ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

Relatório da Qualidade de Serviço - 2000

Transporte e distribuição de energia eléctrica

ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO
Dezembro 2001

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1

2 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 3

2.1 ENQUADRAMENTO 3

2.2 OBJECTO E CAMPO DE APLICAÇÃO 3

2.3 ESTRUTURA DO REGULAMENTO 4

2.3.1 CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES GERAIS 6

2.3.1.1 Verificação da qualidade de serviço 6

2.3.1.2 Classificação das zonas.....7

2.3.2 CAPÍTULO II - CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....7

2.3.3 CAPÍTULO III - QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO 9

2.3.4 CAPÍTULO V - DISPOSIÇÕES DE NATUREZA COMERCIAL 9

2.3.5 CAPÍTULO VI - RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 10

2.3.6 CAPÍTULO VII - RECLAMAÇÕES 12

2.3.7 CAPÍTULO VIII - COMPENSAÇÕES 12

2.3.8 CAPÍTULO X - RESOLUÇÃO DE CONFLITOS.....13

2.4 DOCUMENTOS LEGISLATIVOS E NORMATIVOS 13

3 CARACTERIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO NO SEP 15

3.1 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA 15

3.1.1 PONTOS DE ENTREGA.....15

3.1.2 QUALIDADE TÉCNICA 16

3.1.2.1 Continuidade de serviço 16

3.1.2.1.1 Qualidade geral.....16

3.1.2.1.2 Qualidade individual.....21

3.1.2.1.3 Descrição dos grandes incidentes.....24

3.1.2.2 Qualidade da onda de tensão.....37

3.1.2.2.1 Valor eficaz da tensão 38

3.1.2.2.2 Severidade da tremulação 40

3.1.2.2.3 Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões 41

3.1.2.2.4 Distorção harmónica 41

3.1.2.2.5 Considerações finais 42

3.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA 44

3.2.1 ZONAS GEOGRÁFICAS.....44

3.2.2 QUALIDADE TÉCNICA 45

3.2.2.1 Continuidade de serviço 45
3.2.2.1.1 Qualidade geral 45
3.2.2.1.2 Qualidade individual 67
3.2.2.2 Qualidade da onda de tensão 68
3.2.3 QUALIDADE COMERCIAL 70

4 ACÇÕES DESENVOLVIDAS PELA ERSE NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 81
4.1 INQUÉRITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 81
4.2 TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES 88
4.3 PARTICIPAÇÃO NO GRUPO DE TRABALHO DO CEER 91
4.3.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO 91
4.3.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO 93
4.3.3 QUALIDADE COMERCIAL 94

5 CONCLUSÕES 99

Anexos 101

Anexo I – Indicadores e Documentos de Referência na Análise da Qualidade de Serviço 103
Anexo II – Caracterização Física das Redes 113
Anexo III - Pontos de Entrega da Rede de Transporte de Energia Eléctrica no Ano 2000 117
Anexo IV - Zonas Geográficas Definidas para o Período 2001-2005 119
Anexo V – Concelhos abrangidos pelas Áreas de Rede da EDP Distribuição 125
Anexo VI – Informação sobre Qualidade de Serviço 133
Anexo VII – Definições e Siglas 137

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3.1-1 - Interrupções ocorridas em 2000 por ponto de entrega 22

Quadro 3.1-2 - Caracterização da continuidade de serviço individual nos anos de 1999 e 2000 23

Quadro 3.1-3 - Caracterização dos grandes incidentes ocorridos em 2000 24

Quadro 3.1-4 - Lista dos pontos de entrega afectados pelo incidente de 9 de Maio 27

Quadro 3.1-5 - Pontos de medição da qualidade da onda de tensão 38

Quadro 3.1-6 - Pontos de medição nos quais os valores da tensão registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS 39

Quadro 3.1-7 - Pontos de medição nos quais os valores de severidade da tremulação registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS 40

Quadro 3.1-8 - Pontos de medição nos quais os valores de tensão harmónica registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS 41

Quadro 3.1-9 - Resumo dos resultados das medições da onda de tensão da RNT no ano de 2000 43

Quadro 3.2-1 - Distribuição das localidades e clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS 44

Quadro 3.2-2 - Tipos de ocorrências na rede de AT 63

Quadro 3.2-3 - Origem das ocorrências na rede de AT 64

Quadro 3.2-4 - Causas das ocorrências na rede de AT 64

Quadro 3.2-5 - Tipos de ocorrências da rede de MT 65

Quadro 3.2-6 - Origens das ocorrências da rede de MT 65

Quadro 3.2-7 - Causas das ocorrências na rede de MT 66

Quadro 3.2-8 - Tipos de ocorrência na rede BT 66

Quadro 3.2-9 - Número de interrupções por ano 67

Quadro 3.2-10 - Duração das interrupções 67

Quadro 3.2-11 - Características a monitorizar em cada tipo de ponto de medição da rede de distribuição 68

Quadro 4.3-1 - Duração média anual das interrupções por cliente de BT 92

Quadro 4.3-2 - Duração média anual das interrupções com base na potência instalada nas redes de MT 92

Quadro 4.3-3 - Número anual de interrupções por cliente em BT 92

Quadro 4.3-4 - Regulação da qualidade da onda de tensão 93

Quadro 4.3-5 - Padrões mais comuns (individuais e indicativos) 96

Quadro 4.3-6 - Pagamento de compensações 98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.2-1 - Actividades e entidades abrangidas pelo RQS 4

Figura 3.1-1 - Evolução da ENF 17

Figura 3.1-2 - Evolução do TIE 18

Figura 3.1-3 - Evolução do SAIFI 19

Figura 3.1-4 - Evolução do SAIDI 20

Figura 3.1-5 - Evolução do SARI 21

Figura 3.1-6 - Influência dos grandes incidentes no número de interrupções em 2000 29

Figura 3.1-7 - Influência dos grandes incidentes na duração total das interrupções em 2000 30

Figura 3.1-8 - Influência dos grandes incidentes no valor da ENF durante o ano 2000 31

Figura 3.1-9 - Influência dos grandes incidentes no valor do TIE durante o ano 2000 32

Figura 3.1-10 - Influência dos grandes incidentes no valor do SAIFI durante o ano 2000 33

Figura 3.1-11 - Influência dos grandes incidentes no valor do SAIDI durante o ano 2000 35

Figura 3.1-12 - Influência dos grandes incidentes no valor do SARI durante o ano 2000 36

Figura 3.2-1 - Valores do TIEPI no ano 2000 47

Figura 3.2-2 - Valores do TIEPI no ano 2000 discriminados por Área de Rede 48

Figura 3.2-3 - Valores do SAIFI MT no ano 2000 50

Figura 3.2-4 - Valores do SAIFI MT no ano 2000 discriminados por Área de Rede 51

Figura 3.2-5 - Valores do SAIFI BT no ano 2000 52

Figura 3.2-6 - Valores do SAIFI BT no ano 2000 discriminados por Área de Rede 53

Figura 3.2-7 - Valores do SAIDI MT no ano 2000 55

Figura 3.2-8 - Valores do SAIDI MT no ano 2000 discriminados por Área de Rede 56

Figura 3.2-9 - Valores do SAIDI BT no ano 2000 58

Figura 3.2-10 - Valores do SAIDI BT no ano 2000 discriminados por Área de Rede 59

Figura 3.2-11 - Atendimento telefónico – Tempos de espera 73

Figura 3.2-12 - Reclamações – Evolução trimestral 74

Figura 3.2-13 - Reclamações – Decomposição em principais motivos 75

Figura 3.2-14 - Reclamações – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes 76

Figura 3.2-15 - Facturas corrigidas – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes.....77

Figura 3.2-16 - Leituras reais em BT – Evolução trimestral.....78

Figura 3.2-17 - Leituras reais em BT – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada cliente 78

Figura 3.2-18 - Suspensões de fornecimento por falta de pagamento – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes.....79

Figura 4.1-1 - Preço, Qualidade de Serviço, Padrões, Compensações e Interrupções.....82

Figura 4.1-2 - Importância da Qualidade de Serviço 84

Figura 4.1-3 - Avaliação Global da Qualidade de Serviço 85

Figura 4.1-4 - Conhecimento do RQS.....87

Figura 4.1-5 - Importância da ERSE no Contexto do Sector Eléctrico.....88

Figura 4.2-1 - Reclamações apresentadas na ERSE 89

Figura 4.2-2 - Tipificação das reclamações 90

Figura 4.3-1 - Número de Padrões Individuais e Indicadores Gerais.....95

Figura 4.3-2 - Comparação dos padrões de qualidade comercial.....97

Figura 4.3-3 - Pagamento de compensações – Consumidores domésticos em BT 98

1 INTRODUÇÃO

A 1 de Janeiro de 2001 entrou em vigor o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Este regulamento estabelece a obrigatoriedade de publicação anual de relatórios da qualidade de serviço por parte da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica (distribuidores vinculados) e da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE).

Durante o ano de 2001, a ERSE recebeu informação sobre qualidade de serviço, referente ao ano de 2000, da entidade concessionária da RNT (REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.) e da EDP Distribuição – Energia, S.A., nomeadamente através dos relatórios da qualidade de serviço destas empresas.

Considerando as recentes alterações verificadas na regulação da qualidade de serviço e a informação disponível, a ERSE considerou oportuno publicar um relatório da qualidade de serviço em 2000. Refira-se que de acordo com o estabelecido no RQS a publicação dos relatórios da qualidade de serviço anteriormente referidos só é obrigatória a partir do ano 2002, inclusive.

Com a publicação deste relatório, a ERSE pretende atingir os seguintes objectivos:

- Caracterizar o desempenho das entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) em matéria de qualidade de serviço e descrever as actividades por elas desenvolvidas neste âmbito.
- Descrever as actividades desenvolvidas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço.
- Divulgar o RQS.
- Familiarizar os consumidores de energia eléctrica com as matérias e conceitos utilizados na caracterização da qualidade de serviço das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.
- Sensibilizar os consumidores de energia eléctrica sobre as matérias relativas à qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica.

Por forma a atingir os objectivos descritos, este documento encontra-se organizado em cinco capítulos e seis anexos.

O capítulo 2 - *Regulamento da Qualidade de Serviço*, tem por objectivo a divulgação do RQS. Neste capítulo é apresentada a estrutura do regulamento e descrevem-se as disposições que se consideram mais importantes para a compreensão do seu conteúdo.

No capítulo 3 - *Caracterização da Qualidade de Serviço no SEP* é efectuada a caracterização do desempenho das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica em termos de qualidade de serviço. Atendendo aos objectivos anteriormente descritos, neste capítulo são efectuadas, sempre que se considerou necessário, referências ao RQS, por forma a estabelecer o enquadramento da informação que nele consta com as disposições regulamentares. Chama-se, no entanto, a atenção para o facto das disposições regulamentares ainda não se encontrarem em vigor em 2000, uma vez que, como anteriormente referido, o RQS só entrou em vigor em 2001. Este capítulo permite, contudo, familiarizar os leitores com o tipo de informação que constará nos relatórios da qualidade de serviço a publicar futuramente pelas referidas empresas.

