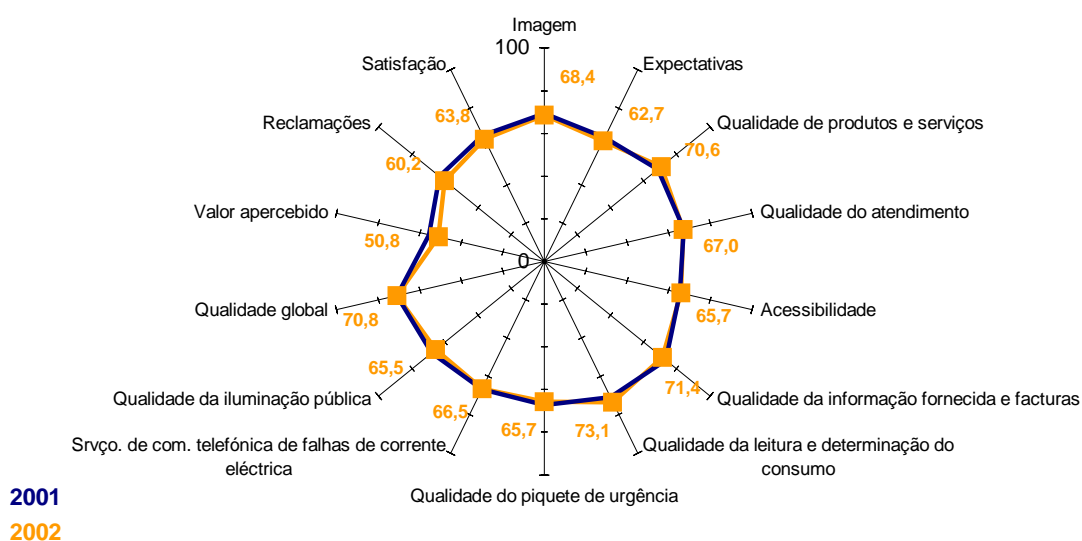
Os diversos índices são produzidos numa escala de 0 a 100, convencionando-se que os índices inferiores a 40 têm um carácter negativo e os índices iguais ou superiores a 60, um carácter positivo.

No gráfico seguinte apresentam-se os índices médios para as variáveis latentes analisadas⁽¹⁾. As variáveis que apresentam maior índice (acima de 70) são a **qualidade de produtos e serviços**, a **qualidade da informação fornecida e facturas**, a **qualidade global** e a **qualidade da leitura e determinação do consumo**.

A variável que possui menor índice é a relação qualidade/preço ou **valor a percebido**, aliás o que vem confirmar o que já havia sido observado aquando da análise descritiva dos resultados dos inquéritos. De facto, os indicadores relativos a “qualidade/preço” em termos quer da “qualidade a percebida” quer da “imagem institucional” são os piores no conjunto de todos os indicadores.

As restantes variáveis apresentam índices médios bastante homogéneos variando entre 60,2, para as **reclamações** e 68,4 para a **imagem**.

Índices médios



⁽¹⁾ – Optou-se por não representar as variáveis relativas à “qualidade nas formas de pagamento” (Utilização de Transferência Bancária e Utilização Conta Certa) devido ao seu carácter específico, ou seja, por representar uma proporção de utilizadores da ordem dos 59% e 26% respectivamente.

4. QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

4.1. BALANÇO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A publicação e a posterior aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), associadas às exigências decorrentes das novas condições do mercado energético, foram os vectores que determinaram a necessidade de introdução de novos sistemas informáticos, tarefa em que a EDP, e em particular a EDP Distribuição, investiram nos últimos anos uma parte significativa dos seus recursos.

Seguidamente, e quase em simultâneo, foi necessário efectuar o levantamento e a análise dos métodos e processos existentes, por forma a proceder-se à identificação e substituição dos que se encontravam ultrapassados e a dotar dos necessários ajustamentos todos os que tinham pontos em comum com os sistemas informáticos implementados. Por fim, foi igualmente necessário adequar os procedimentos das diferentes funções.

Todas estas alterações, fundamentais para que fosse possível à EDP Distribuição alcançar os objectivos a que se propôs, designadamente *Servir mais e melhor os seus Clientes*, foram responsáveis por algumas dificuldades, de alguma forma previsíveis, sentidas ao longo de 2002, nomeadamente ao nível do cumprimento dos indicadores estabelecidos no RQS.

De facto, foi ao longo deste ano que foram substituídos diversos sistemas técnicos, nomeadamente os relativos aos orçamentos e à gestão das obras (envolvendo, em particular, as ligações à rede), e que se procedeu à ligação entre esses sistemas e o sistema comercial IS-U (*Industrial Solutions for Utilities*) através do qual é estabelecido o relacionamento com os nossos clientes.

Por outro lado, a juventude dos sistemas informáticos associada às “naturais” inseguranças sentidas por parte dos utilizadores, bem como as “perturbações” induzidas pelos novos métodos e processos ao nível dos procedimentos, estão na génese dos resultados menos favoráveis, no âmbito do cumprimento dos padrões estabelecidos no RQS no ano de 2002.

Não queremos, contudo, deixar de sublinhar a tarefa gigantesca a que a empresa se propôs, de alteração radical de sistemas, métodos e procedimentos, esperando-se que no ano de 2003 já seja possível atingir um elevado nível de desempenho, em termos de satisfação global dos clientes.

4.2. RELACIONAMENTO COM OS CLIENTES

No que concerne ao relacionamento com os clientes, intensificou-se ao longo de 2002 a diversificação das formas de acesso dos mesmos à empresa, sendo de referir a abertura, em Lisboa, de mais uma Loja do Cidadão, o alargamento das redes de Pontos de Energia e da *PayShop*, bem como a implementação, nas estações dos CTT, de funções de atendimento, designadamente contratação, alteração e rescisão de contratos e comunicação de leituras. Em parceria com as Autarquias e sob o patrocínio do Instituto para a Gestão de Lojas do Cidadão (IGLC), foi também preparada a entrada em funcionamento dos Postos de Atendimento ao Cidadão (PAC's).

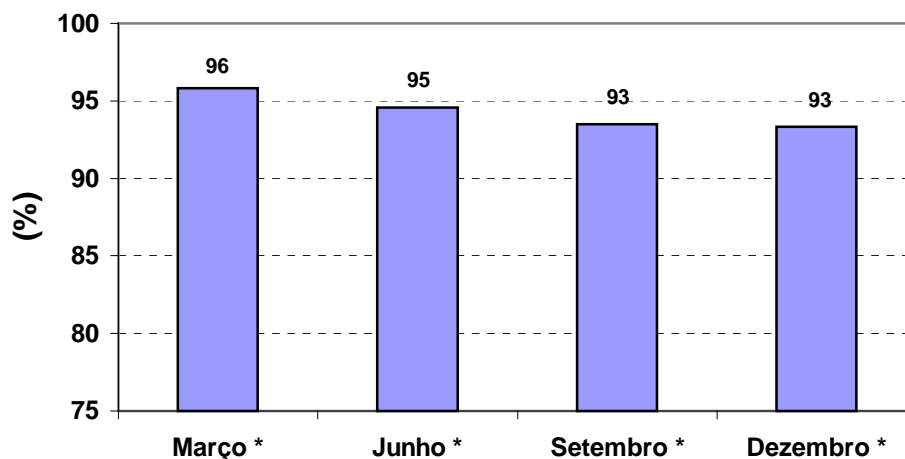
4.3. INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COMERCIAL

Ao pretender aferir o grau de desempenho, de âmbito comercial, através dos indicadores a seguir apresentados, importa ter em mente o “meio envolvente” pouco favorável, fruto da progressiva substituição dos sistemas técnico-comerciais levada a cabo ao longo do ano. Espera-se que, no decurso de 2003, esta situação seja gradualmente ultrapassada.

Refira-se ainda que, no que respeita a alguns indicadores, só perto do final do ano foi possível conhecer a sua evolução, pelo que algumas das acções correctivas, então introduzidas, só poderão ter efeitos visíveis em 2003.

Ramais e Chegadas BT

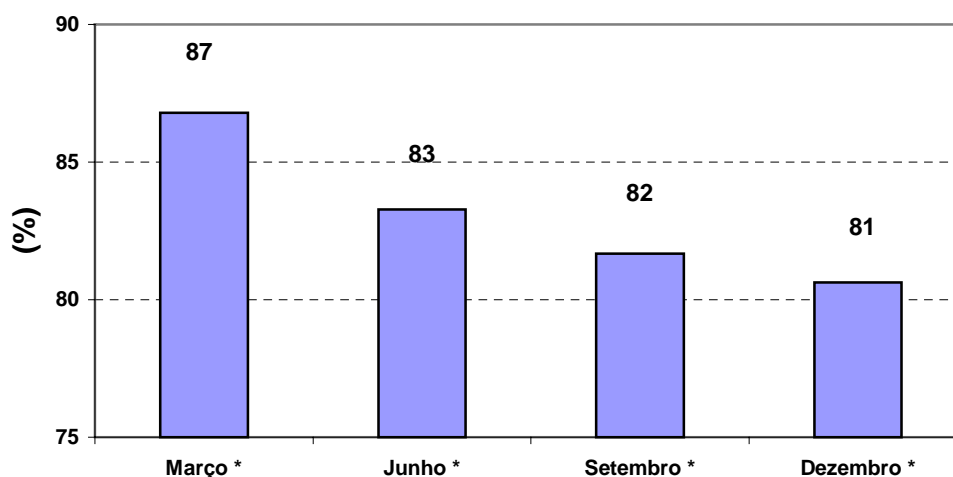
Através do gráfico a seguir indicado apresenta-se a evolução do indicador “Orçamentos de Ramais e Chegadas de Baixa Tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis”.



* Valores acumulados.

O resultado apresentado, marginalmente inferior ao valor padrão (95%), reflecte as dificuldades que não foi possível superar.

No gráfico apresentado seguidamente é feita a análise da execução dos Ramais e Chegadas de Baixa Tensão através do indicador “Ramais e Chegadas de Baixa Tensão executados no prazo máximo de 30 dias úteis”.

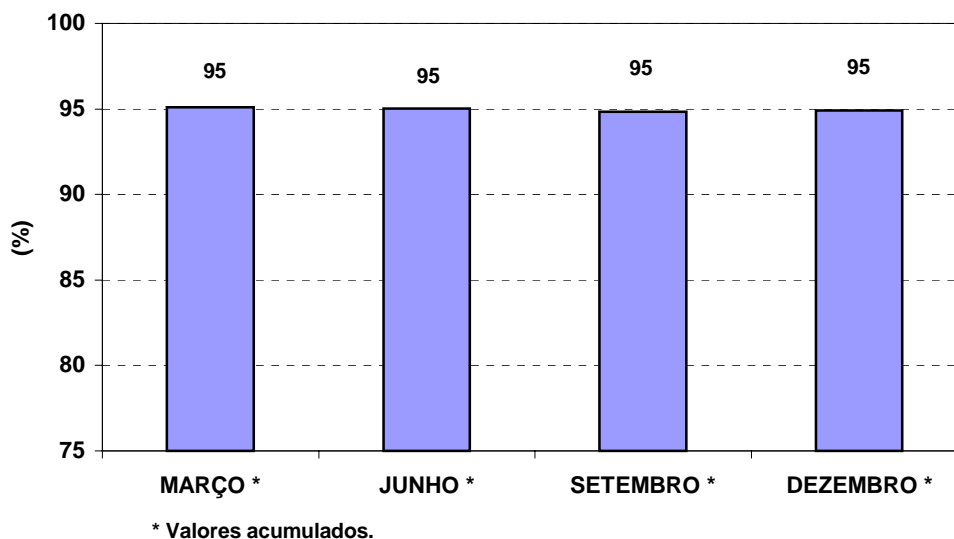


* Valores acumulados.

A análise deste indicador evidencia as dificuldades sentidas ao longo de 2002, tendo ficado bastante aquém do valor padrão (95%), pelo que estão a ser tomadas medidas visando a sua melhoria em 2003.

Ligações à rede de Baixa Tensão

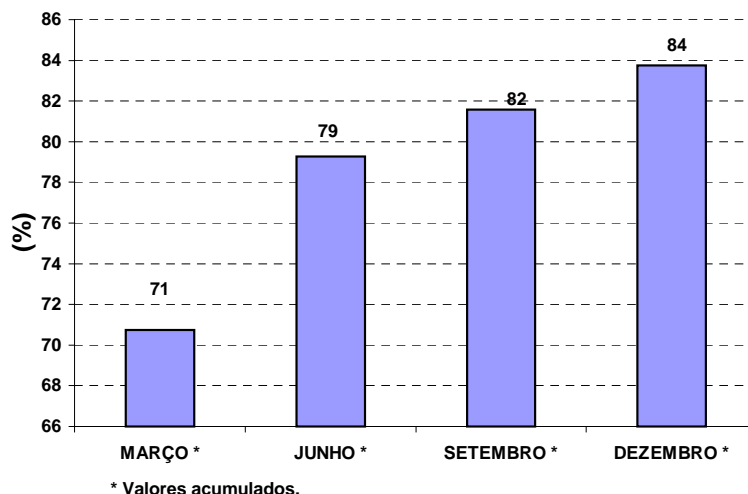
A evolução do indicador “Ligações à Rede de Baixa Tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis após celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica” encontra-se representada no gráfico seguinte.



Pela análise deste indicador verificamos que houve uma evolução bastante positiva, tendo-se alcançado uma percentagem de execução de 95%, cinco pontos percentuais acima do padrão o que, por si só, evidencia o esforço desenvolvido pela empresa no sentido de uma resposta mais rápida e eficaz.

Atendimento Presencial

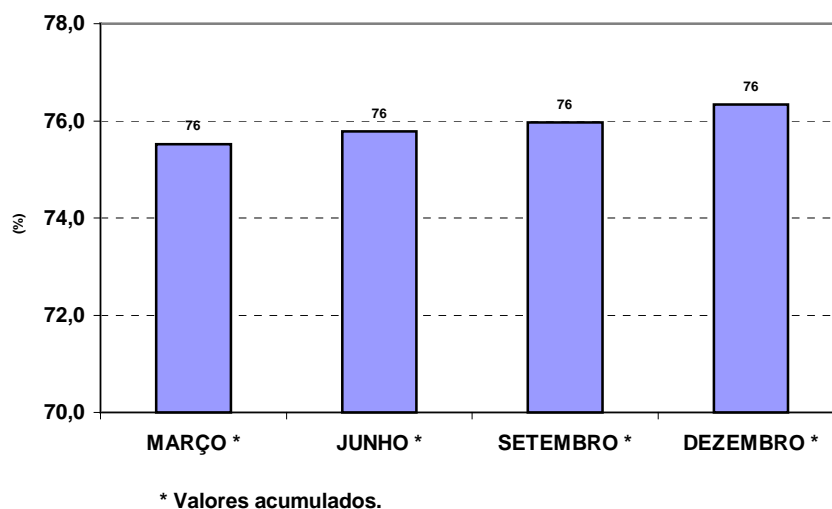
Relativamente aos “Atendimentos com tempos de espera até trinta minutos nos centros de atendimento”, a evolução no ano 2002 foi a seguinte:



Em termos de Atendimento Presencial ainda não foi possível atingir o padrão definido pelo RQS (90%) , embora se verifique ao longo de 2002 uma evolução favorável, tendo-se passado de 71% no 1º trimestre para 84% no quarto trimestre.