A ERSE, no âmbito das suas competências, e como entidade responsável pela verificação e fiscalização do RQS, desenvolve diversas actividades no âmbito da qualidade de serviço. O capítulo 4 - *Acções Desenvolvidas pela ERSE no Âmbito da Qualidade de Serviço* contém a descrição das principais actividades desenvolvidas pela ERSE nesta área durante o ano de 2000.

O documento integra ainda um capítulo com as principais conclusões deste relatório e seis anexos com informações adicionais relevantes para a avaliação da qualidade de serviço.

2 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

2.1 ENQUADRAMENTO

O RQS, publicado através do Despacho n.º 12 917-A/2000, de 23 de Junho (Diário da República - 2.ª série) da Direcção-Geral de Energia (DGE), entrou em vigor a 1 de Janeiro de 2001.

A publicação do RQS dá cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. O artigo 63.º deste diploma estabelece a publicação do RQS, cuja elaboração, publicação e actualização é da competência da DGE.

O Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, que criou a ERSE bem como o Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, que aprovou os seus estatutos estabelecem as principais disposições relativas à sua organização e funcionamento, atribuindo a esta entidade a responsabilidade pela integral verificação da aplicação do RQS.

2.2 OBJECTO E CAMPO DE APLICAÇÃO

O RQS estabelece os padrões mínimos, de natureza técnica e comercial, a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do SEP.

A qualidade de serviço de natureza técnica refere-se aos seguintes aspectos:

- Continuidade de serviço: número, duração e frequência de ocorrência das interrupções de serviço.
- Qualidade da onda de tensão: amplitude, frequência, forma de onda e simetria do sistema trifásico da tensão de alimentação.

A qualidade de serviço de natureza comercial engloba os aspectos de relacionamento da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados com os seus clientes, designadamente no que se refere ao atendimento, informação, assistência técnica e avaliação da satisfação dos clientes.

As disposições do RQS aplicam-se às seguintes actividades e entidades:

Actividades e entidades abrangidas pelo RQS

Actividade	Entidade
▪ Fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP ▪ Prestação de serviços de distribuição de energia eléctrica pelas entidades do SEP	▪ Entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica
▪ Fornecimento de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão) ▪ Prestação de serviços de transporte de energia eléctrica pelas entidades do SEP	▪ Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT)
▪ Produção de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP	▪ Produtores do Sistema Eléctrico Independente (SEI) com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP
▪ Utilização de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEP	▪ Clientes do SEP ▪ Clientes não vinculados

Figura 2.2-1

A qualidade de serviço prestada pelas empresas de transporte e distribuição de energia eléctrica do SEP é caracterizada através de indicadores de qualidade de serviço e deve obedecer a valores mínimos de qualidade - padrões de qualidade de serviço.

Do regulamento são excluídas as situações de incumprimento dos padrões de qualidade de serviço originadas por casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente situações que resultem da ocorrência de:

- Greve geral.
- Alteração da ordem pública.
- Incêndio.
- Terramoto.
- Inundação.
- Vento de intensidade excepcional.
- Descarga atmosférica directa.
- Sabotagem.
- Malfeitoria.
- Intervenção de terceiros devidamente comprovada.

2.3 ESTRUTURA DO REGULAMENTO

O RQS é constituído por onze capítulos e três anexos, a mencionar:

- Capítulo I - Disposições gerais
- Capítulo II - Continuidade de serviço

- Capítulo III - Qualidade da onda de tensão
- Capítulo IV - Planos de melhoria da qualidade de serviço
- Capítulo V - Disposições de natureza comercial
- Capítulo VI - Relatório da qualidade de serviço
- Capítulo VII - Reclamações
- Capítulo VIII - Compensações
- Capítulo IX - Fiscalização
- Capítulo X - Resolução de conflitos
- Capítulo XI - Disposições finais e transitórias

- ANEXO N.º 1 - Definições
- ANEXO N.º 2 - Qualidade da onda de tensão em AT e MAT (Muito Alta Tensão)
- ANEXO N.º 3 - Cálculo dos indicadores gerais de qualidade de relacionamento comercial

De seguida são apresentados alguns conceitos necessários à compreensão das disposições regulamentares:

- Qualidade geral de serviço - qualidade de serviço que se refere à globalidade da rede de transporte ou da rede de distribuição de energia eléctrica, bem como a um conjunto de clientes com características comuns (ex. mesmo nível de tensão ou zona geográfica).
- Qualidade individual de serviço - qualidade de serviço associada a um ponto de entrega ou a um cliente.
- Indicadores de qualidade de serviço - parâmetros que permitem caracterizar e aferir o nível de desempenho das empresas de transporte e distribuição de energia eléctrica num determinado período de tempo, normalmente um ano.
- Padrões de qualidade de serviço - valores que estabelecem o nível mínimo de qualidade de serviço que deverá ser assegurado pelas empresas de transporte e distribuição de energia eléctrica.

De seguida é efectuada uma breve referência aos capítulos e disposições que se consideram mais relevantes para a compreensão geral do conteúdo do RQS.

2.3.1 CAPÍTULO I - DISPOSIÇÕES GERAIS

Do Capítulo I, dada a sua importância para a compreensão e aplicação dos restantes capítulos, destacam-se as matérias de verificação da qualidade de serviço (artigo 7.º) e de classificação de zonas (artigo 8.º).

2.3.1.1 Verificação da qualidade de serviço

O RQS estabelece que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica será realizada com base num plano anual de monitorização o qual deverá prever a execução de medições numa amostra significativa de pontos da rede.

A realização do plano é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados. A DGE é a entidade responsável pela sua aprovação, competindo à ERSE a fiscalização do seu cumprimento.

Para além das medições estabelecidas no plano de monitorização, o RQS prevê a possibilidade de realização de medições nas seguintes situações:

- Aquando da apresentação de reclamação, por parte do cliente, à entidade do SEP com a qual se relaciona comercialmente.
- Monitorização da qualidade da onda de tensão por parte do cliente no ponto de alimentação da sua instalação.

Na primeira situação, a entidade do SEP reclamada realizará as medições complementares às estabelecidas no plano de monitorização sempre que a reclamação apresentada pelo cliente o revele necessário.

Os custos de investigação decorrentes da reclamação apresentada pelo cliente, no que se refere à qualidade da onda de tensão, são suportados pela entidade reclamada (entidade do SEP que presta o serviço de transporte ou distribuição de energia eléctrica). Constituem excepções os casos em que os requisitos mínimos de qualidade são observados e os casos em que estes não são observados por razões imputáveis ao reclamante. Nestas situações, a entidade reclamada deve ser reembolsada, pelo cliente, dos custos referidos, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

Em relação à medição da qualidade de serviço por parte do cliente, esta deve ser realizada através de sistemas de registo de medida da qualidade de serviço devidamente selados e calibrados. Caso a

instalação e selagem dos sistemas referidos seja efectuada por acordo escrito entre o cliente e a entidade do SEP que lhe presta o serviço de fornecimento de energia eléctrica, os registos por eles produzidos constituem meio de prova nas reclamações.

2.3.1.2 Classificação das zonas

O RQS estabelece três zonas geográficas com a seguinte classificação:

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

De acordo com as zonas geográficas referidas, estão estabelecidos diferentes padrões de qualidade de serviço, correspondendo à Zona A os padrões mais exigentes e à Zona C os padrões menos exigentes.

A caracterização das zonas geográficas deverá manter-se estável pelo menos durante 5 anos.

2.3.2 CAPÍTULO II - CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece cinco indicadores gerais de qualidade de serviço através dos quais a entidade concessionária da RNT deve caracterizar a continuidade de serviço da rede de transporte. Os indicadores referidos são os seguintes:

- Energia não fornecida - ENF (MWh).
- Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos).
- Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI.
- Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos).
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema - SARI (minutos).

Para a rede de transporte não estão estabelecidos padrões gerais de qualidade de serviço.

Os distribuidores vinculados devem caracterizar a continuidade de serviço das redes que exploram, por zona geográfica e nível de tensão, com base nos seguintes três indicadores gerais de qualidade de serviço, discriminados por interrupções previstas e acidentais:

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (h/ano).
- Frequência média de interrupções do sistema para as redes de MT e redes de Baixa Tensão (BT) - SAIFI MT e SAIFI BT.
- Duração média das interrupções do sistema para as redes de MT e redes de BT - SAIDI MT (minutos) e SAIDI BT (minutos).

No regulamento encontra-se fixado o valor do padrão do indicador TIEPI, em horas por ano, para as três zonas geográficas.

A determinação dos indicadores SAIFI e SAIDI só é obrigatória a partir de 1 de Janeiro de 2002 devendo os respectivos padrões serem publicados por despacho do Director Geral de Energia.

A continuidade de serviço por ponto de entrega, quer da entidade concessionária da RNT quer dos distribuidores vinculados deve ser caracterizada com base em dois indicadores:

- Frequência das interrupções.
- Duração total das interrupções.

Aos indicadores individuais de continuidade de serviço encontram-se associados os respectivos padrões fixados em função do nível de tensão e zona geográfica correspondente à instalação consumidora.

Para efeitos de verificação do cumprimento dos padrões de continuidade de serviço estabelecidos no RQS não são consideradas as situações estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) em que a prestação do serviço de transporte e distribuição de energia eléctrica pode ser interrompido. As situações referidas são as seguintes:

- Casos fortuitos ou de força maior.
- Razões de interesse público.
- Razões de serviço.
- Razões de segurança.
- Acordo com o cliente.
- Facto imputável ao cliente.

2.3.3 CAPÍTULO III - QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O RQS estabelece que, em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar:

- O disposto na norma NP EN 50 160, em MT e BT.
- O disposto no ANEXO N.º 2 do RQS, em MAT e AT.

A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados procederão anualmente à caracterização da qualidade da onda de tensão na rede que exploram em conformidade com o plano de monitorização já referido.

2.3.4 CAPÍTULO V - DISPOSIÇÕES DE NATUREZA COMERCIAL

O RQS estabelece nove indicadores gerais de qualidade de serviço comercial, relativos a:

- Prazos máximos de elaboração de orçamentos de ramais e chegadas de BT.
- Prazos máximos de execução de ramais e chegadas de BT.
- Prazos máximos de execução de ligações à rede de instalações de BT após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica.
- Tempo de espera nos centros de atendimento presencial.
- Tempo de espera no atendimento telefónico centralizado.
- Tempo de reposição de serviço na sequência de interrupções de fornecimento acidentais.
- Tempo de resposta a reclamações.
- Tempo de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito.
- Número de clientes de BT cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura, durante o último ano civil.

No Anexo N.º 3 do RQS encontram-se enumeradas as regras a que deve obedecer o cálculo dos indicadores gerais de qualidade comercial.

Os distribuidores vinculados devem observar os padrões individuais de qualidade de serviço estabelecidos no RQS no relacionamento com cada um dos seus clientes. Os padrões individuais de qualidade de serviço referem-se a:

- Intervalo de tempo combinado para visitas às instalações dos clientes.

- Tempo de intervenção em caso de solicitação de assistência técnica, pelo cliente, na sequência de detecção de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.
- Tempo de retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente.
- Tempo de resposta a reclamações relativas a facturação ou cobrança.
- Tempo de resposta a reclamações relativas às características técnicas da tensão.
- Tempo de resposta a reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem.

Para além do estabelecimento de indicadores e padrões de qualidade comercial, neste capítulo do RQS são também abordados os seguintes aspectos:

- Atendimento dos clientes - os distribuidores vinculados devem adoptar modalidades de atendimento diversificadas, nomeadamente centros de atendimento e atendimento telefónico de utilização gratuita.
- Informação aos clientes - os distribuidores vinculados devem prestar informação rigorosa e actualizada sobre os diversos assuntos associados ao fornecimento de energia eléctrica e serviços conexos.
- Clientes com necessidades especiais - os distribuidores vinculados devem adoptar modos de relacionamento comercial adequados às especificidades dos clientes registados como clientes com necessidades especiais.
- Avaliação do grau de satisfação dos clientes - os distribuidores vinculados devem promover a realização de inquéritos ou estudos de imagem que permitam aferir o grau de satisfação dos seus clientes em relação à qualidade de fornecimento de energia eléctrica e serviços conexos.

2.3.5 CAPÍTULO VI - RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS estabelece a obrigatoriedade de elaboração anual de relatórios da qualidade de serviço às seguintes entidades:

- Entidade concessionária da RNT.
- Distribuidores vinculados.
- ERSE.

O relatório da qualidade de serviço a elaborar pela entidade concessionária da RNT deve incluir informação relativa às seguintes matérias:

- Indicadores gerais de continuidade de serviço.
- Resultados e análise das medições da qualidade da onda de tensão realizadas de acordo com o plano anual de monitorização.
- Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.
- Acções mais relevantes realizadas para promover a melhoria da qualidade de serviço.
- Progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

O relatório da qualidade de serviço a elaborar por cada distribuidor vinculado deve incluir informação relativa às seguintes matérias:

- Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço.
- Resultados e análise das medições da qualidade da onda de tensão realizadas de acordo com o plano anual de monitorização.
- Número total de reclamações.
- Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.
- Resultados de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes.
- Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEP ou por clientes não vinculados, discriminadas por entidade.
- Número de clientes com necessidades especiais registados e iniciativas realizadas para a melhoria do relacionamento comercial disponibilizado a este tipo de clientes.
- Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

A informação contida no relatório a publicar por cada distribuidor vinculado deve ser discriminada, sempre que possível, por zona geográfica e nível de tensão.

Dos relatórios anteriormente referidos deve ser enviado um exemplar à DGE, à ERSE e ao Instituto do Consumidor. Os relatórios devem ainda ser colocados à disposição do público em geral, até ao final do mês de Maio do ano seguinte àquele a que se referem.

A publicação de um relatório anual de qualidade de serviço por parte da ERSE insere-se no âmbito das actividades relativas à verificação da aplicação do RQS.

2.3.6 CAPÍTULO VII - RECLAMAÇÕES

Sempre que os clientes ou entidades abrangidas pelo RQS considerem não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as expectativas respeitantes às exigências de qualidade de serviço definidas na lei e no RQS, podem apresentar uma reclamação junto da entidade do SEP com quem se relacionam.

A entidade reclamada deverá responder no prazo de 20 dias úteis contados a partir da data de recepção da reclamação.

2.3.7 CAPÍTULO VIII - COMPENSAÇÕES

O RQS estabelece o pagamento de compensações por parte do distribuidor vinculado aos seus clientes, sempre que se verifique o incumprimento dos valores estabelecidos para os padrões individuais de continuidade de serviço e de qualidade comercial.

O valor da compensação, no caso do incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, depende do valor do padrão associado ao nível de tensão e à zona geográfica na qual se situa a instalação consumidora e de um parâmetro de valorização definido no RQS. Os clientes ligados a níveis de tensão superiores e situados em zonas geográficas com maior número de clientes têm direito a compensações superiores.

O valor da compensação a que o cliente tem direito por incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial diferencia os clientes de BT dos clientes dos restantes níveis de tensão. Para os clientes de BT foram fixados dois valores de compensação distintos, um para os clientes com potência contratada inferior a 20,7 kVA e outro mais elevado para os restantes clientes. Aos clientes ligados a níveis de tensão superiores são atribuídas compensações superiores.

O processo de pagamento das compensações é desencadeado a partir de solicitação, por parte do cliente, junto do respectivo distribuidor vinculado.

2.3.8 CAPÍTULO X - RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

Os artigos 51.º a 53.º do RQS referem-se à resolução de conflitos entre os clientes e as entidades do SEP, nomeadamente através do recurso à arbitragem voluntária e à conciliação e mediação de conflitos pela ERSE.

2.4 DOCUMENTOS LEGISLATIVOS E NORMATIVOS

No regulamento (incluindo os seus anexos) são referidos os seguintes documentos legislativos e normativos:

- Regulamento de Relações Comerciais aprovado pelo Despacho n.º 18 413-A/2001, publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 203/01 (2.ª série), de 1 de Setembro.
- NP EN 50 160 - Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, de 1995 (versão portuguesa da norma EN 50 160 de 1994).
- CEI 1000 - 3 - 6 - Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication, 1996.
- CEI 1000 - 3 - 7 - Electromagnetic Compability (EMC) - Part 3: Limits - Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication, 1996.

3 CARACTERIZAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO NO SEP

3.1 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Neste capítulo caracteriza-se o desempenho da entidade concessionária da RNT, em termos de qualidade de serviço, no ano 2000.

Inicialmente, e dada a sua importância para a caracterização da rede, é apresentada a lista de pontos de entrega (PdE) desta rede no ano 2000.

A secção que se lhe segue, *"Qualidade Técnica"*, apresenta a caracterização da rede de transporte em termos de continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão em 2000, de acordo com o estabelecido no RQS. Nesta secção é apresentada ainda a caracterização e descrição de dois grandes incidentes ocorridos na rede de transporte durante o ano 2000 que tiveram grande impacte nos indicadores de qualidade de serviço.

Dada a disponibilidade de informação comparável com a referente ao ano 2000, é igualmente apresentada informação referente a anos anteriores, o que permite uma análise evolutiva dos principais indicadores.

3.1.1 PONTOS DE ENTREGA

Ponto de entrega é definido como sendo um ponto de rede onde se efectua a entrega de energia eléctrica a uma instalação pertencente a um cliente ou a outra rede.

O número de pontos de entrega é um dos parâmetros utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

No Anexo III encontram-se listados os pontos de entrega da RNT existentes no ano 2000.

A informação relativa aos pontos de entrega do ano 2000 pode resumir-se da seguinte forma:

- Número de pontos de entrega: 53.
- Número de pontos de entrega a instalações de clientes: 11.
- Número de pontos de entrega à rede de distribuição de energia eléctrica: 42.
- Número de pontos de entrega a 30 kV: 1.
- Número de pontos de entrega a 60 kV: 40.
- Número de pontos de entrega a 150 kV: 8.
- Número de pontos de entrega a 220 kV: 4.
- Número de pontos de entrega novos em relação a 1999: 1.

3.1.2 QUALIDADE TÉCNICA

3.1.2.1 Continuidade de serviço

3.1.2.1.1 Qualidade geral

O artigo 14.º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que explora, através da determinação dos seguintes indicadores de continuidade de serviço:

- Energia não fornecida - ENF (MWh).
- Tempo de interrupção equivalente - TIE (minutos).
- Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI.
- Duração média das interrupções do sistema - SAIDI (minutos).
- Tempo médio de reposição de serviço do sistema - SARI (minutos).

O cálculo da ENF e do TIE tem sido realizado considerando todas as interrupções (independentemente da sua duração), sendo a avaliação dos três restantes indicadores efectuada considerando as interrupções com duração superior ou igual a um minuto.

Não estabelecendo o RQS outras regras aplicáveis ao cálculo destes indicadores e tendo em vista permitir comparações entre os valores registados para os indicadores em 2000 e os anos antecedentes foi mantido o critério anteriormente referido sobre o cálculo destes indicadores.

Nos pontos que se seguem são apresentados, para cada um dos indicadores referidos, os valores registados nos últimos anos.

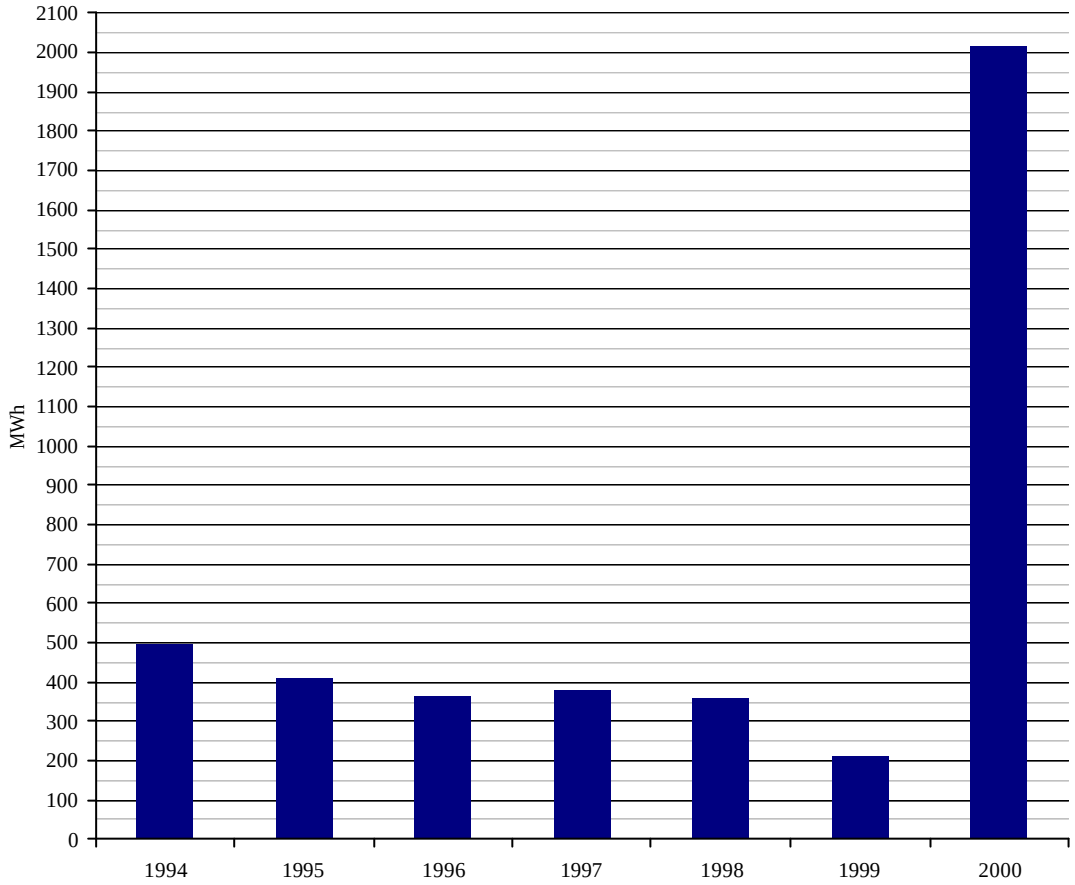
A definição dos indicadores encontra-se no Anexo I.