Atendimento Telefónico

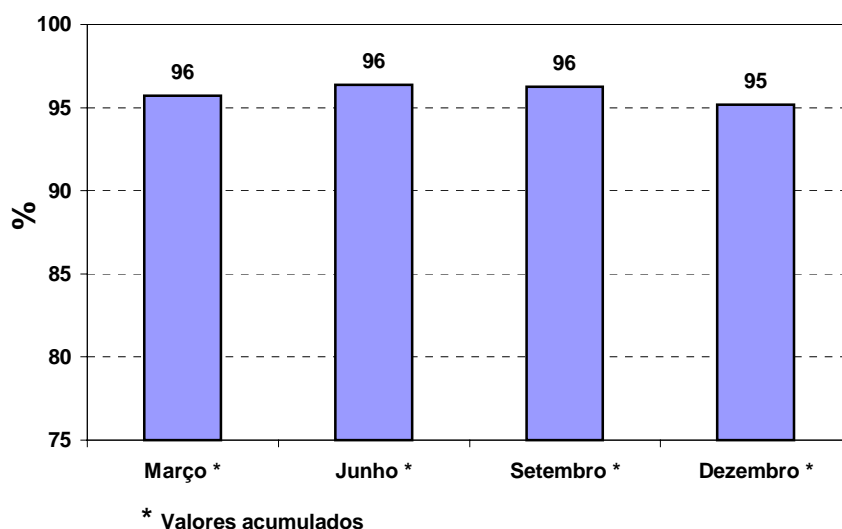
Durante o ano de 2002 o indicador relativo aos “Atendimentos com tempo de espera até sessenta segundos no atendimento telefónico centralizado” encontra-se representado no gráfico seguinte:



Relativamente ao atendimento telefónico centralizado verificou-se uma evolução bastante positiva, tendo sido possível ultrapassar em um ponto percentual o padrão definido no RQS. Para este desempenho foi fundamental o investimento efectuado em instalações, equipamentos e meios humanos, nomeadamente no novo “contact center”.

Reposição de serviço a clientes

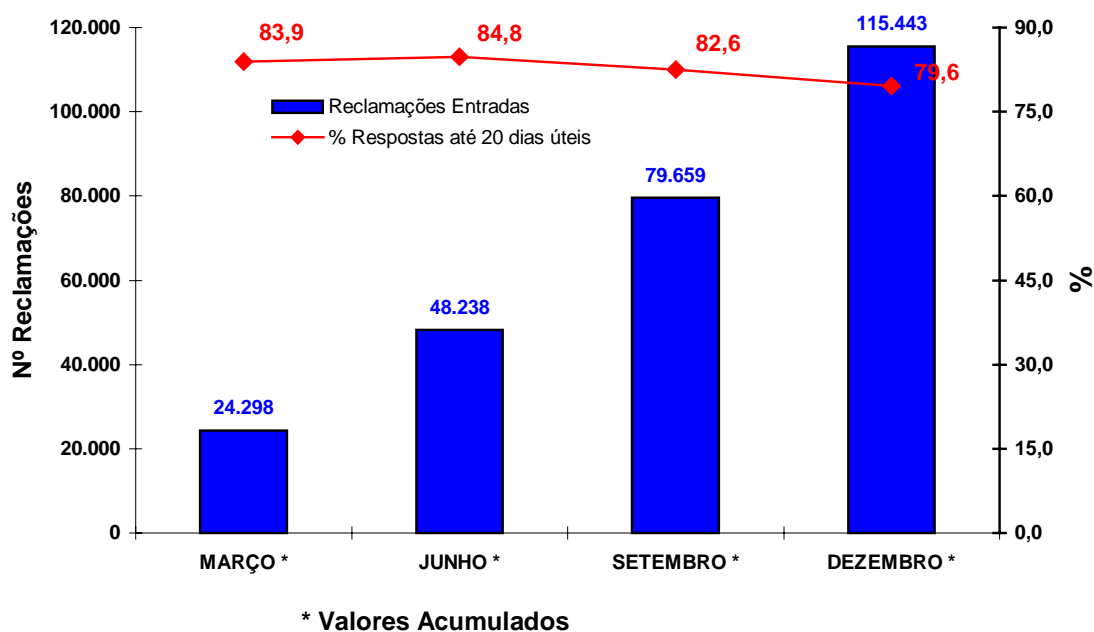
A evolução do indicador “Clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais” foi a seguinte:



Verificamos assim que, em resultado das alterações implementadas durante o ano de 2002, foi possível responder rapidamente aos nossos clientes, tendo-se alcançado uma percentagem de execução de 95%, quinze pontos percentuais acima do padrão definido pelo RQS, o que evidencia a determinação da EDP Distribuição em prestar serviços de elevada qualidade.

Reclamações apreciadas e respondidas

A evolução do indicador relativo às “Reclamações apreciadas e respondidas até 20 dias úteis” foi a que se encontra representada no gráfico a seguinte:



Da leitura dos dados constantes no gráfico acima, verificamos que não foi possível atingir o padrão definido no RQS (95%). Relativamente ao ano anterior assistiu-se a uma substancial melhoria traduzida pela evolução, percentual, das reclamações

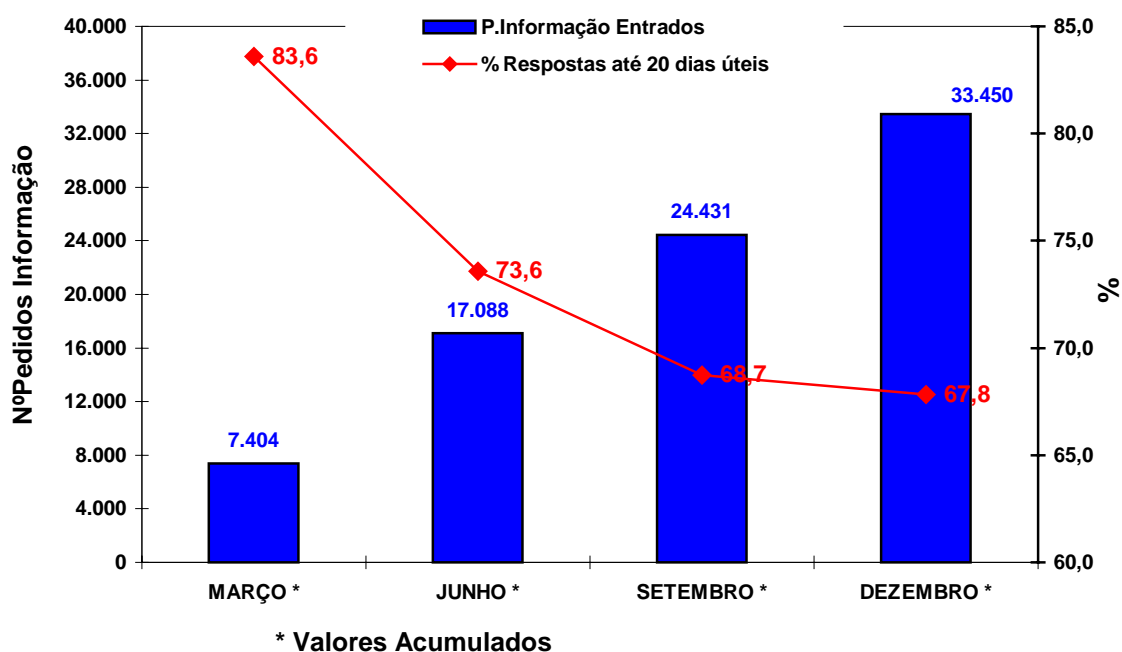
apreciadas e respondidas até 20 dias úteis de mais 9,5 pontos percentuais comparativamente a 2001. Pensamos que para a evolução, positiva, constatada contribuiu decisivamente a reformulação de procedimentos, e a alteração estrutural entretanto efectuada.

Paralelamente, foram desencadeadas acções tendentes a reduzir, de forma significativa, as situações geradoras da reclamação, de forma a que se inverta a tendência, verificada em 2002, de crescimento do número de reclamações, facto que em si foi responsável por algumas das dificuldades sentidas no cumprimento do padrão.

Pedidos de informação

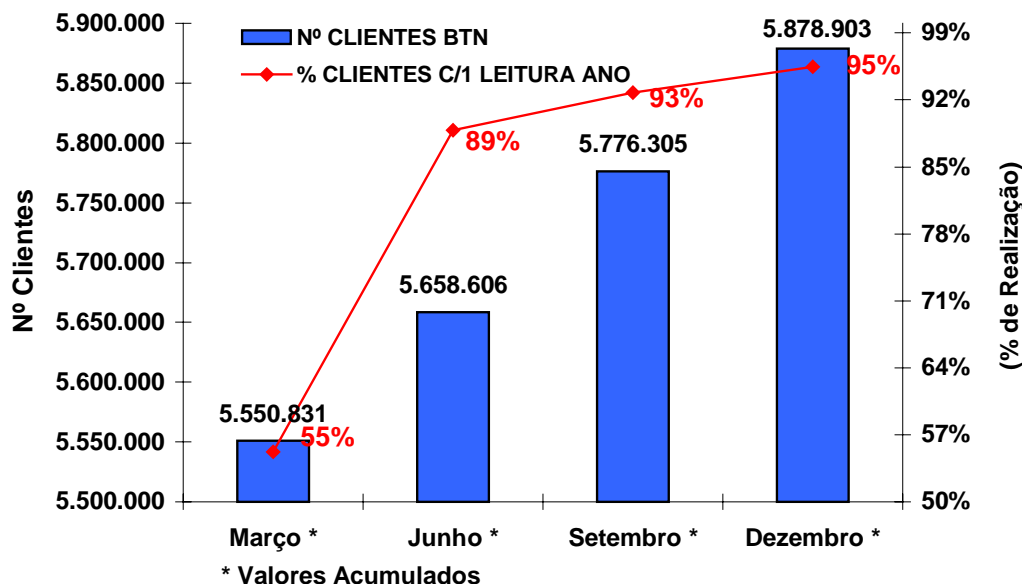
Os elementos referentes aos “Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 20 dias úteis” encontram-se representados no gráfico seguinte. Também aqui se verifica não ter havido cumprimento do padrão estabelecido no RQS (90%).

Houve durante o ano de 2002 dificuldades em nos dimensionarmos para responder ao aumento significativo do número de pedidos de informação, decorrente, nomeadamente das alterações no formato e conteúdo das facturas.



Cientes Baixa Tensão cujo contador tenha sido lido durante o último ano civil

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução relativa ao indicador "Clientes Baixa Tensão cujo contador tenha sido lido durante o último ano civil".



O Regulamento de Qualidade de Serviço define que 98% dos clientes alimentados em baixa tensão deverão ser objecto de pelo menos uma leitura anual.

Apesar de na determinação da percentagem de leituras realizadas terem sido consideradas as leituras enviadas pelos clientes (tal como previsto no RQS), as dificuldades para o cumprimento deste padrão residem na acessibilidade aos contadores, uma vez que uma parte muito significativa dos mesmos ainda se encontra no interior das residências, não tendo a EDP Distribuição possibilidade de efectuar a respectiva leitura dada a ausência dos clientes aquando da visita dos leitores.

4.4. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

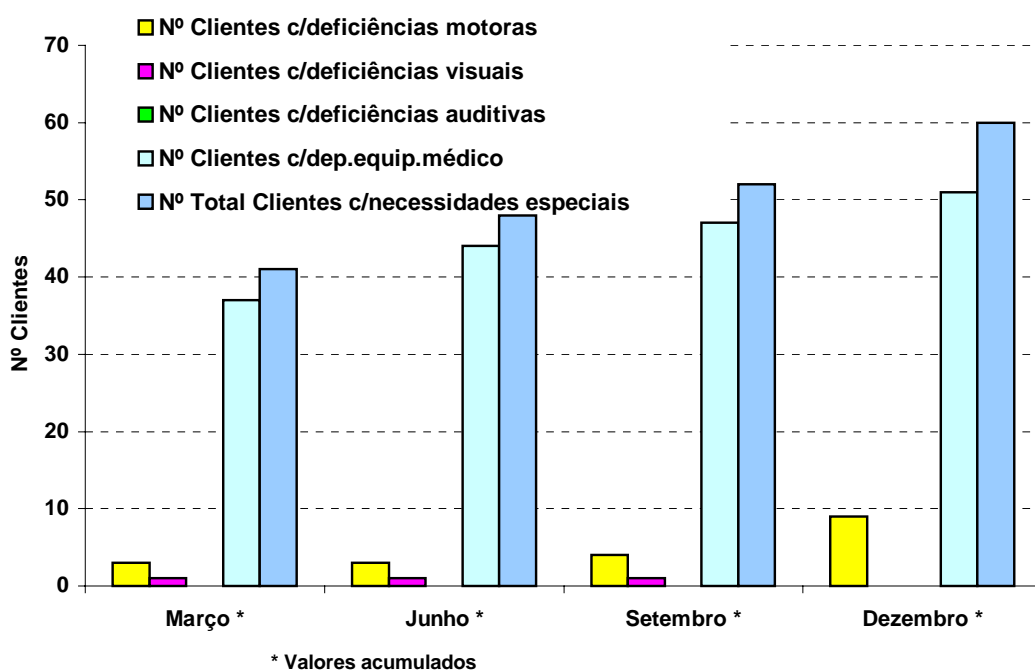
O RQS estabelece alguns indicadores e respectivos padrões a observar pela EDP Distribuição no relacionamento com cada um dos seus clientes e que se referem ao cumprimento de prazos (visitas a instalações dos clientes, retoma de fornecimento, assistência técnica e resposta a reclamações). O incumprimento destes padrões implica que haja lugar ao pagamento de uma compensação, a qual será paga na sequência de solicitação a formular, pelo cliente, nos 30 dias úteis subsequentes à data em que se verifiquem os factos que justificam a compensação.

Relativamente ao ano de 2002 os sistemas não disponibilizavam, de forma automática, informação relativa aos indicadores individuais — a que existe foi obtida de uma forma indirecta e por tratamento manual, a partir dos casos em que houve solicitação de pagamento de compensação.