Energia Não Fornecida - ENF

O valor da ENF da rede de transporte de energia eléctrica corresponde à soma do valor estimado da ENF em cada um dos pontos de entrega devido às interrupções de serviço verificadas durante um determinado ano.

A figura que se segue apresenta a evolução da ENF na rede de transporte entre 1994 e 2000.

Evolução da ENF



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-1

Contrariamente à tendência que se vinha a registar nos últimos anos, em 2000 verificou-se um aumento significativo da ENF. A ENF no ano 2000 (ENF_{2000} = 2016,78 MWh) foi aproximadamente 9,5 vezes superior à ENF registada em 1999 (ENF_{1999} = 211,9 MWh).

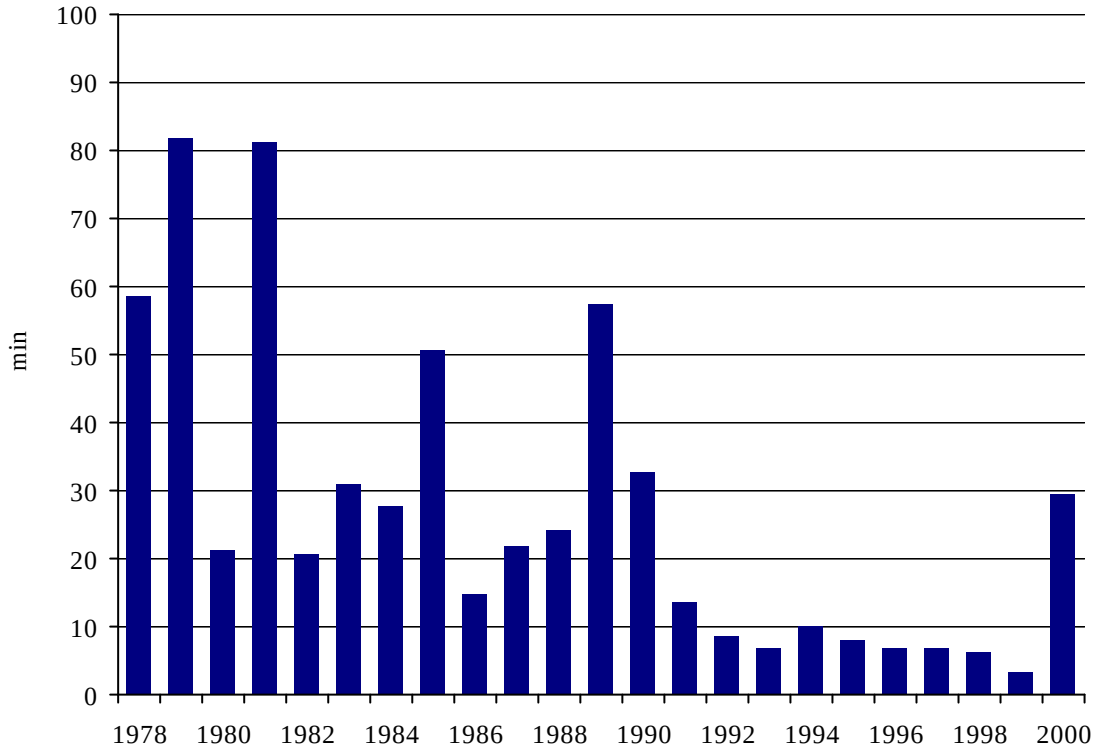
O elevado valor de ENF verificado em 2000 deveu-se principalmente à ocorrência de um grande incidente em 9 de Maio, cuja descrição se realiza mais adiante.

Tempo de Interrupção Equivalente - TIE

O indicador TIE traduz o tempo médio de interrupção do sistema com base no valor de potência média anual.

A figura seguinte apresenta a evolução do TIE nos últimos 23 anos.

Evolução do TIE



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-2

Como se pode observar, o TIE referente ao ano 2000 apresenta o valor mais elevado verificado nos últimos 10 anos ($TIE_{2000} = 29{,}54$ minutos).

No período de 1995 a 1999 os valores do TIE foram sempre inferiores a 10 minutos, sendo a soma total dos valores do TIE nesse período próxima do valor verificado em 2000 ($TIE_{1995\text{-}1999} = 30{,}97$ minutos).

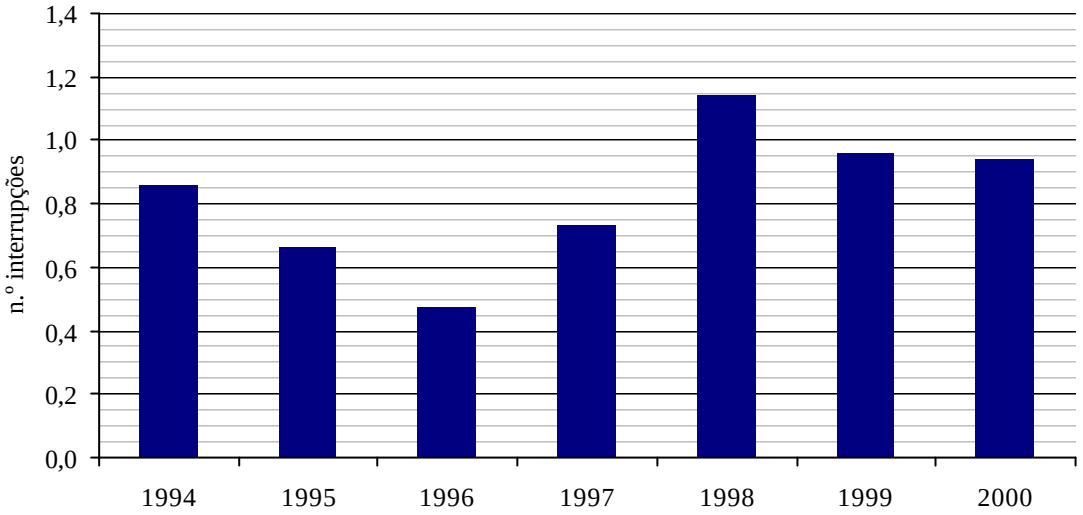
O valor do TIE em 2000 foi aproximadamente 9 vezes superior ao valor do TIE de 1999 ($TIE_{1999} = 3{,}22$ minutos).

Frequência Média de Interrupção do Sistema - SAIFI

O valor anual do indicador SAIFI calcula-se com base no número de interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto durante esse ano em todos os pontos de entrega e no número total de pontos de entrega da rede.

A figura que se segue apresenta a evolução do indicador desde 1994.

Evolução do SAIFI



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-3

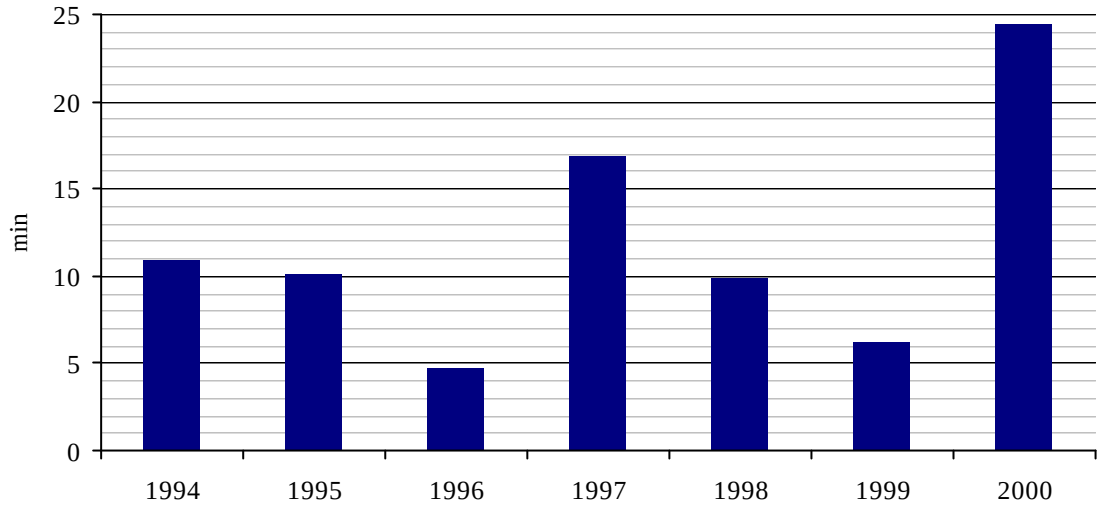
O valor do SAIFI em 2000 registou uma ligeira melhoria relativamente ao valor do SAIFI de 1999 ($SAIFI_{2000} = 0,94$ e $SAIFI_{1999} = 0,96$). Esta evolução resultou do facto de o número de interrupções de serviço com duração superior a 1 minuto ter sido igual (50 interrupções) nos anos 2000 e 1999, tendo o número de pontos de entrega em 2000 aumentado em relação ao número de pontos de entrega existentes em 1999 ($PdE_{2000} = 53$, $PdE_{1999} = 52$). Deste modo, a variação do número de pontos de entrega conduziu a um valor mais favorável do SAIFI.

Duração Média das Interrupções do Sistema - SAIDI

O indicador SAIDI fornece informação da duração média de interrupções de serviço por ponto de entrega. No seu cálculo é considerada a duração total das interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto verificadas nos pontos de entrega do sistema e o número total de pontos de entrega.

Durante o período compreendido entre 1994 e 2000 registaram-se os valores do indicador SAIDI que se apresentam na figura que se segue.

Evolução do SAIDI



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-4

No ano de 2000 registou-se o valor mais elevado do indicador SAIDI dos últimos sete anos.

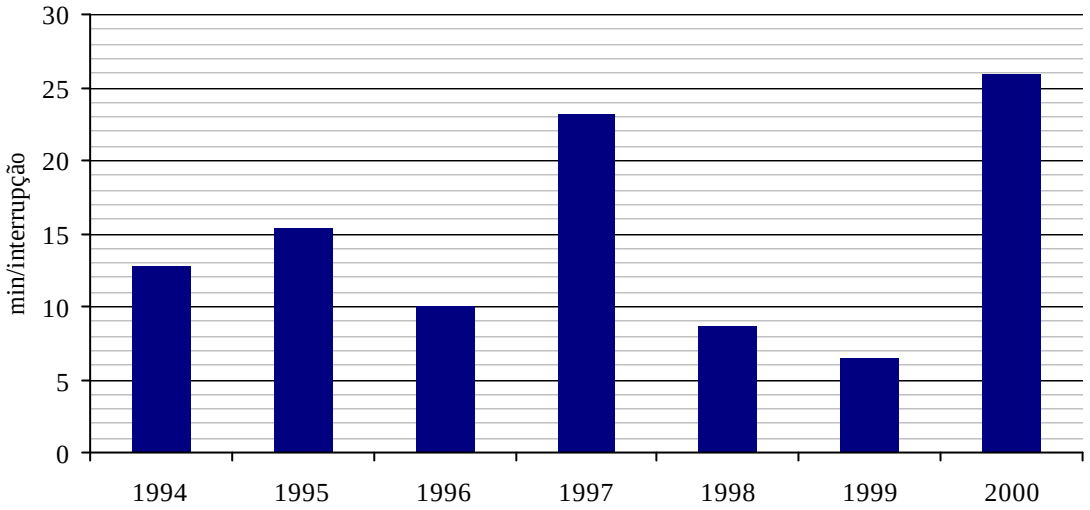
O valor do SAIDI no ano em análise ($SAIDI_{2000} = 24,45$ minutos) foi aproximadamente 4 vezes superior ao valor de 1999 ($SAIDI_{1999} = 6,16$ minutos).

Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema - SARI

O SARI é o indicador que avalia o tempo de reposição de serviço com base na duração total das interrupções, considerando as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto ocorridas em todos os pontos de entrega e o número total das interrupções ocorridas.

A figura que se segue permite observar a evolução do SARI nos últimos sete anos.

Evolução do SARI



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-5

Por observação da figura anterior verifica-se que o indicador em análise apresenta, em 2000, o pior valor registado nos últimos sete anos. Em 2000, o valor do SARI ($SARI_{2000} = 25{,}92$ minutos) foi aproximadamente 4 vezes superior ao valor verificado em 1999 ($SARI_{1999} = 6{,}40$ minutos).

3.1.2.1.2 Qualidade individual

O artigo 16.º do RQS estabelece que a entidade concessionária da RNT deve determinar anualmente, para uma amostra significativa de pontos de entrega, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Frequência das interrupções - número de interrupções ocorridas durante um ano.
- Duração total das interrupções - somatório da duração de todas as interrupções ocorridas durante o ano.

O quadro que se segue apresenta o valor dos indicadores referidos, discriminados por ponto de entrega.

Interrupções ocorridas em 2000 por ponto de entrega

Pontos de Entrega	Número de interrupções				Duração Total das Interrupções (minutos)			
Designação	t≤1min	1min < t≤3min	t > 3min	Total	t≤1min	1min < t≤3min	t > 3min	Total
FGT			1	1			76,60	76,60
SSR		2		2		2,40		2,40
SXL1			1	1			19,80	19,80
NVC			2	2			75,20	75,20
PGS			1	1			19,80	19,80
QAJ			1	1			19,80	19,80
QGD			1	1			3,50	3,50
SAM			3	3			55,50	55,50
SCG			2	2			71,80	71,80
SCH			1	1			53,90	53,90
SCN			2	2			26,70	26,70
SCT			1	1			12,00	12,00
SCV		1	2	3		1,70	19,40	21,10
SEJ	1			1	0,30			0,30
SER			1	1			140,50	140,50
SET		2	2	4		5,30	70,30	75,60
SFA			2	2			83,70	83,70
SFF			1	1			65,60	65,60
SFN			1	1			19,80	19,80
SGR	1	1		2	0,90	1,30		2,20
SMR			1	1			6,00	6,00
SPA			1	1			3,50	3,50
SPN			2	2			9,50	9,50
SRA			2	2			17,25	17,25
SRM			1	1			10,10	10,10
SSB			1	1			61,60	61,60
SSN			1	1			19,80	19,80
SSS		1	1	2		1,45	34,40	35,85
SSV1			1	1			56,90	56,90
SSV2			1	1			58,50	58,50
STJ			1	1			50,10	50,10
STN			2	2			87,60	87,60
SVI			2	2			10,70	10,70
SVM			1	1			23,80	23,80
TOTAL	2	7	43	52	1,20	12,15	1283,65	1297,00
TOTAL (%)	3,8	13,5	82,7	100,0	0,1	0,9	99,0	100,0

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-1

Em 2000 verificaram-se interrupções em 34 dos 53 pontos de entrega, ou seja, em 64,2% dos pontos de entrega.

O número de interrupções por ponto de entrega afectado variou entre 1 interrupção (em 37,7% dos pontos de entrega) e 4 interrupções (em 1,9% dos pontos de entrega).

A duração total das interrupções por ponto de entrega afectado variou entre 0,3 e 140,5 minutos.

Como esperado, da análise dos valores correspondentes ao número total de interrupções e à duração total das interrupções verifica-se que, durante o ano em análise, as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos) tiveram uma grande influência nos valores dos indicadores individuais de continuidade de serviço (ver duas últimas linhas do quadro anterior).

O quadro que se segue permite comparar os principais parâmetros que caracterizam a continuidade de serviço individual nos anos de 1999 e 2000.

Caracterização da continuidade de serviço individual nos anos de 1999 e 2000

Duração das interrupções (minutos)	**t £ 1**		**1 < t £ 3**		**t > 3**		**Total**	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000
PdE afectados	2	2	11	5	11	31	22	34
Número de interrupções	25	2	16	7	13	43	54	52
Duração total das interrupções (minutos)	22,05	1,20	30,60	12,15	268,00	1283,65	320,65	1297,00
Tempo de reposição de serviço (minutos)	0,88	0,6	1,91	2,42	20,62	47,54	5,94	38,15

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-2

Por comparação dos valores registados em 1999 e 2000 verifica-se que para os três intervalos de duração das interrupções analisados, o ano de 2000 apresentou melhor desempenho considerando as interrupções breves e pior desempenho que 1999 considerando as interrupções de longa duração. Na globalidade, o ano de 2000 apresentou um pior desempenho comparativamente ao ano de 1999 o que reflecte a influência das interrupções longas no desempenho de uma rede.

3.1.2.1.3 Descrição dos grandes incidentes

Grandes Incidentes

De acordo com a classificação CIGRÉ, durante o ano de 2000 verificaram-se dois grandes incidentes na rede de transporte com graus de gravidade 1 e 2.

Apesar do RQS não contemplar esta classificação para caracterizar a qualidade de serviço na rede de transporte, a sua inclusão neste relatório deve-se ao facto dela permitir evidenciar a influência dos incidentes com maior impacte na rede e apresentar parâmetros específicos de quantificação desse impacte.

No Anexo I deste relatório encontram-se descritos os critérios de classificação dos incidentes utilizados pela CIGRÉ.

O quadro que se segue caracteriza os dois grandes incidentes anteriormente referidos.

Caracterização dos grandes incidentes ocorridos em 2000

	Grande Incidente	
Data de ocorrência	16/03/2000	09/05/2000
PdE afectados	2	23
ENF (MWh)	144,6	1575,2
Causa	Incêndio	Deficiência de actuação das protecções
Minutos-Sistema (minutos)	1,35	14,76
Grau de gravidade	1	2

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-3

Dada a importância do incidente de 9 de Maio é efectuada, no ponto que se segue, a descrição sumária da sequência dos acontecimentos e causas associadas, tendo por base a informação prestada pela REN.

Descrição do grande incidente de 9 de Maio

O grande incidente de 9 de Maio, com início às 22h 17min, foi desencadeado pela desagregação de um ninho de cegonha branca existente na cadeia de isoladores da fase 4 do poste 327 da Linha Recarei-Rio Maior de 400 kV.

Os paus do ninho em queda ao longo dos isoladores estabeleceram um caminho condutor para a estrutura do poste originando um defeito (curto-circuito) fase-terra.

Face a esta ocorrência foi dada ordem de disparo do disjuntor da fase 4 nos dois extremos da linha. A ordem, correctamente executada no extremo da linha com ligação à subestação de Recarei, não foi cumprida no extremo de ligação da linha à subestação de Rio Maior. Na sequência desta situação de falha de disjuntor, foi emitida ordem de abertura do disjuntor inter-barras da subestação de Rio Maior por forma a permitir a separação da subestação em duas e desta forma isolar o defeito. A ordem não foi recebida e a eliminação do defeito só foi efectuada pela abertura sucessiva de todas as linhas que convergem na subestação de Rio Maior.

Da descrição efectuada verifica-se que o incidente que se iniciou num curto-circuito fase-terra, tipo de defeito que ocorre frequentemente na rede de transporte, teve a gravidade descrita pelo facto de se ter verificado em simultâneo falha no primeiro e segundo escalão de protecção.

A falha no circuito de comando do disjuntor da linha de 400 kV Recarei - Rio Maior do lado da subestação de Rio Maior deveu-se à alteração na sinalização de estado do seccionador de linha que ocorreu na sequência da realização de trabalhos efectuados na mesma, durante o dia 9 de Maio. Deste modo, aquando da ocorrência do defeito, o estado do seccionador de linha era sinalizado incorrectamente como aberto, o que teve por consequência o bloqueio da transmissão da ordem de disparo do disjuntor da linha.

Nesta situação, deveria ter actuado o segundo escalão de protecção. A protecção de falha de disjuntor deveria ter dado ordem de abertura do disjuntor inter-barras, permitindo deste modo a separação dos barramentos e o corte de todos os circuitos ligados ao barramento da linha com defeito. Devido à existência de um erro, na electrificação da subestação, desconhecido até ao momento de ocorrência do incidente, as ordens da protecção de falha de disjuntor não foram comunicadas ao disjuntor inter-barras.

Em consequência das duas falhas descritas, o defeito só foi eliminado por actuação do terceiro escalão de protecção, ou seja, pelo disparo de todas as linhas que contribuem para a alimentação do defeito.

A subestação de Rio Maior ficou desta forma isolada da restante rede de transporte de energia eléctrica, tendo a alimentação da rede situada a sul desta instalação sido assegurada pelas linhas de 150 kV com ligação às subestações do Zêzere, Porto Alto, Sacavém e Palmela.

Na altura do incidente, na zona do país a sul da subestação registava-se um consumo de aproximadamente 1800 MW e uma produção aproximada de 900 MW (assegurada quase exclusivamente por três dos quatro grupos da Central de Sines). Dada a situação de desequilíbrio entre o consumo e a produção, verificou-se o colapso de tensão e frequência na rede da zona sul referida, que motivou a saída de paralelo dos grupos da Central de Sines e consequentemente a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

No quadro que se segue encontram-se listados os pontos de entrega nos quais ocorreram interrupções de fornecimento de energia eléctrica devido ao grande incidente em análise. Para cada ponto de entrega encontram-se indicados os tempos de interrupção e os valores de energia não fornecida (ENF).

Lista dos pontos de entrega afectados pelo incidente de 9 de Maio

PdE Afectado	Tempo de Interrupção (minutos)	ENF (MWh)
Fogueteiro	76,60	1,3
Neves Corvo	71,90	19,4
Pegões (CP)	19,80	0,0
Quinta do Anjo	19,80	5,1
Quinta Grande	3,50	0,0
Siderurgia Nacional-Seixal	19,80	4,9
Subestação de Alto de Mira	42,00	156,2
Subestação de Carriche	53,90	127,8
Subestação de Estói	62,30	67,4
Subestação de Évora	140,50	177,8
Subestação de Ferreira do Alentejo	78,60	66,9
Subestação de Fanhões	19,80	37,7
Subestação de Fernão Ferro	65,60	233,9
Subestação de Porto Alto	3,50	1,3
Subestação de Rio Maior	10,10	13,9
Subestação de Sacavém (30 kV)	56,90	82,9
Subestação de Sacavém (60 kV)	58,50	45,4
Subestação de Sete Rios	34,40	35,9
Subestação de Setúbal	61,60	139,0
Subestação de Sines	19,80	6,2

PdE Afectado	Tempo de Interrupção (minutos)	ENF (MWh)
Subestação de Trajouce	50,10	152,0
Subestação de Tunes	63,60	138,0
Subestação do Carregado	19,80	62,2
Total	1052,40	1575,2

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-4

Dos valores constantes no quadro anterior destaca-se o elevado tempo de interrupção verificado na subestação de Évora (140,50 minutos), cerca do dobro do segundo maior tempo de interrupção (78,60 minutos). Esta diferença de valores deveu-se ao facto de se terem verificado dificuldades associadas ao funcionamento do sistema de telecomando da subestação.