Assim, foram pagas, por incumprimento dos padrões individuais, duas compensações no valor de 14,96 euros cada, sendo uma por incumprimento “do intervalo de 3 horas combinado para visita às instalações do cliente” e a outra por incumprimento “do prazo máximo de 20 dias úteis para resposta a uma reclamação relativa à facturação/cobrança”.

4.5. CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

A evolução registada no “número de clientes com necessidades especiais” encontra-se representada no gráfico seguinte.



Pela análise da informação disponível constata-se que dos 37 clientes que durante o período em análise solicitaram o seu registo 26 são dependentes de equipamento médico.

É de salientar que durante o ano de 2002 se contactou uma associação representativa do cidadão com deficiência, tendo-se promovido uma reunião subordinada aos seguintes objectivos:

- definição de um interlocutor para a problemática do cidadão com deficiência;

- divulgação do site da EDP, através do qual os clientes poderão tomar conhecimento da legislação, nomeadamente do enquadramento legal face aos cidadãos com deficiência;
- divulgação do folheto “Uma atenção especial – Clientes com Necessidades Especiais”, cujo destacável RSF facilita o registo do cidadão com deficiência, conforme regulamentação em vigor;
- apresentação, à associação, de facturas em braille.

No âmbito da reunião, a associação representativa da classe assumiu a realização de um levantamento da situação junto das diversas associações de deficientes para definição de eventuais medidas a tomar, cujo resultado se aguarda.

4.6. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO COMERCIAL

A política comercial estabelecida pela EDP Distribuição assenta no princípio da necessidade de uma prestação de serviços baseada em rigorosos critérios de qualidade, como forma de garantir a satisfação do cliente.

A publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço com a definição de padrões e a imposição de novas obrigações, as quais se encontram genericamente implementadas, levou a que a EDP Distribuição revisse os seus critérios e objectivos, de modo a responder a mais este desafio.

O RQS impôs alterações profundas, quer ao nível do controle de prazos de execução, quer ao nível da informação necessária para dar cumprimento ao estabelecido, sendo possível afirmar que já se encontra em princípio ultrapassado o período mais difícil.

Assim, prevê-se que durante o ano de 2003 se verifique uma alteração substancial na informação a disponibilizar pelo novo sistema comercial, como resultado não só da estabilização dos sistemas informáticos, e dos métodos e processos, mas também das alterações efectuadas a nível procedimental.

5.QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Neste capítulo pretende-se apresentar os indicadores de Qualidade de Serviço Técnico por forma a constituírem o suporte da análise do comportamento das redes, das instalações e dos equipamentos, bem como da resposta da empresa às ocorrências da rede e às solicitações dos clientes, ao mesmo tempo que se referem os factos e as medidas mais relevantes verificados em 2002.

Destaca-se assim a execução do Plano Anual de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão nas redes da distribuição, que permitiu recolher medições de indicadores de Qualidade de Serviço em todos os concelhos do País, a elaboração do Plano relativo a 2003, que na sua execução abrangerá a monitorização de alguns Parques Industriais e Eólicos e o desenvolvimento das obras incluídas nos Planos de Melhoria da Qualidade de Serviço.

Os valores apresentados, relativamente à continuidade do serviço, foram obtidos através dos sistemas informáticos de registo e gestão de incidentes e englobam na introdução e na análise da qualidade global todos os incidentes ocorridos na rede incluindo os passíveis de exclusão previstos do n.º 1 do artigo 13º do RQS (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).

As definições dos termos técnicos utilizados encontram-se publicadas em anexo ao presente relatório.

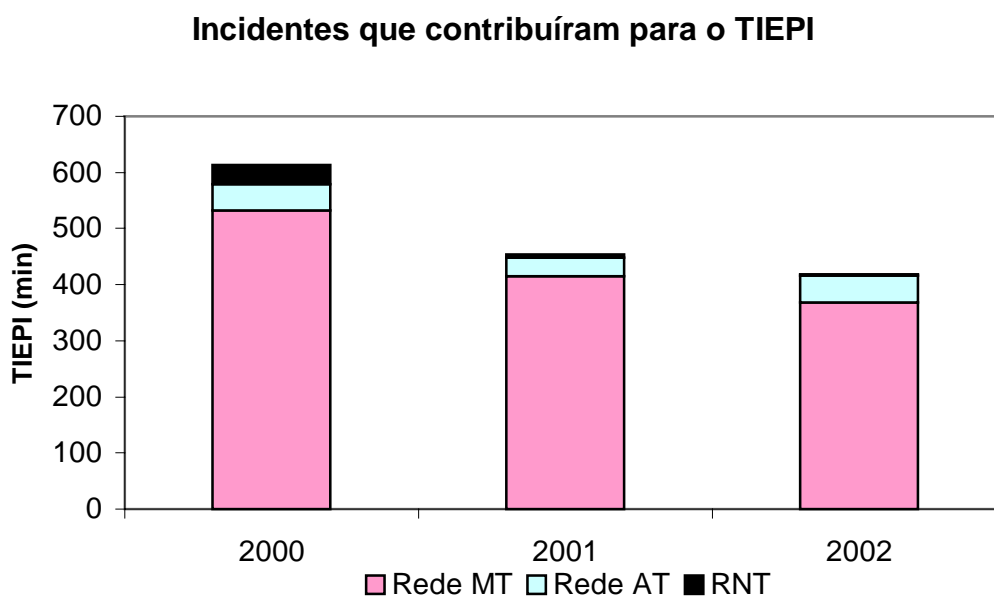
5.1. CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Nos últimos três anos registou-se uma melhoria acentuada dos valores globais dos principais indicadores de qualidade de serviço das redes de distribuição de energia eléctrica.

Apesar das condições climatéricas adversas verificadas no último trimestre de 2002, os indicadores de qualidade de serviço apresentam uma melhoria relativamente aos registados no ano anterior. A este facto não foram alheios os esforços desenvolvidos no reforço das redes, a construção de novas subestações, e a instalação de telecomando na

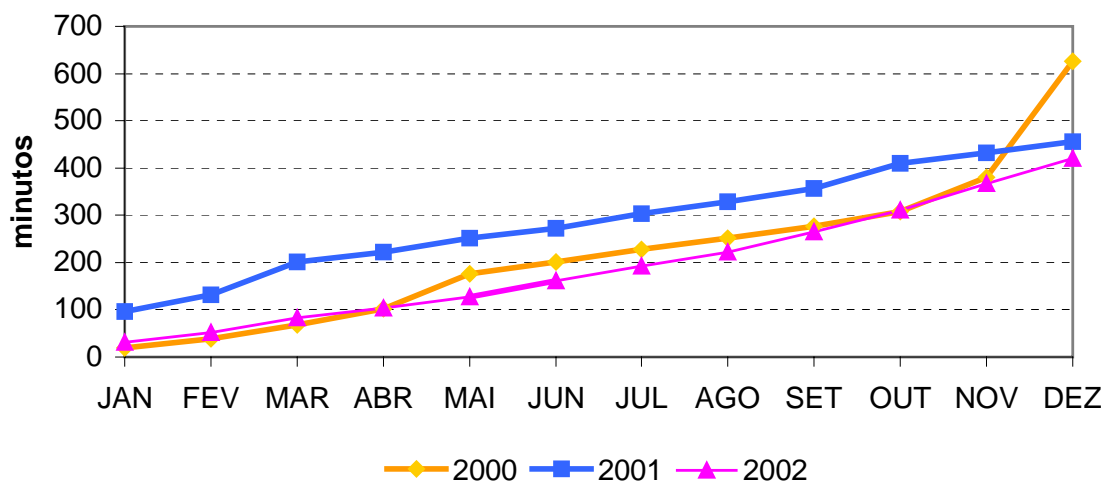
rede de MT bem como de automatismos, e de sistemas de informação que permitiram uma maior rapidez na reposição do serviço.

Estes factores contribuíram, decisivamente, para que o valor anual do Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) da EDP Distribuição, para o caso das interrupções referentes a incidentes de longa duração, atingisse um valor da ordem dos 420 minutos, 36 minutos abaixo do valor verificado em 2001.



No gráfico seguinte a evolução do gradiente do TIE ao longo de 2002 reflecte, de algum modo, o impacto das condições climatéricas adversas verificadas no último trimestre do ano.

TIEPI MT Evolução mensal acumulada



incidentes de duração superior a 3 minutos.

5.1.1. Desempenho da Rede de AT

Qualidade Global

Como balanço da Qualidade de Serviço da Rede AT apresenta-se o seguinte quadro indicativo que sintetiza os valores associados às ocorrências (incidentes, interrupções previstas e religações) verificadas na rede AT:

Ocorrências na rede AT da EDP Distribuição

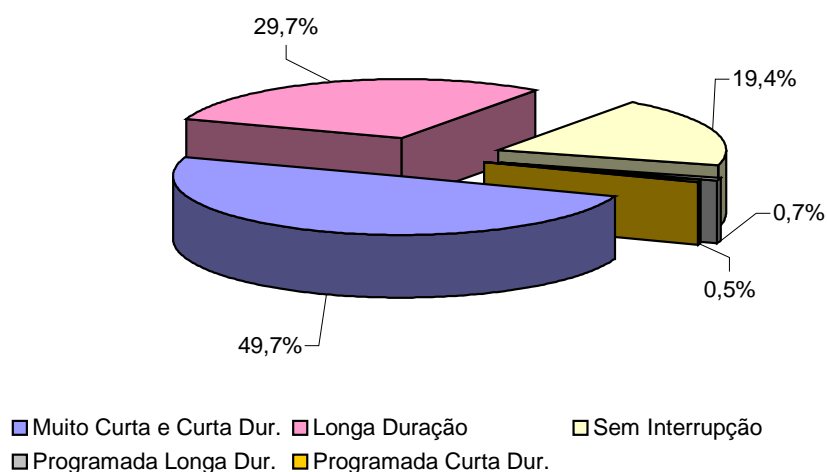
TIPOS DE OCORRÊNCIAS	TEMPOS (min)	ORIGEM DAS OCORRÊNCIAS	
		REDE AT	OUTRAS
Incidentes que não originaram interrupção		263	42
Religações (com tempos inferiores a 1 segundo)		349	-
Incidentes curta duração	t < 3	327	108
Incidentes longa duração	t > 3	403	123
Interrupções previstas de curta duração com END	t ≤ 3	7	
Interrupções previstas de longa duração com END	t > 3	10	1
TOTAIS		1 359	274

Nota: na coluna relativa a "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem nas instalações da RNT, Sevilhana, Fenosa, Rede MT de Distribuição e dos Clientes AT que provocaram perturbação na Rede AT.
Não estão contabilizadas as interrupções de muito curta duração originadas por religações na Rede Nacional de Transporte.

O número total de ocorrências aumentou cerca de 15% em relação ao ano anterior, em resultado, essencialmente, do aumento do número de “incidentes sem interrupção” e do número de “relições” (incidentes de muito curta duração).

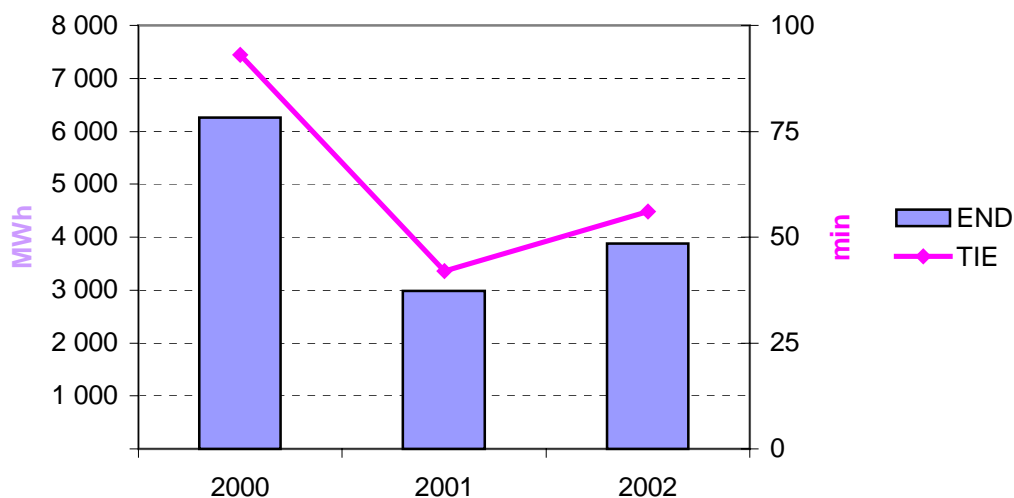
Os incidentes de muito curta (relições rápidas) e de curta duração continuam a corresponder a metade (49,7%) do total das ocorrências verificadas na rede AT. Embora tenham associados um valor de TIE e de Energia Não Distribuída (END) bastante pequenos, constituem uma preocupação cada vez maior por parte da EDP Distribuição, pelo impacto negativo que podem ter nos processos produtivos de muitos dos nossos clientes não protegidos contra este tipo de ocorrências.

Número de ocorrências na rede AT



Analisando a Qualidade de Serviço sob a perspectiva dos indicadores Tempo de Interrupção Equivalente (TIE AT) e da respectiva Energia Não Distribuída (END), podemos verificar que os valores subiram em relação aos do ano de 2001. Tal foi devido, principalmente, às condições meteorológicas adversas (chuva, vento muito forte e trovoadas) verificadas no último trimestre de 2002, bem como às interferências externas, nomeadamente aves (cegonhas) e toques e quedas de árvores que afectaram as linhas aéreas da rede AT.

Energia não distribuída e tempo de interrupção equivalente

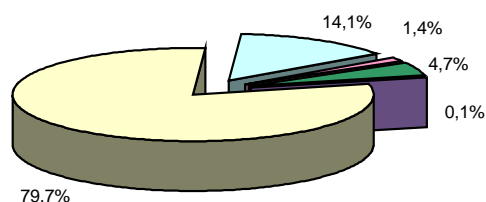


Uma análise quanto às origens das ocorrências de longa e muito longa duração que afectaram o TIE AT, permite concluir que 80% do valor do indicador resultou da própria Rede AT.

OCORRÊNCIAS AT (Origens)

Origem	Nº	TIE AT (min)	END (MWh)
RNT	10	2,62	180,2
Sevilhana	1	0,04	1,5
Fenosa	0	0	0
Rede AT	413	44,75	3 076,1
Rede MT	105	7,94	549,2
Outros	8	0,76	51,0
TOTAIS	537	56,11	3 858,0

TIE AT - Origens



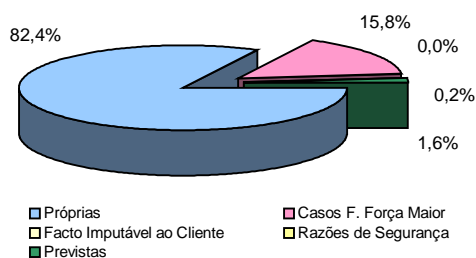
■ RNT ■ Sevil./Fenosa ■ Rede AT ■ Outros ■ Rede MT

Quanto aos grupos de causas tem-se:

OCORRÊNCIAS NA REDE AT (Grupos de Causas)

Grupos de causas	Nº Ocorrências	TIE AT (min)	END (MWh)
Próprias	363	36,87	2 534,6
Casos F. Força Maior	36	7,08	486,5
Facto Imputável ao Cliente	0	0	0
Razões de Segurança	2	0,09	6,4
Previstas	12	0,71	48,6
TOTAIS	413	44,75	3 076,1

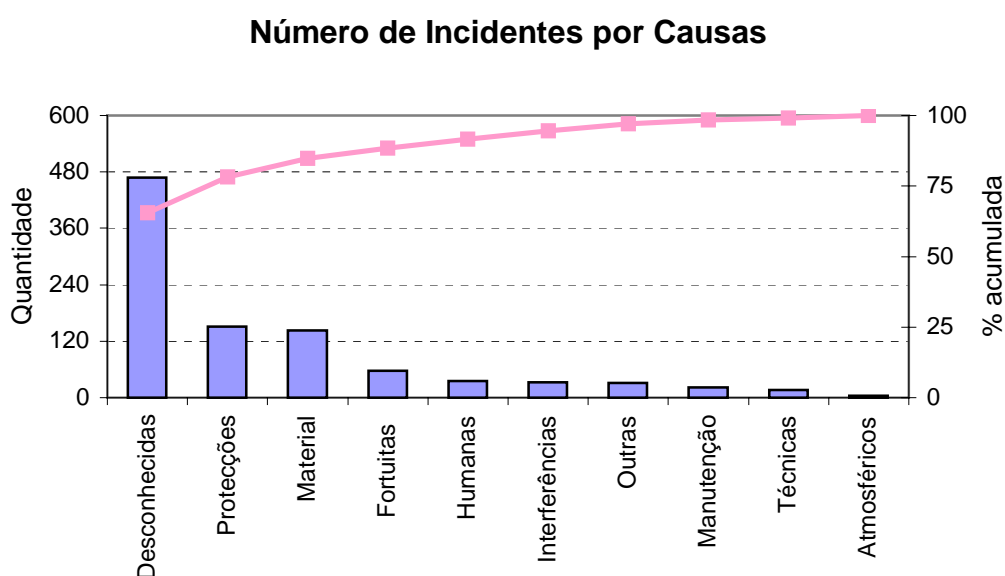
TIE AT (Grupos de Causas)



■ Próprias ■ Facto Imputável ao Cliente ■ Previstas ■ Casos F. Força Maior ■ Razões de Segurança

Os grupos de causas “próprias da rede AT” e “casos fortuitos ou de força maior” foram os que contribuíram mais significativamente para o TIEPI, com o peso no indicador de 82% e 16% respectivamente.

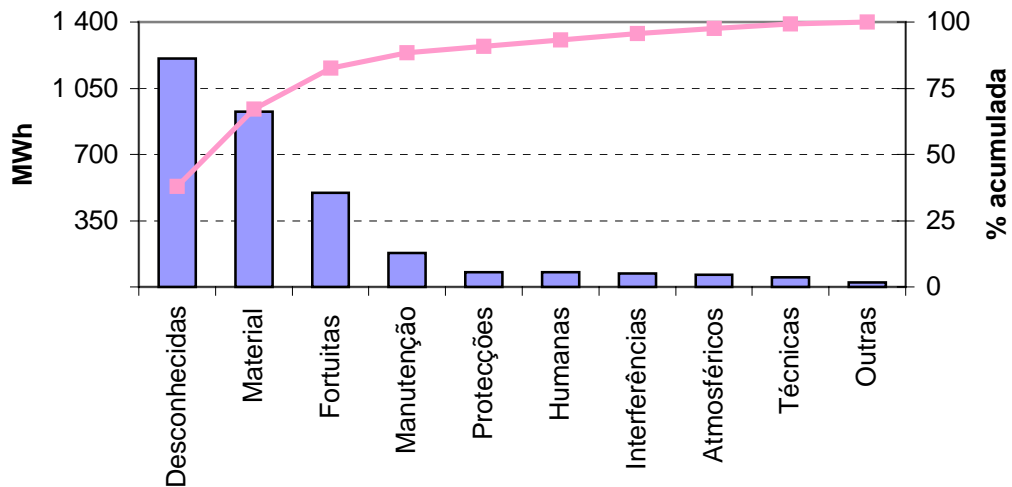
O gráfico seguinte apresenta o número de incidentes da rede AT, distribuído pelas várias causas. Estão também incluídos os incidentes de curta duração. Os incidentes classificados como “causas desconhecidas” tiveram um significativo impacto, estando na sua grande maioria relacionados com as intempéries, uma vez que ocorreram na circunstância de “chuva, vento forte e trovoadas” e com as interferências externas, nomeadamente as aves e os toques de árvores ou de ramos projectados pelo vento.



* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 2,5%

O gráfico seguinte apresenta o valor da END na rede AT, distribuída pelos vários conjuntos de causas.

Energia não distribuída por causas



Para além do impacto provocado pelas situações atribuídas às condições climáticas, já anteriormente referenciadas, verifica-se que, para o total de energia não distribuída, as “causas desconhecidas” contribuíram com 38% e as relativas a “material” com 29%.

Comparando os dois gráficos anteriores constata-se que, embora o número de incidentes devido à causa “material” não seja elevado, a sua contribuição para o valor da END é significativa.

Tal deve-se ao facto do tempo de intervenção para o caso das avarias situadas nas instalações de AT ser prolongado, em consequência da maior complexidade das situações, da dificuldade no transporte e no manuseamento de materiais pesados para o local da avaria, bem como na eventual falta de recurso à rede MT para alimentar os consumos afectados.

Qualidade Individual

O n.º 2 do artigo 17º do RQS estabelece os padrões de qualidade individual que o distribuidor vinculado deve respeitar, por ponto de entrega, nas suas redes.

Quando se analisa a qualidade individual em termos de continuidade de serviço dos clientes AT, verifica-se que, em 2002, em quatro clientes de AT foram ultrapassados os limites impostos pelo RQS para o padrão relativo à duração total das interrupções (4 horas).

Tal resulta do facto de serem clientes alimentados com linhas AT de concepção radial, da reparação das avarias ter sido muito complexa e de não existir qualquer hipótese de recurso alternativo de reposição do serviço.

5.1.2. Desempenho da Rede MT

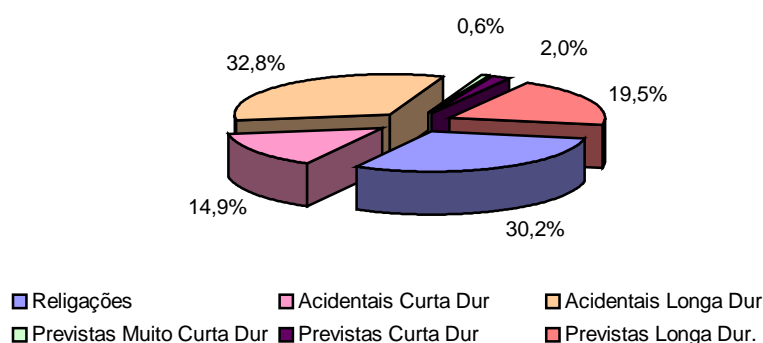
Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede MT apresenta-se abaixo um quadro que sintetiza os valores associados às ocorrências nela verificadas ou que a perturbaram (incidentes, interrupções previstas e religações):

Ocorrências na rede MT da EDP Distribuição			
Tipos de Ocorrências	Tempos [min]	Origem das Ocorrências	
		Rede MT	Outras
Religações	$t < 1$	10 539	194
Acidentais Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	5 209	465
Acidentais Longa Duração	$t > 3$	11 453	987
Previstas Muito Curta Duração	$t < 1$	209	5
Previstas Curta Duração	$1 \leq t \leq 3$	705	49
Previstas Longa Duração	$t > 3$	6 810	207
TOTAIS		34 925	1 907

Nota: na coluna relativa a "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem nas instalações rede BT da EDP Distribuição e dos Clientes MT que provocaram perturbação na Rede MT.

Distribuição das ocorrências com origem só na rede MT



A evolução dos indicadores Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI), Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para os incidentes de duração superior a 3 minutos, considerando-se todas as origens, é apresentada na tabela seguinte:

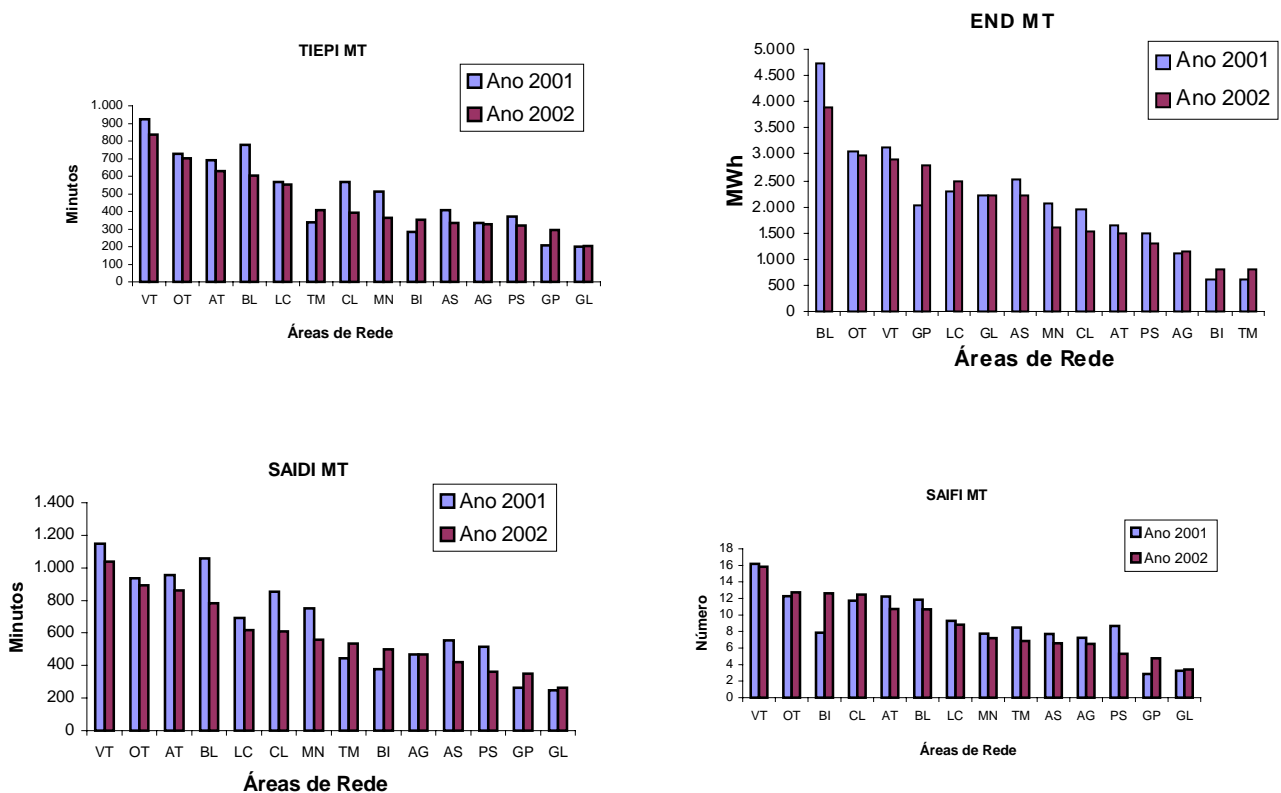
Rede MT – Indicadores (incidentes com duração superior a 3 minutos)

Indicadores	2001	2002	Variação
TIEPI MT [min]	455,71	419,87	-7,9 %
END [MWh]	29 438,29	28 097,74	-4,6%
SAIFI MT[nº]	9,15	8,99	-1,8%
SAIDI MT [min]	674,87	595,72	-11,7%

Constata-se assim uma melhoria destes indicadores globais, face ao seu valor em 2001, embora o número total de ocorrências na rede MT tenha aumentado 2,7%.

Indicadores globais por Área de Rede

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição ⁽¹⁾ apresenta-se nos gráficos seguintes:



Verifica-se em quase todas as Áreas de Rede uma melhoria generalizada dos indicadores globais. Exceptuam-se as Áreas de Rede - Beira Interior, Grande Porto e Trás-os-Montes, que foram as mais afectadas pelas condições meteorológicas adversas verificadas no final do ano.

(1) - 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.

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	114,48	305,94	522,36
	Previstas	11,74	68,60	82,15
END [MWh]	Acidentais	1 814,53	6 475,18	16 245,82
	Previstas	174,62	1 401,30	2 461,54
SAIFI MT [nº]	Acidentais	2,79	6,33	10,16
	Previstas	0,17	0,59	0,78
SAIDI MT [min]	Acidentais	132,64	366,41	653,29
	Previstas	17,51	79,17	85,87

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.º 1 do artigo 13º do RQS⁽¹⁾.

A análise detalhada quanto às origens de todas as ocorrências de longa duração que afectaram a rede de MT, independentemente da sua origem, permite constatar a grande influência da *própria rede MT* na sua qualidade de serviço.