A interrupção de serviço de menor duração verificou-se no ponto de entrega Quinta Grande (3,50 minutos). O valor da ENF aos pontos de entrega afectados variou entre 0 (zero) a 233,9 MWh. O valor mínimo de ENF registou-se também no ponto de entrega Quinta Grande e o valor máximo na subestação de Fernão Ferro.

Em relação aos valores apresentados no quadro, chama-se a atenção para o facto destes se referirem à rede de transporte de energia eléctrica. Por questões de exploração, a reposição de serviço da rede de distribuição não ocorre imediatamente após estar assegurado o fornecimento por parte da rede de transporte, sendo os tempos de interrupção sentidos pelos consumidores de energia eléctrica em MT e BT superiores aos valores aqui apresentados.

Influência dos grandes incidentes

Nos pontos que se seguem é efectuada a análise da influência na qualidade de serviço (continuidade de serviço) da rede de transporte de energia eléctrica dos dois grandes incidentes mencionados.

Em cada um dos pontos é apresentado um gráfico de barras no qual se representa o desempenho da rede considerando:

- O incidente de 16 de Março - *16/03/2000*.
- O incidente de 9 de Maio - *09/05/2000*.
- O conjunto de incidentes com grau de gravidade superior a zero - *16/03/2000 + 09/05/2000.*
- O conjunto de incidentes verificados em 2000 (desempenho da rede no ano 2000) - *2000*.
- O conjunto de incidentes verificados em 1999 (desempenho da rede no ano 1999) - *1999*.

Os gráficos apresentam barras a cheio e barras delimitadas por linhas a traço interrompido. As barras a cheio e valores associados avaliam a continuidade de serviço devido ao(s) incidente(s) a que se referem; as barras delimitadas por linhas a traço interrompido e valores associados indicam o desempenho global da rede considerando a não ocorrência do(s) incidente(s).

A análise da influência dos incidentes é efectuada considerando todas as interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto uma vez que são estas as interrupções incluídas no cálculo dos indicadores SAIFI, SAIDI e SARI.

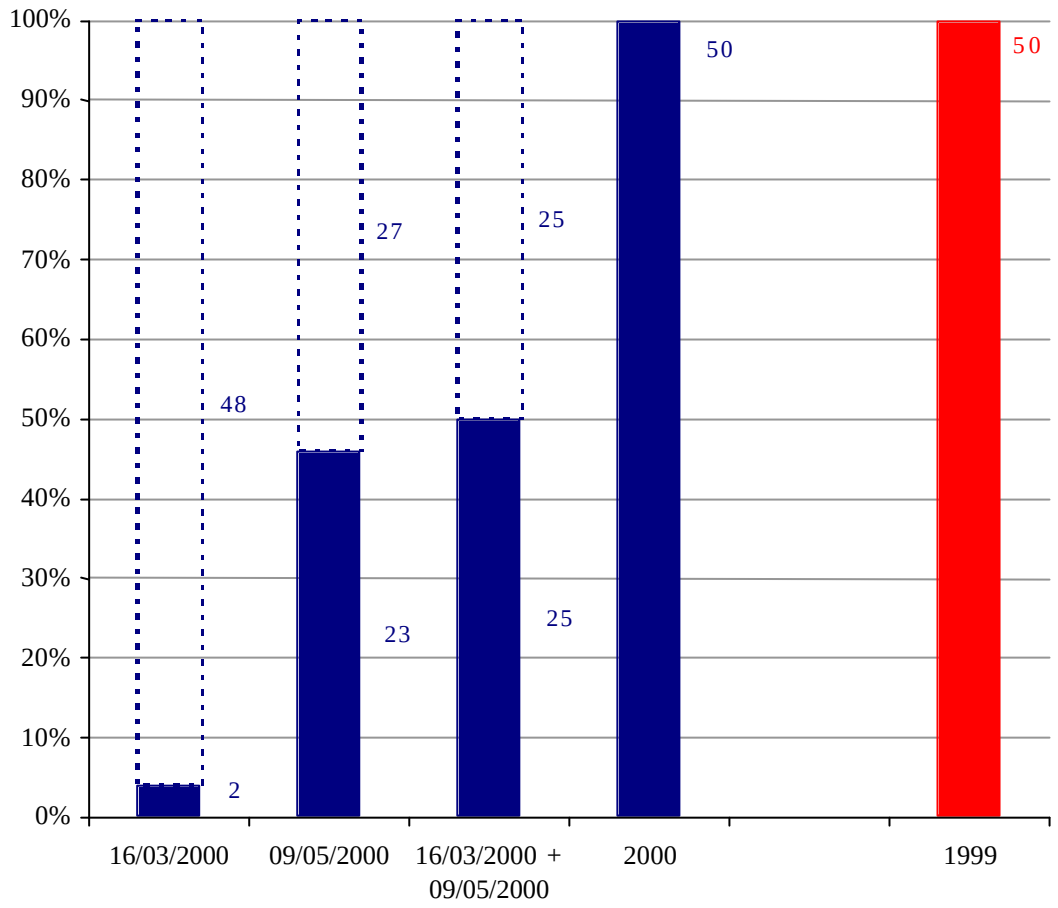
Influência dos grandes incidentes no número de interrupções em 2000

Durante o ano de 2000 verificou-se que o número total de interrupções devidas aos dois grandes incidentes anteriormente referidos foi metade do número total de interrupções ocorridas durante todo o ano.

A figura que se segue permite visualizar a quantidade de interrupções ocorridas durante o ano de 2000 considerando separadamente a influência dos incidentes referidos.

Influência dos grandes incidentes no número de interrupções em 2000

(número de interrupções)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-6

A contribuição dos incidentes de 16 de Março e 9 de Maio de 2000 foi respectivamente 4% e 46% do número total de interrupções registado em 2000.

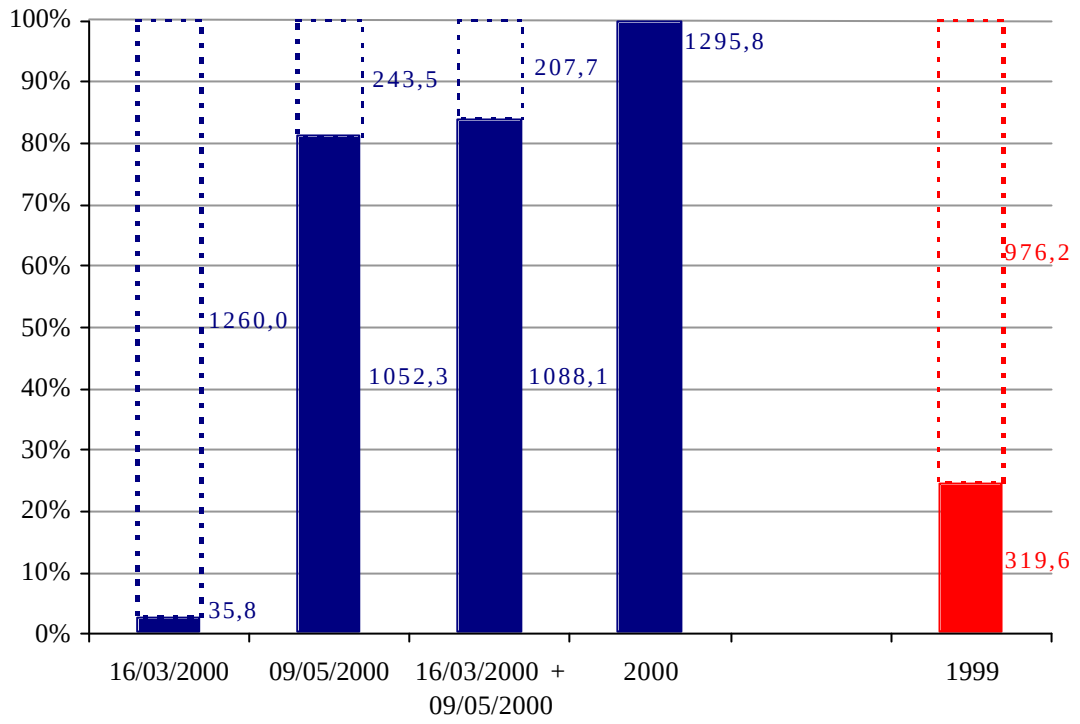
Dada a igualdade de valores do número de interrupções em 2000 e 1999, a não ocorrência de qualquer um dos grandes incidentes traduzir-se-ia numa melhoria significativa do desempenho da rede de transporte em 2000 relativamente ao ano de 1999. A não ocorrência do incidente de 9 de Maio ter-se-ia traduzido num número de interrupções de apenas 54% do total verificado em 2000.

Influência dos grandes incidentes na duração total das interrupções no ano 2000

A figura que se segue permite avaliar a influência da ocorrência dos dois grandes incidentes na continuidade de serviço da rede de transporte em termos da duração total das interrupções.

Influência dos grandes incidentes na duração total das interrupções no ano 2000

(minutos)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-7

Da análise da figura anterior, verifica-se que os incidentes em análise exercem uma maior influência no desempenho da rede de transporte considerando a duração total das interrupções, comparativamente com o número total das interrupções.

Os grandes incidentes de 2000 contribuíram respectivamente com 2,76% (incidente de 16 de Março) e 81,28% (incidente de 9 de Maio) para o valor total da duração das interrupções no ano 2000.