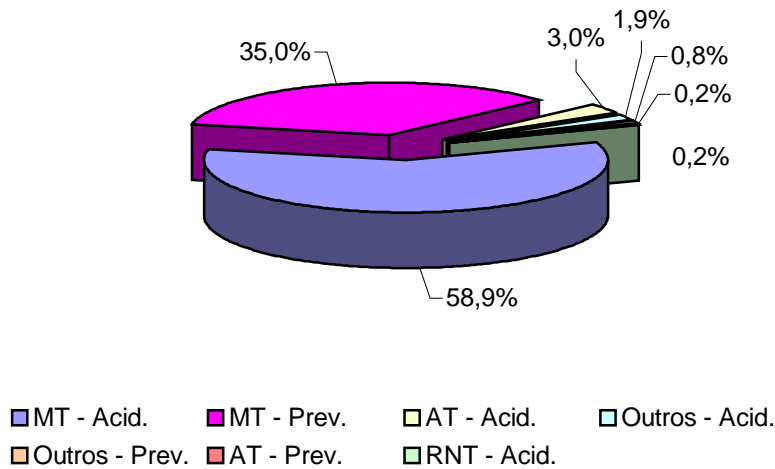
Rede MT – Origem das Ocorrências

Origem	N.º Ocorrências		TIEPI [min]		END [MWh]	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	36	0	2,1	0	136,3	0
Rede AT	578	43	40,8	7,5	2 721,4	523,6
Rede MT	11 453	6 810	314,2	53,8	21 112,4	3 502,2
Outros	373	164	1,3	0,2	85,7	16,1
TOTAL	12 440	7 017	358,4	61,5	24 055,8	4 041,9

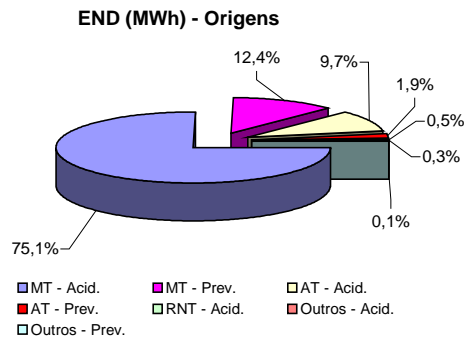
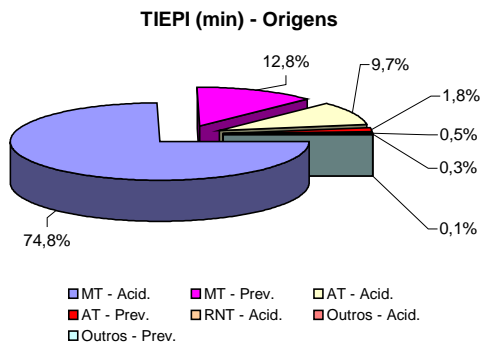
Por observação da figura seguinte confirma-se que são as ocorrências acidentais (59%) e as previstas (35%), com origem na própria rede MT, que têm o maior contributo para o valor total deste indicador.

⁽¹⁾ - 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.

Nº de Ocorrências - Origens



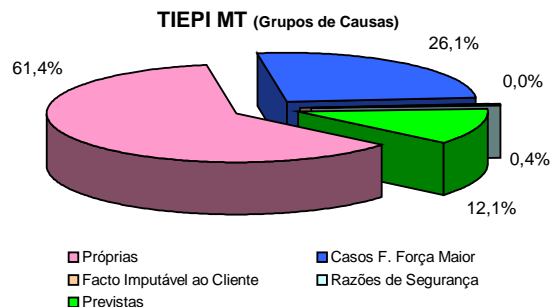
Os gráficos dos indicadores TIEPI e END validam a conclusão de que é determinante a influência da própria rede MT no desempenho da sua qualidade de serviço.



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

OCORRÊNCIAS NA REDE MT (Grupos de Causas)

Grupos de causas	Nº Ocorrências	TIE MT (min)	END (MWh)
Próprias	11 366	226,1	15 108,2
Casos F. Força Maior	2 300	96,0	6 534,7
Facto Imputável ao Cliente	66	0,0	2,0
Razões de Segurança	64	1,5	98,5
Previstas	4 467	44,4	2 871,2
TOTAIS	18 263	368,0	24 614,6

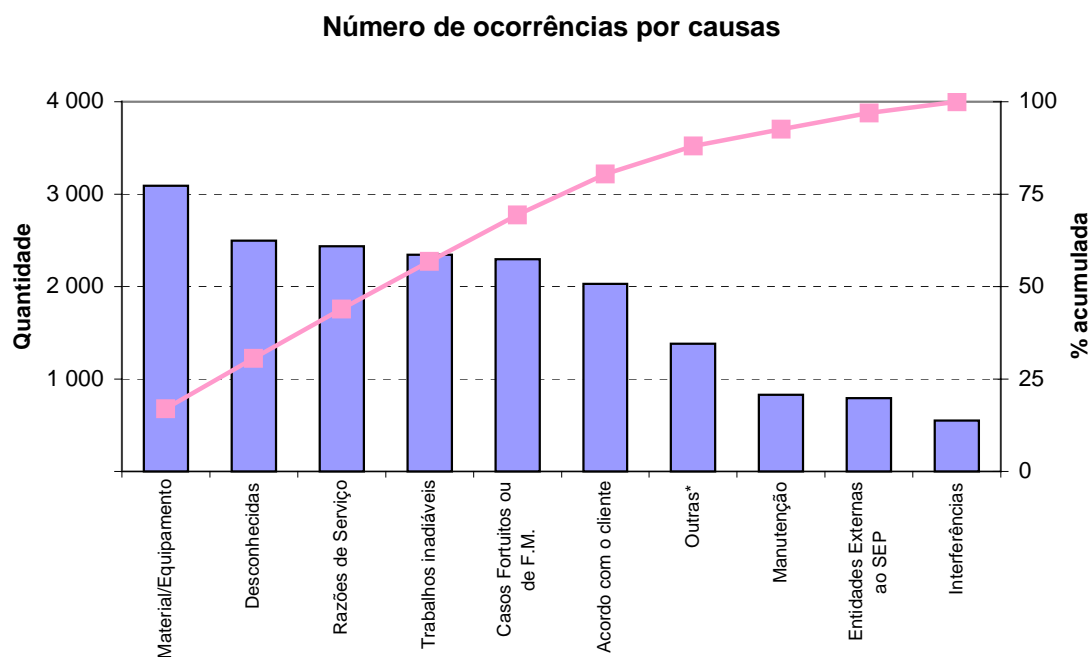


Os grupos de causas “próprias da rede MT” e “casos fortuitos ou de força maior” foram os que contribuíram mais significativamente para o TIEPI, com o peso no indicador de 61% e 26% respectivamente.

As causas “previstas”, com 12% do TIEPI MT, evidenciam o esforço realizado em trabalhos programados para conservação da Rede MT.

O gráfico seguinte evidencia a preponderância das causas dominantes nos incidentes ocorridos durante o ano, destacando-se o grupo “material/equipamento”.

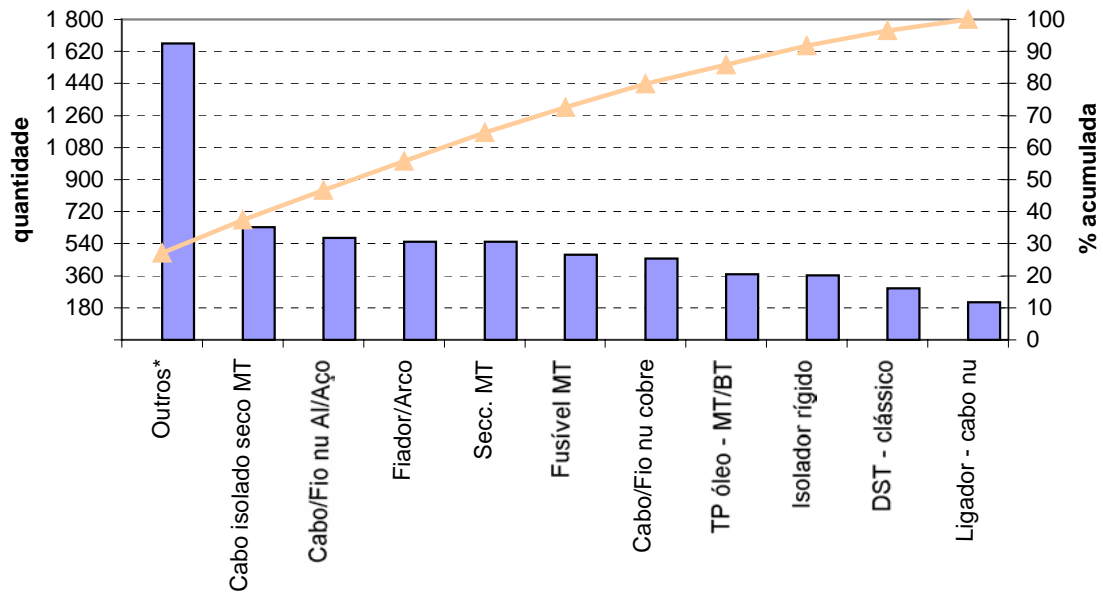
As causas “desconhecidas” tiveram também uma importante repercussão e estão fortemente relacionadas com as condições climáticas, pois se registaram quando se observavam condições de “chuva, vento forte e trovoadas” e com as interferências externas, nomeadamente as aves e os toques de árvores ou de ramos projectados pelo vento.



* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 5%

Relativamente aos principais elementos avariados que estiveram na origem de incidentes, ou que por eles foram particularmente afectados, destacam-se os “cabos subterrâneos de isolamento seco”, os “condutores aéreos Alumínio/Aço”, os “fiadores” e os “arcos”.

Número de ocorrências (acidentais) por elemento avariado



* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 3%

Relativamente ao indicador “número de incidentes na rede MT por 100 km de linha” (IKR), registou-se uma melhoria em relação ao ano anterior

IKR	2001	2002
Rede MT	19,94	18,56

Acompanhamento do RQS

Qualidade Geral

Acompanhamento dos Padrões relativos à rede MT (artigo 15º do RQS)

Em 2001 apenas estava definido o padrão para as zonas A, B, C do indicador TIEPI. Contudo, em 31 de Maio de 2002 foram publicados padrões para os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT (Despacho nº13 725/2002 – 2ª série do Diário da República).

A comparação entre os referidos padrões e os valores calculados para o ano de 2002, de acordo com os critérios constantes do Despacho anteriormente mencionado, é feita no quadro seguinte.

	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Ano 2002	Padrão	Ano 2002	Padrão	Ano 2002
TIEPI MT [h]	3	1,53	6	3,80	24	6,28
SAIFI MT [nº]	4	2,36	7	5,40	10	8,37
SAIDI MT[h]	3	1,73	6	4,67	18	7,71

Da observação dos valores apresentados podemos concluir que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

A desagregação dos valores destes indicadores por grupos de causas é apresentada em anexo a este relatório.

Qualidade individual

Acompanhamento dos Padrões relativos à rede MT (artigo 17º do RQS)

O RQS, no seu artigo 17º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual de âmbito técnico que os distribuidores vinculados devem respeitar. Para a rede MT são:

Indicadores	Zonas		
	A	B	C
Nº. de Interrupções por ano [Nº]	8	20	40
Duração total das interrupções [horas/ano]	4	8	20

No seu artigo 16º, o RQS também estabelece que o distribuidor vinculado deve determinar “anualmente e numa amostra significativa de pontos de entrega” os indicadores individuais de continuidade de serviço: frequência e duração total das interrupções.

A EDP Distribuição, para o indicador frequência das interrupções e para a totalidade dos clientes MT, apurou, de acordo com os critérios do art. 17º do RQS, que excedeu o indicador:

- Na zona A em 1,83% ; na zona B em 1,53% ; na zona C em 0,3%

O indicador duração total das interrupções com os critérios anteriormente referidos foi excedido:

- Na zona A em 10,98% ; na zona B em 16% ; na zona C em 5,32%.

5.1.3. Desempenho da Rede BT

Qualidade Global

Como balanço global da qualidade de serviço da rede BT, apresenta-se abaixo o quadro indicativo, que sintetiza os valores associados às ocorrências nela verificadas ou que a perturbaram (incidentes e interrupções previstas).

Ocorrências na rede BT da EDP Distribuição

TIPOS	ORIGENS	
	REDE BT	INSTALAÇÃO CLIENTE
ACIDENTAIS	25 801	190 864
PREVISTAS	4 462	157
TOTAL	30 263	191 021

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

É evidente o elevado número de incidentes registados nas instalações dos clientes (86%) comparativamente aos ocorridos nas redes da EDP Distribuição.

Em relação ao ano de 2001, e no que diz respeito ao número total de ocorrências, verifica-se um redução de mais de 20% nas ocorrências com origem na rede BT e de 7% nas ocorrências com origem nas instalações de clientes.

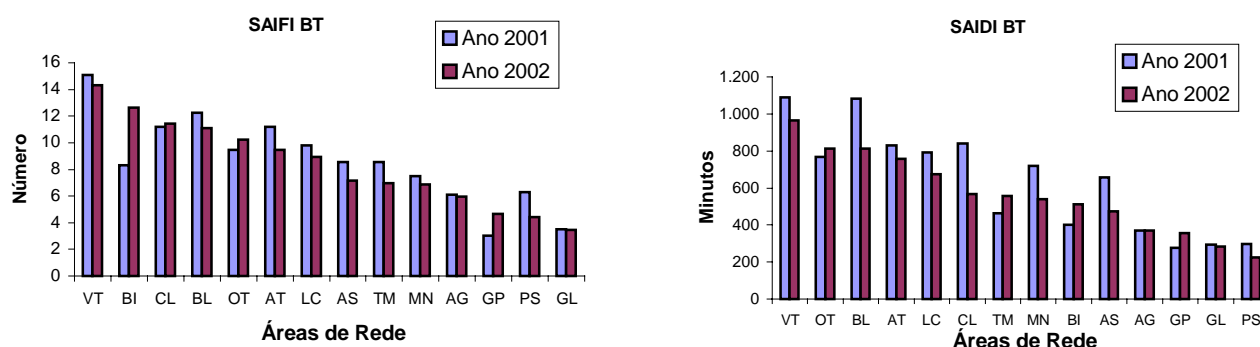
Relativamente aos indicadores de Frequência e Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para incidentes de duração superior a 3 minutos considerando-se todas as origens, obtiveram-se os seguintes valores:

Indicadores	Ano 2001	Ano 2002	Variação
SAIFI BT [Nº]	7,82	7,64	-2,3%
SAIDI BT [min]	588,12	520,19	-11,6%

Constata-se assim uma melhoria nos valores destes indicadores face aos valores apurados para o ano de 2001.

Indicadores globais por Área de Rede

A desagregação dos valores destes indicadores pelas 14 Áreas de Rede da EDP Distribuição apresenta-se nos gráficos seguintes:



Verifica-se que, na generalidade das Áreas de Rede, houve uma melhoria destes indicadores relativamente ao ano de 2001. Contudo, existem algumas excepções – casos da Beira Interior, Coimbra-Lousã, Oeste e Grande Porto para o SAIFI BT e das Áreas de Rede Oeste, Trás-os-Montes, Beira Interior e Grande Porto para o SAIDI BT.

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
SAIFI BT [nº]	Acidentais	2,88	5,52	10,08
	Previstas	0,17	0,51	0,85
SAIDI BT [min]	Acidentais	152,35	338,16	678,29
	Previstas	16,56	65,31	88,92

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 13º do RQS⁽¹⁾.

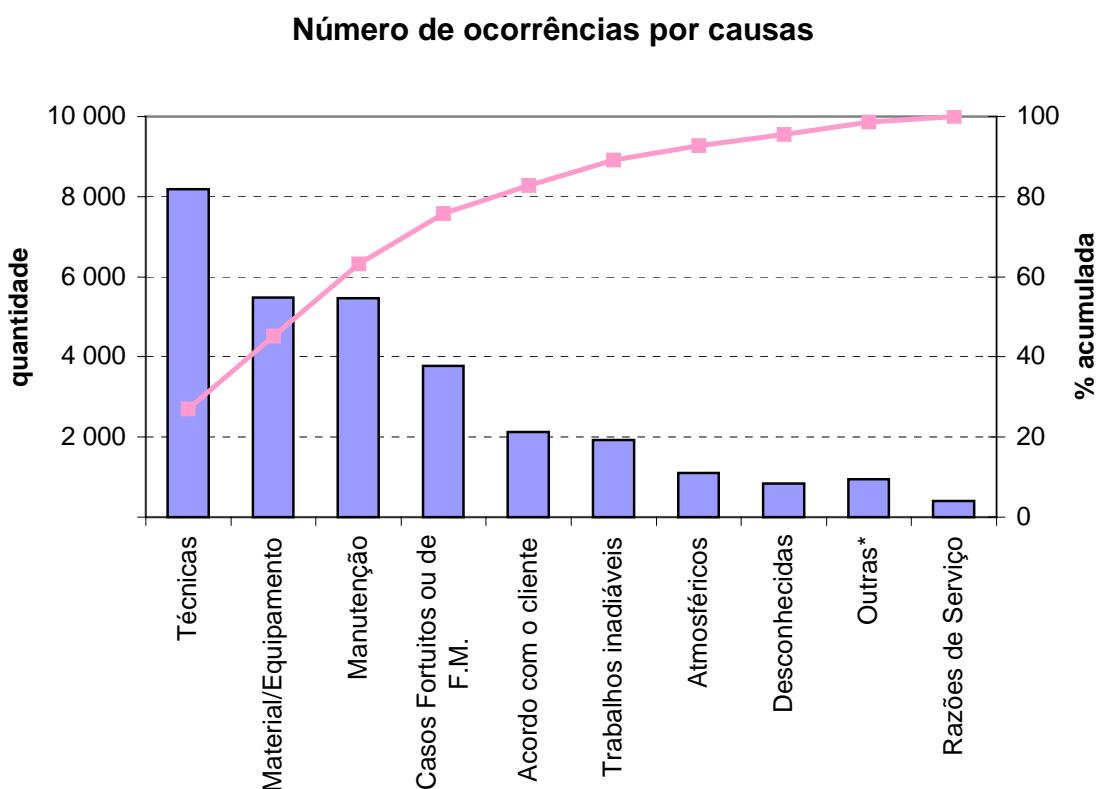
⁽¹⁾ - Casos fortuitos ou de força maior; razões de interesse público; razões de serviço; razões de segurança; acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

Em 2002 o indicador "Número de Incidentes/1000 Clientes", para as ocorrências de longa duração acidentais, teve os seguintes valores:

Número de Incidentes/1000 Clientes (por origem)	
Rede BT	4,65
Instalação de utilização/cliente	34,37

Estes valores representam a continuação da melhoria de desempenho ao nível da rede BT(melhoria de 25% relativamente ao ano de 2001).

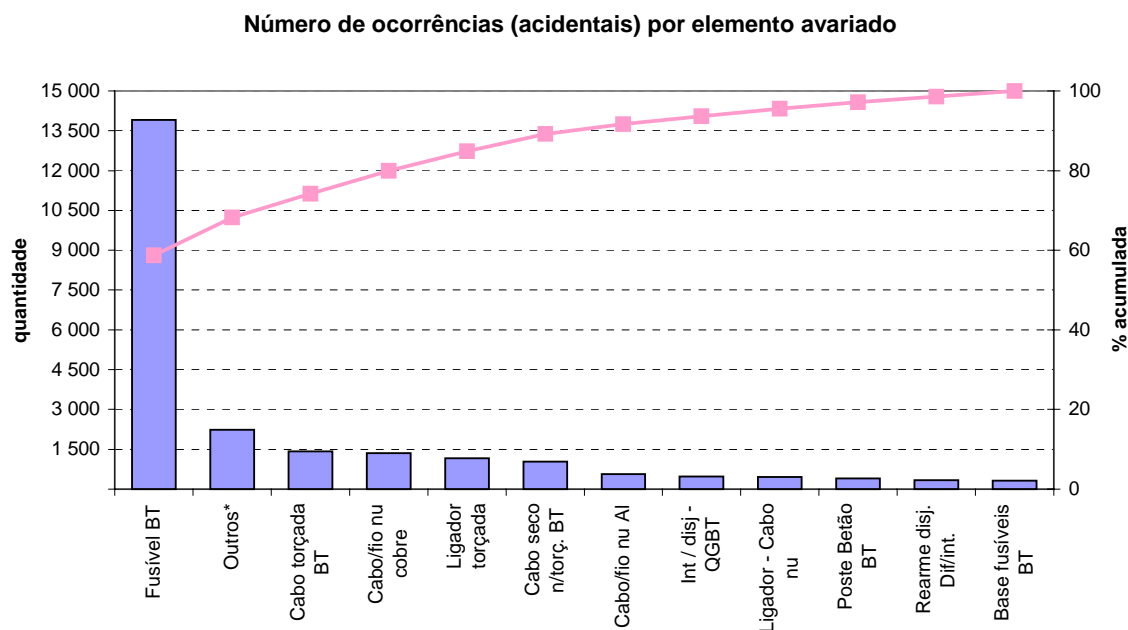
As causas dos incidentes nas redes BT estão expressas no gráfico seguinte. Constatase que 83% dos incidentes têm origem nas 5 primeiras causas (técnicas, material/equipamento, manutenção, casos fortuitos ou de força maior, acordo com o cliente).



* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 2%

A análise quanto aos elementos com maior número de avarias nas redes BT é feita no gráfico seguinte. A fusão de fusíveis BT (nas portinholas, nos quadros de coluna e nas caixas de coluna) representa 58% dos registos, o que sublinha o enorme "peso" que as

ocorrências verificadas nas instalações colectivas e individuais têm no número de ocorrências acidentais.



* - Com percentagem de ocorrência inferior aos 1%

Acompanhamento do RQS

Qualidade Geral

Acompanhamento dos Padrões relativos à rede BT (artigo 15º do RQS)

Os padrões para os indicadores de Frequência e de Duração Média das Interrupções (SAIFI e SAIDI), para a rede BT, foram publicados em 31 de Maio de 2002, pelo Despacho nº13 725/2002 (2ª série do Diário da República).

A comparação entre os referidos padrões e os valores calculados para o ano de 2002, de acordo com os critérios constantes do Despacho anteriormente mencionado, é feita no quadro seguinte.

	Zona A		Zona B		Zona C	
	Padrão	Ano 2002	Padrão	Ano 2002	Padrão	Ano 2002
SAIFI BT [nº]	4	2,53	7	4,67	10	8,19
SAIDI BT[h]	6	2,18	10	4,34	22	7,92

Da observação dos valores apresentados podemos concluir que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas geográficas.

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

Qualidade individual

Acompanhamento dos Padrões relativos à rede BT (artigo 17º do RQS)

O RQS, no seu artigo 17º, estabelece os padrões dos indicadores de qualidade individual de âmbito técnico que os distribuidores vinculados devem respeitar e que são para a rede BT os seguintes:

Indicadores	Zonas		
	A	B	C
Nº. de Interrupções por ano [Nº]	12	26	46
Duração total das interrupções [horas/ano]	6	10	25

No seu artigo 16º, o RQS também estabelece que o distribuidor vinculado deve determinar “anualmente e numa amostra significativa de pontos de entrega” os indicadores individuais de continuidade de serviço: frequência e duração total das interrupções.

A EDP Distribuição, para o indicador frequência das interrupções e para a totalidade dos clientes BT, apurou, de acordo com os critérios do artigo 17º do RQS, que excedeu o indicador:

- Na zona A em 0,27% ; na zona B em 0,02% ; na zona C em 0,09%

O indicador duração total das interrupções com os critérios atrás referidos foi excedido:

- Na zona A em 5,98% ; na zona B em 9,84% ; na zona C em 3,7%.

5.2. COMPENSAÇÕES POR INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Em termos de qualidade de serviço individual, e tal como já referido no ponto 5.1, o RQS (no artigo 17º) estabelece os padrões a observar pela EDP Distribuição, em cada ano e por ponto de entrega, quanto à continuidade de serviço – número de interrupções e duração das mesmas. O incumprimento destes padrões implica que haja lugar ao pagamento de uma compensação, a qual será paga na sequência de solicitação a formular pelo cliente, nos 30 dias subsequentes à data em que se verificaram os factos que a justificam.

Relativamente ao ano de 2002 o montante pago por incumprimento dos padrões relativos à duração das interrupções foi de 1 156,58 euros, não tendo sido registado qualquer pagamento por incumprimento dos padrões referentes ao número de interrupções.

5.3. MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE E CONTINUIDADE DA ONDA DE TENSÃO (QCT)

A EDP Distribuição continuou em 2002 a desenvolver os Planos de Monitorização da Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão (QCT) das suas redes e instalações, dando seguimento a uma prática que, de forma sistemática, iniciou em 2001, em conformidade com o estipulado no Artigo 7º do RQS.

Em 2002, com efeito, a empresa realizou uma campanha de medições ainda mais vasta que a do ano anterior, num total de mais de 1 000 intervenções, que se concretizou no cumprimento de dois Planos de Monitorização:

- Plano Principal, em coordenação com as acções da REN, de forma a garantir circuitos de observação desde a rede de Muito Alta Tensão – MAT - até aos Quadros Gerais de Baixa Tensão – QGBT – dos Postos de Transformação das redes da EDP Distribuição, que levam a energia eléctrica até junto dos clientes ;
- Plano designado Complementar, incidindo sobre postos de transformação de distribuição (PTD) localizados em todos os concelhos do país, mas, aqui, sem ligação com as observações realizadas a montante.

Como se pode verificar adiante, em quadro próprio, foram monitorizados 171 barramentos de média tensão – MT – de Subestações (SE) de AT/MT e 510 PTD, no âmbito do Plano Principal, a que se acrescentam 480 PTD do Plano Complementar, perfazendo um total de 1 161 medições em todo o território nacional.

Durante o mês de Novembro, conforme estabelecido no RQS, foram entregues na Direcção Geral de Energia os Planos de Monitorização da EDP Distribuição a realizar em 2003, e que já se encontram em plena execução.

5.3.1. Características da onda de tensão

As acções de monitorização efectuadas usaram como referência a NP EN 50160, nas condições estipuladas pelo RQS , respeitante às características da onda de tensão:

- Frequência
- Valor eficaz da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensão
- Distorção harmónica
- Tremulação (flicker)
- Cavas de tensão

Dada a grande quantidade de dados envolvida nas análises empreendidas, optou-se por apresentar de uma forma sintética o resultado dessa apreciações com uma referência especial aos parâmetros mais representativos da qualidade sob avaliação.

Plano de Monitorização Principal

Harmónicas, Tremulação, Tensão Eficaz e Situações de Não Conformidade com o RQS

Dentro deste conjunto de parâmetros, pode considerar-se a situação analisada bastante favorável, no seu ponto de vista global, não ultrapassando 9% os casos de não conformidade detectados. Destes, mais de metade dizem respeito a ligeiras ultrapassagens das margens regulamentares da tensão, situação que irá ser corrigida, por meio de uma escolha adequada de valores da tensão declarada.

Os casos de ultrapassagem dos valores máximos regulamentares de tremulação/*flicker* foram escassos, representando apenas 3,2% dos registos analisados, bem como os casos de ultrapassagem dos valores máximos admissíveis do conteúdo harmónico da tensão – 1% – sendo, nessas situações mais relevantes a 3ª e a 5ª harmónica, reflectindo, nesses casos, o seu peso nos valores da Distorção Harmónica Total (DHT).

Cavas de Tensão

Continua a ser este fenómeno um motivo de preocupação de todas as empresas de electricidade e da EDP Distribuição, em particular, quer pela sua forte incidência, quer pela dificuldade real em combater as suas causas.

Efectivamente, cerca de 68% das instalações abrangidas por este Plano registaram a presença de cavas de tensão nos seus barramentos, embora na sua grande maioria de profundidade moderada - até 30% da Un – e de breve duração, geralmente inferior a 200 ms.

As empresas de electricidade dispõem de alguns meios para reduzir a duração, a amplitude e frequência das cavas, mas não conseguirão ir além de um certo limiar. Têm assim, surgido no mercado nos últimos anos, algumas soluções técnicas concebidas para tornar as instalações dos clientes menos sensíveis a cavas de tensão ou à maioria delas, sendo a sua aquisição uma opção a ponderar, por parte das empresas cujos equipamentos se revelam de extrema sensibilidade a este fenómeno.

Interrupções de Serviço

Estas perturbações registaram-se em 117 instalações (17%), ainda que, na sua maioria, tenham sido breves (inferiores a 1 minuto).

A melhoria deste indicador, nas suas duas vertentes - número de interrupções e duração das mesmas - depende, principalmente, das causas que as determinaram e da existência de recursos de alimentação alternativa, nos pontos da rede em que elas ocorram.

Neste sentido, tem vindo a ser feito um grande esforço de melhoria, para evitar situações de interrupção de serviço e, na sua inevitabilidade, procurar abreviar a duração das mesmas.

Plano Complementar de Monitorização

Como expectável, os indicadores correspondentes a este Plano revelaram-se, em geral, menos favoráveis que os do Plano Principal, uma vez que a selecção dos PTD, incidiu neste caso nos colocados em situações de exploração previsivelmente de maior severidade, em termos de rede de distribuição de energia eléctrica.

Foram analisados um total de 480 PTD , divididos pelas 14 Áreas de Rede.

A maioria dos comentários efectuados a propósito dos indicadores mais importantes do Plano Principal, poderia transpor-se para os do Plano Complementar, nomeadamente no que concerne às não conformidades detectadas, visto que, também estas ficaram associadas a ultrapassagens, ligeiras e de curta duração, das margens regulamentares de variação da tensão de alimentação, normalmente sem consequências para as cargas ligadas.

5.3.2. Apreciação dos Planos desenvolvidos em 2002

Tendo como base a apreciação de cerca de 97% dos registos das monitorizações do Plano Principal e a totalidade dos respeitantes ao Plano Complementar, conclui-se que é boa a qualidade da energia eléctrica rastreada nas instalações monitoradas, pois os valores medidos e registados, exceptuando algumas situações pontuais, estão em conformidade com a NP EN 50160.