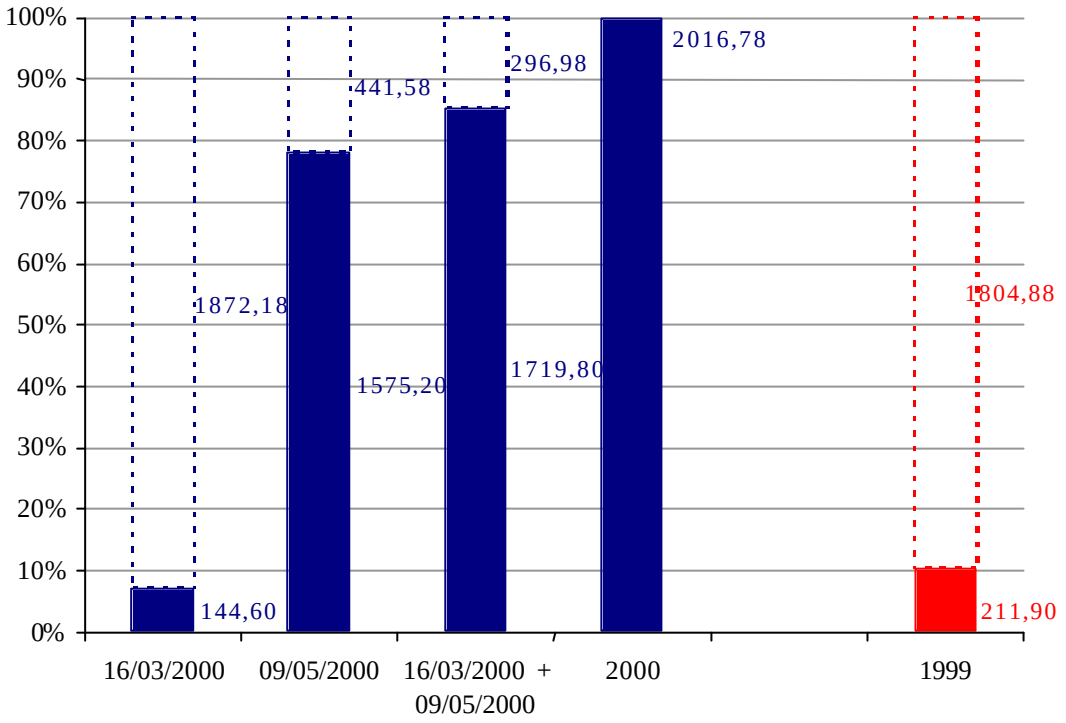
Por comparação do valor associado à barra a traço descontínuo referente ao incidente de 9 de Maio e o valor associado à barra a cheio de 1999, verifica-se que se não tivesse ocorrido o referido incidente o desempenho da rede em 2000 teria sido melhor que o desempenho da rede em 1999 (a duração total das interrupções em 2000 teria um valor correspondente a 76,19% da duração total das interrupções em 1999).

Influência dos grandes incidentes no valor da ENF durante o ano 2000

A figura que de seguida se apresenta permite visualizar a influência dos dois grandes incidentes sobre o valor anual de ENF durante o ano 2000.

Influência dos grandes incidentes no valor da ENF durante o ano 2000

(MWh)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-8

Com já tinha sido referido no ponto 3.1.2.1.1, o valor de ENF durante o ano de 2000 foi fortemente influenciado pela ocorrência do grande incidente de 9 de Maio.

O valor de ENF devido ao incidente de 9 de Maio representou 78,10% do valor total anual.

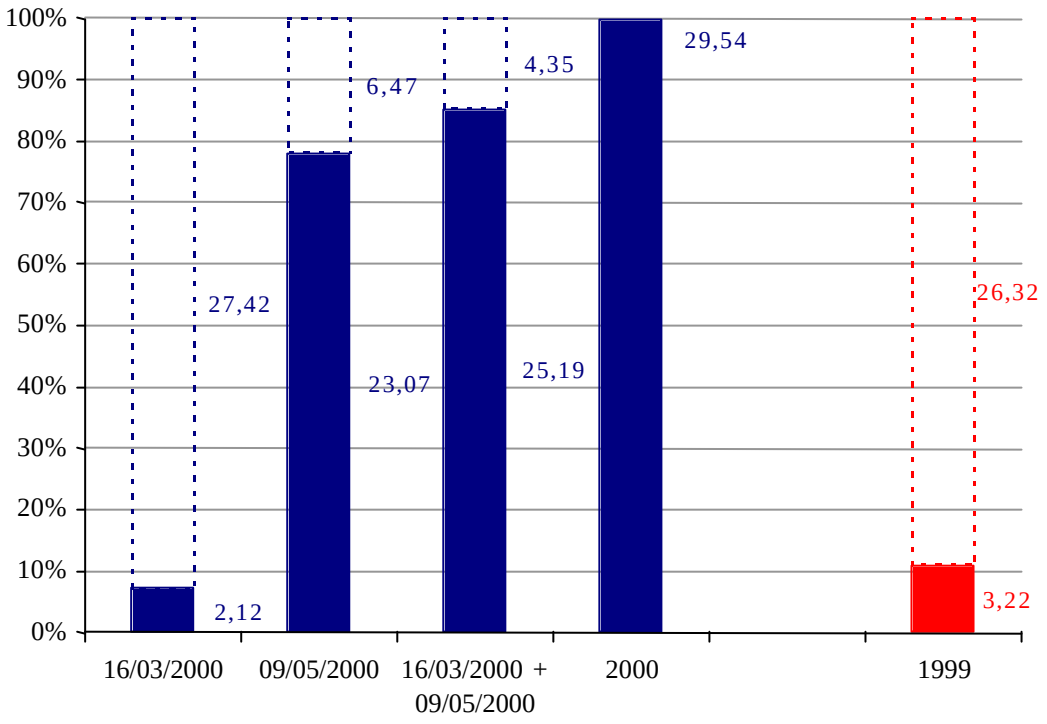
O valor de ENF, desprezando a influência dos dois grandes incidentes, ou seja, admitindo a não ocorrência dos dois incidentes, apresenta mesmo assim um valor superior ao valor de ENF registado no ano de 1999 no qual se encontram incluídos todos os incidentes (comparar valores associados à barra a traço interrompido com a designação *16/03/2000 + 09/05/2000* e a barra a cheio com a designação *1999*).

Influência dos grandes incidentes no valor do TIE durante o ano 2000

No ano de 2000, o TIE apresentou um valor aproximadamente 9 vezes superior ao registado em 1999. A figura que de seguida se apresenta permite evidenciar a contribuição de cada um dos grandes incidentes ocorridos em 2000 no valor do TIE.

Influência dos grandes incidentes no valor do TIE durante o ano 2000

(minutos)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-9

Como seria de esperar, a contribuição de cada um dos incidentes para o valor anual do TIE é idêntica à contribuição de cada um dos incidentes para o valor anual da ENF. Repare-se que o valor do TIE é calculado pelo produto do número total de minutos do período em análise, pelo quociente entre a energia eléctrica não fornecida e a energia eléctrica total que seria esperado fornecer nesse período. A contribuição de cada um dos incidentes para o valor anual de TIE foi de 7,18% (incidente de 16 de Março) e 78,10% (incidente de 9 de Maio).

Deste modo, e tal como observado para o indicador ENF, apesar da grande influência dos incidentes na degradação do desempenho da rede de transporte durante o ano de 2000, mesmo que

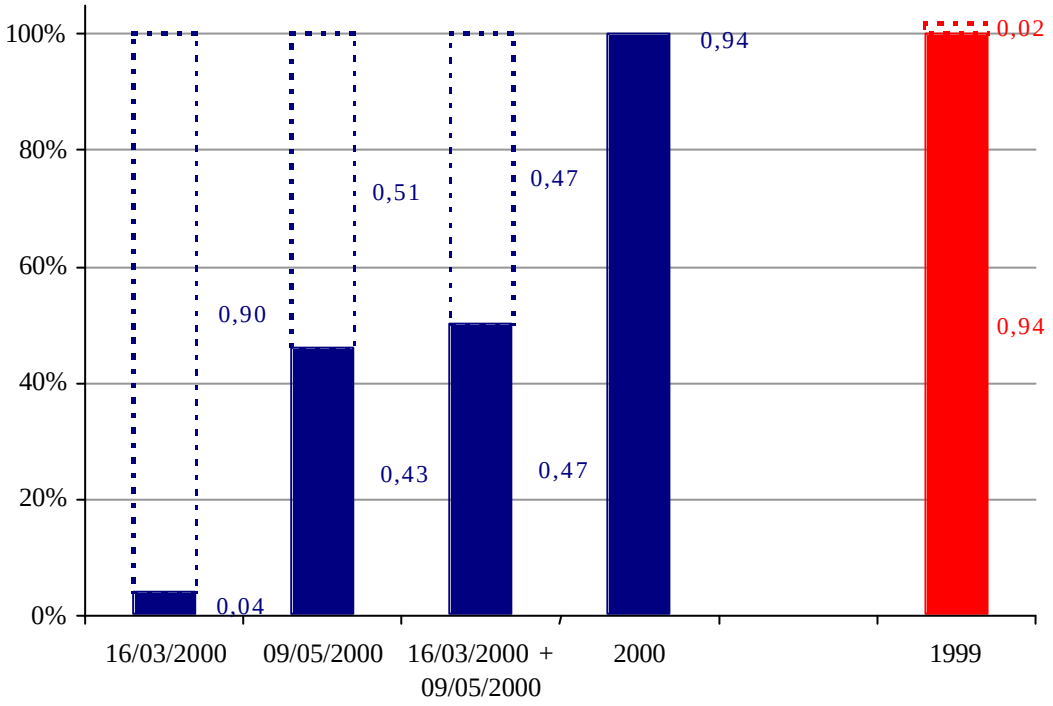
esses incidentes não tivessem ocorrido, o desempenho da rede, avaliado com base no TIE, teria registado em 2000 uma evolução negativa face a 1999.

Influência dos grandes incidentes no valor do SAIFI durante o ano 2000

Como anteriormente referido, o indicador SAIFI é o único dos indicadores analisados que no ano 2000 registou uma evolução favorável em relação a 1999.

Na figura seguinte apresenta-se a análise da influência dos grandes incidentes no valor anual do SAIFI para o ano 2000.

Influência dos grandes incidentes no valor do SAIFI durante o ano 2000



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-10

Verifica-se que o SAIFI foi o indicador menos penalizado pela ocorrência do incidente de 9 de Maio. O valor do SAIFI devido ao incidente representa 46% do valor do SAIFI de 2000.

No ano 2000, como já anteriormente referido, o valor do SAIFI foi inferior ao valor do ano precedente uma vez que, tendo-se verificado a ocorrência de igual número de interrupções com

duração superior ou igual a 1 minuto nos dois anos, em 2000 o número de pontos de entrega foi superior.

Importa, no entanto, referir que em 1999 foram registadas 22 interrupções de serviço no ponto de entrega da Quinta Grande (21 das quais com duração de um minuto e uma com duração de 1,5 minutos). Estas interrupções que ocorriam devido ao facto do ponto de entrega ser alimentado em antena ("T") a partir da linha entre a subestação do Zêzere e a subestação de Porto Alto, deixaram de se verificar durante o ano de 2000, uma vez que o ponto de entrega referido passou a dispor de uma alimentação alternativa a partir da subestação de Porto Alto.

Assim, supondo que em 1999 não tivessem ocorrido as 22 interrupções registadas no ponto de entrega da Quinta Grande, o valor de SAIFI para esse ano teria sido de 0,54 interrupções, ou seja, o SAIFI calculado para o ano 1999 corresponderia a 57,45% do SAIFI de 2000.