As medições empreendidas em 2001 e 2002, num total de 1909 monitorizações espalhadas por todo o País, permitem efectuar um balanço positivo e sustentado dos principais indicadores apurados, uma vez que o universo das instalações mais importantes da EDP Distribuição já se encontra abrangido naquele número.

Tem-se, todavia, a noção das limitações de um rastreio deste tipo, o qual assenta num período de observação permanente, para cada instalação, de apenas 7 dias consecutivos, período mínimo considerado válido para qualquer avaliação de qualidade da energia eléctrica, de acordo com o determinado na NP EN 50160.

Em todo o caso, com os registos já conhecidos e com os indicadores que deles se podem extrair, é possível construir uma imagem de boa qualidade geral da energia eléctrica que a EDP Distribuição fornece aos seus clientes.

Na sequência do trabalho desenvolvido, o cruzamento dos registos das monitorizações com outros elementos da exploração das redes permitirá esclarecer o sentido dos indicadores calculados, de modo a elaborar, a partir deles e em conjunto com outros investimentos nas infraestruturas das redes, planos progressivos de melhoria, visando, no final, obter níveis de qualidade mais elevados .

QUADRO RESUMO DO PLANO PRINCIPAL

Período de Medição	Acções de Monitorização da QCT Efectuadas por Período de Medição											
	Norte				Centro				Sul			
	SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)		SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)		SE/Barr (AT/MT)		PT (BT)	
	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect	Prev	Efect
14-01 a 10-02	18	18	54	54								
18-02 a 17-03	18	18	54	54								
25-03 a 21-04	12	12	36	36	6	6	18	18				
29-04 a 26-05	6	6	18	16	12	12	36	36				
03-06 a 30-06	6	6	18	17	12	12	36	36				
08-07 a 04-08									18	18	54	54
12-08 a 08-09									16	11	48	33
16-09 a 13-10					9	9	27	27	9	7	27	21
21-10 a 17-11	3	3	9	9	3	3	9	9	18	18	54	54
25-11 a 22-12									12	12	36	36
TOTAIS	63	63	189	186	42	42	126	126	73	66	219	198

QCT – Qualidade e Continuidade da Onda de Tensão

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DO PLANO PRINCIPAL



QUADRO RESUMO DO PLANO COMPLEMENTAR

Área de Rede	ACUMULADO		
	ANUAL		
	PTD Prev	Efect	Relatórios
ARAT	32	32	32
ARAG	32	32	32
ARAS	40	40	40
ARBI	40	40	40
ARBL	40	40	40
ARLC	40	40	40
ARCL	32	32	32
ARGL	32	32	32
ARGP	40	40	40
ARMN	32	32	32
AROT	32	32	32
ARPS	32	32	32
ARTM	32	32	32
ARVT	24	24	24
TOTAIS	480	480	480

PTD – Posto de Transformação de Distribuição

5.3.2. Monitorizações a clientes

Para além dos Planos de Monitorização, e de acordo com o RQS, realizaram-se monitorizações específicas a instalações de clientes no âmbito das reclamações relacionadas com a qualidade da onda de tensão:

- Na zona industrial de Estarreja : em 3 clientes AT.
- Na zona industrial da Marinha Grande: em 1 cliente AT e em 3 de MT.
- Em Loulé em um cliente AT.
- Em 7 clientes MT no resto do País.

Foram elaborados os respectivos relatórios técnicos que foram fornecidos aos clientes, alguns dos quais em reuniões de trabalho realizadas nos locais das instalações.

A partir destes resultados foi possível adoptar soluções, quer ao nível da rede eléctrica, quer ao nível das instalações dos clientes que produziram melhorias na qualidade de serviço e uma redução das interrupções sentidas pelos clientes.

5.4. OCORRÊNCIAS MAIS SIGNIFICATIVAS

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

5.4.1. Origem na Rede RNT

Incidente de 31/10/02

Ocorrido às 06:37h, disparo dos transformadores 1 e 3 (150/60 kV) na Subestação de Ferreira do Alentejo (REN), devido a desajuste de protecções, tendo originado 17,6 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 05/11/02

Ocorrido às 16:16h, disparo do transformador 220/60kV, na Subestação Ferro (REN), por actuação das protecções máximo de intensidade e mínimo de tensão, tendo originado 10,302 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 13/11/02

Ocorrido às 16:19h disparo da Subestação de Vermoim (REN) na sequência da colocação em serviço de um transformador de potência, tendo originado 131,102 MWh de Energia não Distribuída.

5.4.2. Origem na Rede AT

Incidente de 13/02/02

Ocorrido às 11:12h, disparo da linha Avanca - Oliveira de Azeméis, por ordem da protecção de distância, devido a abate de árvores, tendo originado 72,982 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 13/03/02

Ocorrido às 18:31h, disparo das linhas 6008 e 6040 (Alto Mira – Sabugo), na Subestação de Alto Mira, devido a causa desconhecida – trovoada, tendo originado 50,93 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 29/10/02

Ocorrido às 17:45h, disparos dos disjuntores dos transformadores 1, 2 e 3 da Subestação Rebordosa por actuação intempestiva das protecções, tendo originado 58,5 MWh de Energia não Distribuída.

5.4.3. Origem na Rede MT

Incidente de 03/02/02

Ocorrido às 04:42h, devido a laço partido no apoio 24 da linha 109, saída 1/11/30 kV da Subestação Vale do Tejo, consequência de um curto circuito num transformador de intensidade de um posto de transformação de cliente tendo originado 48,45 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 26/06/02

Ocorrido às 03:24h, devido a avaria no cabo subterrâneo Matosinhos-Maia I, saída 2/10/15 kV da Subestação Mosteiro, tendo originado 40,28 MWh de Energia não Distribuída.

Incidente de 26/12/02

Ocorrido às 03:53h, devido a uma fase queimada no seccionador da linha Fânzeres-Rio Tinto, saída 2/08/15 kV da Subestação de Fânzeres, tendo originado 52,752 MWh de Energia não Distribuída.

5.5. ACÇÕES MAIS RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE ÂMBITO TÉCNICO

À semelhança dos anos anteriores, o crescente aumento das expectativas dos clientes teve, por parte da EDP Distribuição, uma resposta adequada e sempre baseada em critérios de rigor e qualidade.

Nesta resposta assumiram um papel preponderante as acções que conduziram ao aumento da capacidade e da fiabilidade da rede eléctrica.

Assim, entraram em serviço novas subestações, construíram-se novas linhas aéreas e subterrâneas, aumentou-se o grau de automatização das instalações e do telecomando da rede MT, reorganizaram-se os meios operacionais no terreno e introduziram-se novas tecnologias e sistemas.

Realizaram-se campanhas de sensibilização das entidades externas que operam guias ou que intervêm no subsolo, dado o elevado número de incidentes com origem nestas entidades.

Estão em curso estudos sobre o comportamento e o desempenho de diversos equipamentos e materiais que estão instalados nas redes, bem como ensaios sobre o comportamento de indicadores de defeito das linhas.

Ainda nos sistemas, enquadrados no Programa GeoEDP, na vertente componentes aplicacionais, e tendo como suporte o Plano Director de Sistemas para a EDP, continuaram as acções de implementação, iniciadas no ano anterior, dos novos Sistemas da Condução (Genesys) e da Gestão de Incidentes (Rede Activa). A conclusão da sua implementação permitirá não só uma maior eficiência na condução das redes, mas também uma melhoria significativa na informação de Qualidade de Serviço a disponibilizar a todos os utilizadores.

Será assim possível um controlo mais eficaz de todos os indicadores de âmbito técnico.

5.6. PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De acordo com o artigo 20º do RQS, a EDP Distribuição enviou à DGE, para aprovação, planos de melhoria da Qualidade de Serviço em zonas carenciadas, que incluíam um total de 61 trabalhos cujas execuções decorrerão entre 2002 e 2004.

Apesar dos problemas surgidos com a aquisição de terrenos e com a dificuldade de obtenção de autorizações dos proprietários para a passagem das linhas, foram executados 34 dos 45 trabalhos previstos até 2002 e mais um que estava previsto já para 2003.

ANEXOS

CONTINUIDADE DO SERVIÇO

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

TIEPIMT (min)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	39.87	5.76	86.47	7.78		13.74	12.16	50.38	11.69	20.81	2.59	2.55	8.71	72.87		295.50	335.37
AR GRANDE PORTO	30.80	4.27	102.74	2.97	0.10	3.47	11.21	49.72	33.89	22.01	0.59	4.80	6.28	20.10		262.13	292.93
AR MINHO	19.66	10.87	125.36	2.13		37.45	4.59	38.66	9.13	2.41	2.97	9.78	6.97	95.01		345.33	364.99
AR TRÁS-OS-MONTES	10.44	9.86	248.72	2.78		3.18	26.96	55.05	8.13	8.03	0.41	1.74	9.83	20.52		395.21	405.65
AR BEIRA INTERIOR	17.34	3.90	96.92	1.37		6.26	15.47	100.07	10.50	12.50	3.71	5.29	15.24	62.98		334.20	351.54
AR BEIRA LITORAL	48.29	19.48	255.94	0.99		39.14	15.40	114.68	20.28	12.97	6.66	7.76	5.26	57.32		555.88	604.17
AR COIMBRA	34.29	6.93	104.09	1.50		35.20	6.54	139.46	16.68	21.40	2.82	4.02	8.00	12.27		358.92	393.21
AR LITORAL CENTRO	126.77	43.88	83.68	0.41		21.78	8.85	150.71	92.02	1.51	7.70		2.83	11.67		425.04	551.80
AR ALENTEJO	158.37	19.16	37.78	0.58	4.02	3.09	13.95	164.20	47.27	3.85	1.30	7.36	72.04	96.87		471.48	629.85
AR ALGARVE	44.10	2.67	58.93	0.31			4.23	143.95	16.57	2.45	0.77	1.34	14.68	38.76		284.65	328.75
AR GRANDE LISBOA	9.96	1.62	26.09	0.48		0.47	2.54	99.49	24.33	4.31	1.88	4.16	4.84	22.12		192.34	202.30
AR OESTE	71.21	20.20	114.41	8.86	0.16	2.33	11.08	200.65	88.17	18.35	7.67	24.83	24.84	109.64		631.18	702.39
AR PENÍNSULA SETÚBAL	59.93	9.72	56.65	1.05		3.77	10.49	107.57	11.80	15.15	2.71	9.31	4.73	27.00		259.94	319.87
AR VALE DO TEJO	117.99	15.38	147.02	2.00	0.12	2.09	12.46	161.00	80.46	12.06	4.78	12.58	88.58	179.11		717.67	835.66
EDP DISTRIBUIÇÃO	50.45	11.05	103.70	2.52	0.20	11.46	10.13	104.94	33.38	12.29	3.17	6.60	16.02	53.96		369.42	419.87

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

END MT (MWh)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	258.05	37.38	568.94	51.98		92.05	83.28	327.73	77.39	136.72	16.38	15.88	58.04	482.41		1,948.18	2,206.23
AR GRANDE PORTO	287.08	40.19	984.33	28.36	0.94	33.84	105.12	463.45	319.00	218.21	5.79	45.10	59.59	191.98		2,495.89	2,782.96
AR MINHO	87.32	50.10	542.34	8.53		172.31	18.80	164.60	38.40	10.83	12.62	42.44	30.21	410.34		1,501.52	1,588.84
AR TRÁS-OS-MONTES	20.53	18.84	489.50	5.31		5.89	51.82	109.36	17.09	14.48	0.78	3.58	19.37	41.26		777.27	797.81
AR BEIRA INTERIOR	39.73	8.97	223.43	2.99		14.35	35.00	232.71	24.19	28.95	8.59	12.47	34.94	144.55		771.14	810.87
AR BEIRA LITORAL	309.81	122.08	1,650.78	6.35		255.10	97.49	730.25	128.99	82.76	41.33	49.79	33.85	366.22		3,564.99	3,874.80
AR COIMBRA	132.88	26.47	407.17	5.29		140.12	25.05	534.72	65.01	79.46	10.68	14.24	30.83	47.15		1,386.19	1,519.07
AR LITORAL CENTRO	561.27	195.25	384.97	1.73		100.22	39.11	672.44	401.57	6.43	33.45		13.24	52.47		1,900.89	2,462.16
AR ALENTEJO	375.20	44.70	89.91	1.35	9.62	7.37	32.47	391.55	110.41	9.14	3.09	17.38	169.46	229.34		1,115.78	1,490.98
AR ALGARVE	149.10	9.10	201.92	1.02			14.06	507.09	57.04	7.92	2.60	4.38	49.23	127.66		982.02	1,131.12
AR GRANDE LISBOA	111.97	18.04	286.74	5.01		5.04	27.34	1,095.33	268.63	47.66	21.10	45.57	52.60	240.61		2,113.69	2,225.66
AR OESTE	301.47	85.34	494.96	37.96	0.65	10.39	48.41	849.95	368.89	76.18	32.90	110.89	104.27	469.63		2,690.42	2,991.89
AR PENÍNSULA SETÚBAL	248.20	40.24	234.16	4.76		16.03	42.64	439.60	47.56	59.64	11.21	37.85	19.32	112.11		1,065.12	1,313.32
AR VALE DO TEJO	409.91	52.70	509.86	7.07	0.45	7.09	44.54	559.75	283.46	43.62	16.61	44.00	303.68	619.28		2,492.12	2,902.03
EDP DISTRIBUIÇÃO	3,292.52	749.39	7,069.00	167.71	11.66	859.80	665.11	7,078.52	2,207.64	822.01	217.13	443.57	978.65	3,535.01		24,805.22	28,097.74

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIFI MT (nº)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	0.17	0.25	1.38	0.43		0.15	0.29	0.78	0.19	0.81	0.21	0.02	0.12	1.80		6.42	6.59
AR GRANDE PORTO	0.13	0.14	1.17	0.27	0.00	0.04	0.44	0.66	0.54	0.88	0.05	0.10	0.10	0.24		4.62	4.76
AR MINHO	0.11	0.19	1.66	0.07		0.41	0.35	0.80	0.34	0.27	0.09	0.04	0.12	2.76		7.10	7.21
AR TRÁS-OS-MONTES	0.11	0.31	3.57	0.11		0.05	0.66	0.72	0.22	0.13	0.11	0.06	0.16	0.64		6.74	6.85
AR BEIRA INTERIOR	0.18	0.22	2.04	0.10		0.08	1.16	2.35	0.17	0.56	0.34	0.07	0.40	4.94		12.42	12.61
AR BEIRA LITORAL	0.55	0.40	3.67	0.05		0.50	0.52	2.05	0.45	0.49	0.27	0.06	0.08	1.57		10.11	10.67
AR COIMBRA	0.27	0.42	2.64	0.08		0.65	0.41	3.41	0.46	1.78	0.40	0.03	0.19	1.71		12.18	12.45
AR LITORAL CENTRO	0.51	1.16	0.98	0.00		0.28	0.55	2.38	1.40	0.12	0.47		0.06	0.89		8.30	8.81
AR ALENTEJO	0.93	0.23	0.58	0.01	0.00	0.06	0.51	2.98	0.61	0.31	0.08	0.12	1.02	3.30		9.81	10.73
AR ALGARVE	0.33	0.11	0.86	0.01			0.11	2.43	0.29	0.05	0.05	0.02	0.41	1.84		6.19	6.51
AR GRANDE LISBOA	0.06	0.03	0.32	0.00		0.01	0.14	1.45	0.36	0.11	0.17	0.05	0.10	0.58		3.33	3.39
AR OESTE	0.27	0.58	1.34	0.24	0.02	0.05	0.41	2.49	1.09	0.39	0.23	0.20	0.36	5.05		12.46	12.73
AR PENÍNSULA SETÚBAL	0.28	0.33	0.64	0.02		0.05	0.63	1.33	0.37	0.22	0.14	0.11	0.15	1.03		5.02	5.30
AR VALE DO TEJO	0.59	0.27	1.57	0.03	0.00	0.03	0.45	2.19	1.09	0.34	0.33	0.09	1.52	7.31		15.23	15.81
EDP DISTRIBUIÇÃO	0.33	0.33	1.63	0.11	0.00	0.18	0.47	1.84	0.54	0.49	0.22	0.07	0.36	2.43		8.65	8.99

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIDI MT (min)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	37.81	5.92	121.60	9.39		16.88	16.90	59.83	14.54	26.14	2.45	2.00	9.95	96.28		381.87	419.68
AR GRANDE PORTO	35.03	5.04	132.67	3.20	0.55	5.41	12.94	58.98	35.90	25.60	0.59	3.76	10.51	21.57		316.74	351.77
AR MINHO	23.24	16.21	211.60	3.91		58.81	6.58	56.14	12.83	3.31	2.74	7.97	10.84	144.30		535.22	558.46
AR TRÁS-OS-MONTES	13.09	7.67	343.77	2.76		4.50	33.84	64.31	10.45	10.22	0.50	2.71	12.84	27.12		520.69	533.77
AR BEIRA INTERIOR	25.23	5.83	152.37	2.21		6.73	19.89	148.54	14.33	21.30	4.31	3.93	22.00	73.63		475.07	500.30
AR BEIRA LITORAL	49.98	21.14	340.91	1.07		59.34	19.05	155.32	25.37	18.67	5.99	5.39	5.43	73.21		730.90	780.87
AR COIMBRA	41.76	8.45	180.21	3.93		49.19	14.39	226.33	27.88	23.18	3.01	3.38	6.10	20.14		566.18	607.94
AR LITORAL CENTRO	115.15	40.35	102.38	0.73		28.60	12.93	178.54	110.62	1.93	7.95		4.10	13.47		501.60	616.75
AR ALENTEJO	198.93	16.71	53.40	2.05	1.86	5.95	11.54	243.29	65.95	4.77	1.56	6.05	100.80	148.70		662.65	861.58
AR ALGARVE	57.79	3.74	82.36	0.46			2.36	215.88	19.02	1.50	0.91	0.95	27.18	54.93		409.31	467.09
AR GRANDE LISBOA	15.81	2.72	29.00	0.63		0.97	2.79	123.87	31.85	5.17	1.97	6.07	6.00	35.51		246.56	262.37
AR OESTE	81.17	25.36	148.83	11.44	0.16	4.63	18.07	237.49	128.05	16.38	7.50	21.29	30.87	163.01		813.07	894.25
AR PENÍNSULA SETÚBAL	58.90	9.31	56.90	0.71		8.43	10.93	114.47	16.12	24.10	3.29	10.18	8.38	38.16		300.98	359.88
AR VALE DO TEJO	108.42	19.20	184.73	1.45	0.15	2.96	13.26	214.45	98.33	14.78	5.46	12.15	133.59	230.22		930.73	1,039.15
EDP DISTRIBUIÇÃO	62.20	13.47	155.89	3.10	0.20	19.05	13.91	147.80	43.43	14.59	3.48	5.80	29.24	83.55		533.53	595.72

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIFI BT (nº)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	0.17	0.27	1.47	0.46	0.00	0.14	0.30	0.84	0.29	0.94	0.21	0.02	0.13	1.96		7.01	7.18
AR GRANDE PORTO	0.14	0.12	1.06	0.24	0.00	0.03	0.40	0.74	0.58	0.90	0.06	0.10	0.07	0.23		4.54	4.68
AR MINHO	0.12	0.21	1.49	0.07		0.36	0.32	0.78	0.35	0.46	0.12	0.04	0.12	2.46		6.77	6.89
AR TRÁS-OS-MONTES	0.14	0.28	3.46	0.12		0.05	0.64	0.76	0.32	0.25	0.11	0.06	0.15	0.65		6.85	6.99
AR BEIRA INTERIOR	0.25	0.22	2.12	0.10	0.00	0.08	1.09	2.26	0.24	0.65	0.34	0.08	0.32	4.92		12.41	12.65
AR BEIRA LITORAL	0.61	0.45	3.61	0.05	0.00	0.47	0.53	2.13	0.49	0.76	0.28	0.07	0.10	1.55		10.50	11.11
AR COIMBRA	0.32	0.38	2.35	0.05	0.00	0.61	0.29	2.76	0.55	1.95	0.39	0.04	0.22	1.53		11.12	11.44
AR LITORAL CENTRO	0.66	1.07	0.95	0.00	0.00	0.28	0.56	2.39	1.39	0.25	0.46	0.00	0.07	0.84		8.26	8.92
AR ALENTEJO	0.92	0.27	0.50	0.01	0.00	0.06	0.50	2.50	0.49	0.39	0.09	0.07	0.78	2.91	0.00	8.57	9.49
AR ALGARVE	0.31	0.09	0.84	0.01	0.00	0.00	0.13	1.92	0.32	0.15	0.05	0.02	0.30	1.80		5.64	5.96
AR GRANDE LISBOA	0.08	0.05	0.28	0.01		0.01	0.19	1.65	0.39	0.16	0.12	0.04	0.07	0.39		3.37	3.45
AR OESTE	0.26	0.48	1.20	0.20	0.01	0.04	0.35	2.33	0.73	0.41	0.37	0.12	0.37	3.33		9.95	10.21
AR PENÍNSULA SETÚBAL	0.16	0.36	0.61	0.02	0.00	0.02	0.59	1.11	0.29	0.25	0.14	0.02	0.06	0.79		4.26	4.42
AR VALE DO TEJO	0.62	0.44	1.51	0.04	0.01	0.04	0.49	1.95	1.14	0.53	0.37	0.13	1.09	5.93		13.68	14.30
EDP DISTRIBUIÇÃO	0.29	0.30	1.42	0.10	0.00	0.15	0.42	1.64	0.52	0.57	0.20	0.06	0.22	1.76	0.00	7.35	7.64

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

INDICADORES GERAIS

Análise por Área de Rede / EDP Distribuição

SAIDI BT (min)

ANO: 2002

PERÍODO DE ANÁLISE: Total do Ano

ÁREA DE REDE	PREVISTAS	ACIDENTAIS														TOTAL	
		TIN	FFM	RSE	FIC	ATM	P/A	M/E	MAN	TEC	HUM	EEX	INT	DES	EMA		Totais
AR AVE - SOUSA	34.88	5.54	140.98	10.23	0.00	16.86	18.82	67.49	22.76	36.65	2.74	1.68	10.94	103.62		438.31	473.20
AR GRANDE PORTO	36.12	3.98	111.81	3.63	0.04	4.02	11.20	73.68	42.90	32.90	1.08	3.35	8.16	23.38		320.15	356.27
AR MINHO	23.80	16.90	186.18	3.67		55.53	5.93	53.80	20.22	25.21	3.59	7.09	10.31	127.70		516.13	539.93
AR TRÁS-OS-MONTES	15.39	6.62	342.54	2.66		4.97	34.44	63.01	24.39	20.36	0.69	2.16	12.37	28.21		542.43	557.82
AR BEIRA INTERIOR	31.91	6.15	149.26	1.88	0.00	7.48	18.07	144.14	23.01	33.85	5.01	4.80	14.98	69.67		478.30	510.21
AR BEIRA LITORAL	51.41	24.19	330.04	1.45	0.41	56.94	20.65	155.22	29.47	49.64	5.44	5.98	5.89	75.76		761.08	812.49
AR COIMBRA	51.11	8.08	152.74	2.13	0.08	51.66	8.81	185.80	41.33	32.09	2.80	4.78	5.91	18.45		514.66	565.76
AR LITORAL CENTRO	129.54	38.09	104.76	0.52	0.12	31.68	12.84	189.51	125.42	14.75	6.69	0.16	5.27	14.23		544.04	673.58
AR ALENTEJO	193.86	21.56	42.59	1.01	0.04	7.17	15.24	199.36	51.83	22.56	1.55	3.04	77.10	122.12	0.00	565.18	759.04
AR ALGARVE	51.40	4.12	59.02	0.26	0.06	0.46	3.08	158.31	20.60	11.67	0.86	0.48	17.21	42.24		318.38	369.77
AR GRANDE LISBOA	19.90	4.28	29.24	1.05		0.89	3.91	141.72	29.06	11.54	2.20	5.03	5.64	27.84		262.38	282.28
AR OESTE	72.54	20.33	138.11	10.84	0.06	4.69	13.88	260.22	92.23	26.27	12.16	12.43	33.33	115.93		740.47	813.02
AR PENÍNSULA SETÚBAL	32.84	7.20	46.55	0.77	0.14	2.66	7.98	67.79	12.16	18.29	3.07	1.75	3.73	21.14		193.24	226.08
AR VALE DO TEJO	108.38	43.54	175.08	1.72	0.72	4.13	14.28	185.07	97.88	35.02	5.55	16.77	81.87	194.65		856.30	964.68
EDP DISTRIBUIÇÃO	52.21	13.13	133.44	2.98	0.11	16.98	12.24	133.23	41.96	25.93	3.60	4.85	16.68	62.85	0.00	467.98	520.19

OBSERVAÇÕES: Os critérios considerados foram:

- Apenas são consideradas as interrupções longas (>3 minutos);
- Interrupções com origem nos vários níveis de tensão;
- 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";
- As previstas são o somatório dos grupos: Razões de Serviço; Razões de Interesse Público e Acordo com o Cliente;
- Valores AR (base Área de Rede);
- Valores EDP (base EDP Distribuição).

TIN	TRABALHOS INADIÁVEIS
FFM	CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR
RSE	RAZÕES DE SEGURANÇA
FIC	FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE
ATM	ATMOSFÉRICOS
P/A	PROTECÇÕES/AUTOMATISMOS
M/E	MATERIAL/EQUIPAMENTO
MAN	MANUTENÇÃO
TEC	TÉCNICAS
HUM	HUMANAS
EEX	ENTIDADES EXTERIORES
INT	INTERFERÊNCIAS
DES	DESCONHECIDAS
EMA	EM ANÁLISE

DEFINIÇÕES

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 do Regulamento das Redes de Distribuição bem como do Regulamento da Qualidade de Serviço.

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

Avaria – todo o incidente do qual resultem danos em elementos da rede.

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

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, um aparelho, uma linha, ou a uma rede.

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

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

Cliente – pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

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 – vigilância, controlo e comando assegurados por um centro de comando relativamente a uma ou mais instalações.

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

Disparo – abertura automática de disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento. A abertura automática é comandada por órgãos

de protecção da rede, em consequência de um incidente ou devido à superação dos limites de regulação dos parâmetros da protecção.

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.

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

Energia não fornecida (ENF) – valor de energia não fornecida, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento. No caso da AT é obtida pelo produto da potência interrompida, no período telecontado imediatamente antes do corte, e o tempo da interrupção.

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.

Fornecedor - entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica, nos termos de um contrato.

Frequência da tensão de alimentação (f) - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação num 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, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

Incidente (ocorrência acidental) – toda a ocorrência que tenha origem numa causa involuntária. Acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um elemento da rede, dando origem ou não a uma interrupção de serviço.

Incidente de curta duração – ocorrência que origina uma interrupção com uma duração igual ou inferior a 3 minutos.

Incidente de longa duração – ocorrência que origina uma interrupção com uma duração superior a 3 e inferior ou igual a 240 minutos.

Incidente de muito longa duração – ocorrência que origina uma interrupção com uma duração superior a 240 minutos.

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 dos equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição e na utilização da energia eléctrica, incluindo as fontes de energia, como as baterias, os condensadores e todas as outras fontes de armazenamento de energia eléctrica.

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

Interrupção – toda a ocorrência que origine a falha do fornecimento de energia eléctrica a qualquer ponto de entrega.

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.

Manobras – acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio de produção-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 desligar ou a religar instalações para trabalhos.

Manutenção – combinação de acções técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação eléctrica num estado 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. Requer, normalmente, uma indisponibilidade não planeada.

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. A sua execução é normalmente planeada por forma a minimizar o seu impacto na exploração da rede.

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

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

Ocorrência – todo o acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma Rede Eléctrica.

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

Operador automático (OPA) – sistema electrónico ou informático de processo apto a preparar uma instalação em que ocorreu um disparo parcial ou total para a reposição de serviço ou mesmo executá-la de maneira automática.

Origem da ocorrência – localização da ocorrência na rede eléctrica que provocou a respectiva ocorrência.

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

Perturbação electromagnética - fenómeno electromagnético susceptível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema, ou de afectar desfavoravelmente a matéria viva ou inerte.

Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

Nota: Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação que alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

- Os terminais dos secundários de transformadores de ligação a uma instalação do cliente.
- A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação – ponto da rede electricamente identificável no qual uma carga e/ou qualquer outra rede e/ou grupo(s) gerador(es) são ligadas à rede em causa.

Ponto de medida – ponto da rede onde a energia e/ou a potência é medida.

Posto (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.

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.

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 condução da energia eléctrica, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.

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

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.

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

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{Pst_i^3}{12}}$$

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 destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos;
- Compensação do factor de potência.

Tempo de interrupção equivalente (TIE) – o TIE da rede AT é o quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período (por exemplo mês ou ano) e a energia total entrada na rede AT durante esse 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.

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

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

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

- **individualmente**, segundo a sua amplitude relativa (Uh) em relação à fundamental (U1), em que “h” representa a ordem da harmónica;
- **globalmente**, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (THD) calculado pela expressão seguinte:

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

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

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

Trabalho programado (ocorrência programada) – toda a ocorrência que tenha origem numa causa voluntária. Tem geralmente um pedido de indisponibilidade associado.

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