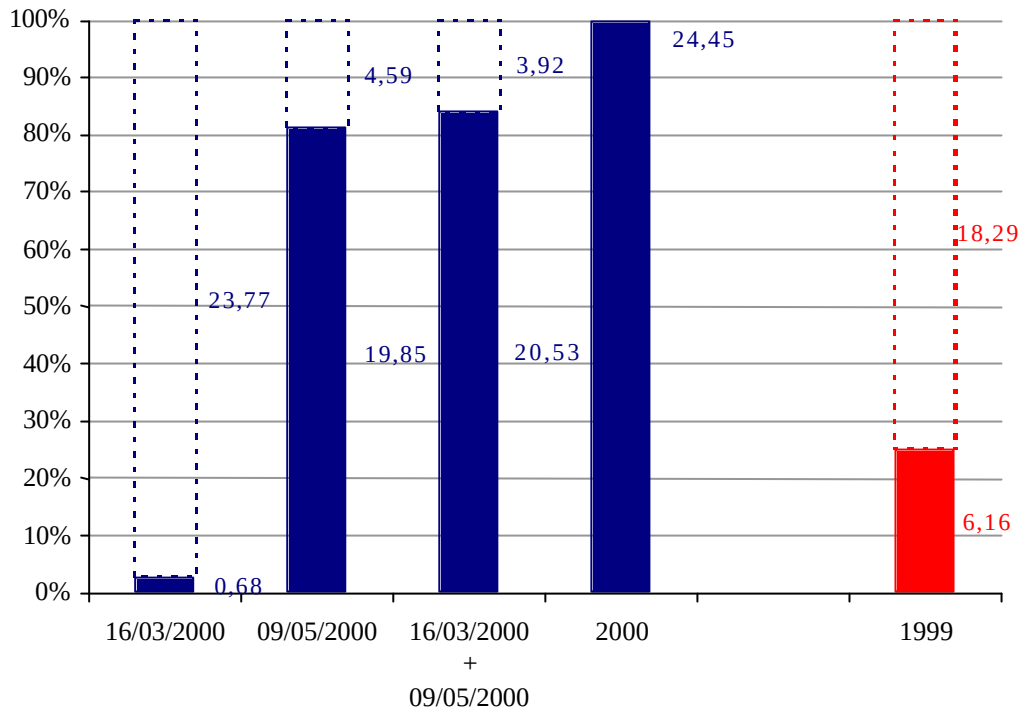
As considerações efectuadas permitem simultaneamente, analisar a influência da ocorrência de grandes incidentes e evidenciar a importância da configuração das redes no seu desempenho em termos de qualidade de serviço.

Influência dos grandes incidentes no valor do SAIDI durante o ano 2000

A figura que se segue apresenta a influência dos grandes incidentes nos valor do SAIDI no ano 2000.

Influência dos grandes incidentes no valor do SAIDI durante o ano 2000

(minutos)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-11

A influência relativa dos grandes incidentes no valor do SAIDI é igual à verificada em relação ao valor da duração total dos incidentes. Tal fica a dever-se ao facto do valor do SAIDI ser obtido pelo quociente entre a duração total das interrupções em cada situação e o número total de pontos de entrega (valor constante para um determinado ano).

Influência dos grandes incidentes no valor do SARI durante o ano 2000

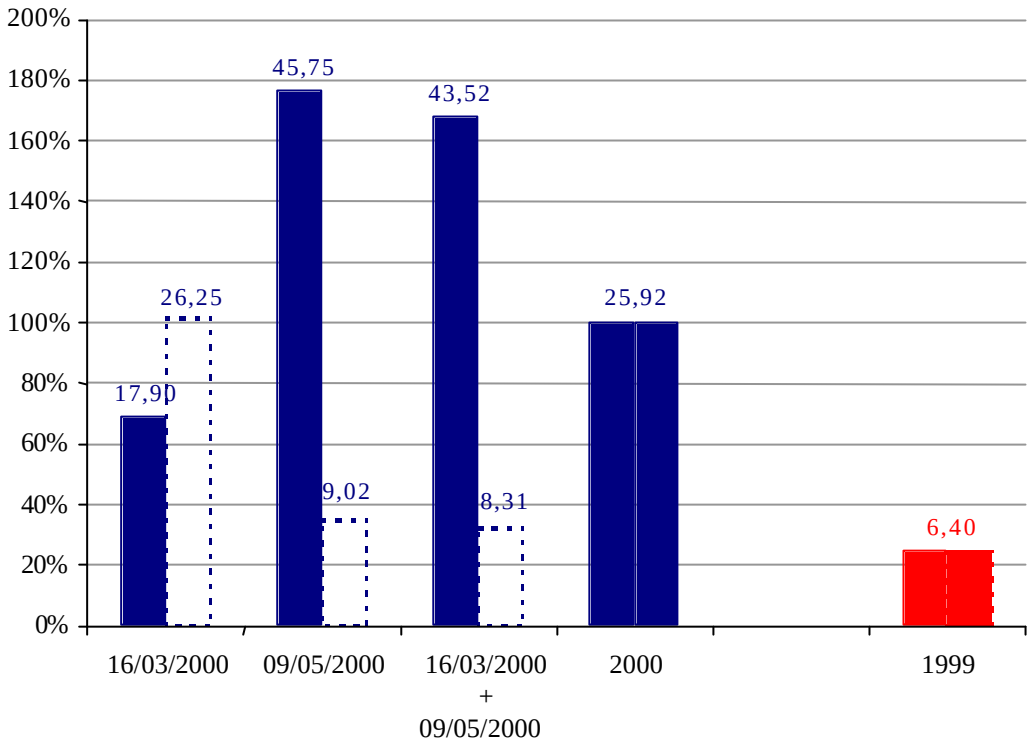
De igual modo ao efectuado para os restantes indicadores de continuidade de serviço da rede de transporte, a figura que se segue apresenta a influência dos incidentes de 16 de Março e de 9 de Maio no desempenho da rede avaliado através do indicador SARI.

O valor do SARI, para um determinado ano, resulta do quociente entre a duração total das interrupções e o número total de interrupções com duração superior ou igual a 1 minuto, que variam de acordo com as diferentes situações consideradas. Por este motivo, o valor do SARI

considerando apenas os incidentes e o valor do SARI considerando a não ocorrência dos incidentes não são complementares.

Influência dos grandes incidentes no valor do SARI durante o ano 2000

(minutos)



Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Figura 3.1-12

Por observação da figura anterior verifica-se que o valor do SARI considerando o incidente de 9 de Maio é superior ao valor deste indicador para o ano 2000. Isto significa que, considerando apenas a ocorrência do incidente de 9 de Maio o tempo médio de reposição de serviço do sistema seria superior devido ao facto da duração total das interrupções ser predominante em relação ao número de interrupções ocorridas.

A figura anterior permite também concluir que, mesmo que não tivessem ocorrido os dois grandes incidentes, o desempenho da rede de transporte em termos de SARI teria apresentado uma degradação no ano de 2000 em relação ao ano de 1999.

3.1.2.2 Qualidade da onda de tensão

De acordo com o RQS, a partir de 2001 a entidade concessionária da RNT terá que proceder anualmente à caracterização da tensão de alimentação na rede que explora, em conformidade com o plano de monitorização, aprovado pela DGE.

Para este efeito, a entidade concessionária da RNT deverá efectuar medições nos pontos de entrega de energia eléctrica estabelecidos no plano de monitorização, das seguintes características da tensão:

- Frequência.
- Valor eficaz da tensão.
- Cavas de tensão.
- Severidade da tremulação.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Distorção harmónica.

No ponto de entrega ao cliente, as características da onda de tensão, em condições normais de exploração, devem respeitar o disposto no Anexo N.º 2 do RQS.

Durante o ano 2000, a REN efectuou a monitorização das seguintes características da tensão:

- Amplitude da tensão.
- Severidade da tremulação.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Distorção harmónica.

As medições foram realizadas durante o período de uma semana nas subestações e níveis de tensão indicados no quadro que se segue.

Pontos de monitorização da qualidade da onda de tensão

Nível de tensão (kV)				Identificação	Instalação	Período de medição
400	220	150	60			
	■		■	SBL	Subestação da Batalha	22 a 29 de Maio
■	■		■	SFN	Subestação de Fanhões	24 a 31 de Maio
	■		■	SPB	Subestação de Pombal	22 a 29 de Maio
■				PCPG	Posto de Corte do Pego	20 a 28 de Junho
	■		■	SPN	Subestação do Pocinho	9 a 16 de Junho
	■		■	SVG	Subestação de Valdigem	8 a 15 de Junho
	■		■	SMC	Subestação da Mourisca	31 de Maio a 7 de Junho
	■		■	SMR	Subestação de Mougofores	31 de Maio a 7 de Junho
■				PCAL	Poste de Corte do Alto Lindoso	10 a 17 de Outubro
		■	■	SED	Subestação de Ermesinde	26 de Setembro a 3 de Outubro
	■	■	■	SVM	Subestação de Vermoim	18 a 25 de Setembro
	■			SCG	Subestação do Carregado	18 a 25 de Setembro
		■	■	SFR	Subestação da Falagueira	20 a 28 de Junho
		■	■	SZR	Subestação do Zêzere	4 a 11 de Abril

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-5

Nos pontos que se seguem é efectuada a análise dos resultados de medição obtidos para cada uma das características da tensão monitorizadas.

A definição de todas as características da onda de tensão encontra-se no Anexo I deste relatório.

3.1.2.2.1 Valor eficaz da tensão

De acordo com o estabelecido no Anexo N.º 2 do RQS, *"em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos para cada período de uma semana da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo Uc ± 5%Uc, sem ultrapassar a tensão máxima de serviço das respectivas redes".*

No quadro que se segue, são identificados os pontos de medição nos quais o valor de variação da tensão não foi respeitado, bem como o respectivo valor de tensão medido.

Pontos de medição nos quais os valores da tensão registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS

Ponto de Medição		Fase	ΔU_{max} (%)
Instalação	Nível de tensão (kV)		
Subestação de Mourisca	220	4	6,66
		8	5,43
Subestação de Mogofores	220	8	5.48
Subestação de Ermesinde	150	0	6,60
		4	7,00
		8	6,20
Subestação de Vermoim	60	8	5,03
	150	4	6,40
		8	6,90
	220	0	9,20
		4	9,40
		8	9,90
Subestação da Falagueira	150	0	5,40
		4	5,40
		8	5,53
Subestação do Zêzere	60	0	5,70
		4	5,30
		8	5,70
	150	0	5,80
		4	5,90
		8	5,60

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-6

Da análise do quadro anterior verifica-se que os limites de variação da tensão não foram respeitados em 9 medições, correspondentes a 6 instalações monitorizadas. O máximo valor registado foi a variação de 9,9% da tensão declarada nos 220 kV da subestação de Vermoim.

3.1.2.2.2 Severidade da tremulação

No Anexo N.º 2 do RQS estabelece-se que os índices de severidade da tremulação devem ser inferiores, com probabilidade de 95%, aos níveis de compatibilidade electromagnética, ou seja, a valores de Pst e Pls iguais à unidade para AT e MAT (Pst = 1 e Pls = 1).

O tempo de medição dos indicadores referidos deve ser no mínimo de uma semana.

O quadro que se apresenta de seguida, permite identificar os pontos de medição nos quais os limites regulamentares para os índices de severidade da tremulação não foram respeitados.

Pontos de medição nos quais os valores de severidade da tremulação registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS

Ponto de medição		Fase	Índices de severidade da tremulação registados	
Instalação	Nível de Tensão (kV)		Pst	Plt
Posto de Corte do Pego	400	0	1,03	1,01
		8	-	1,00
Posto de Corte do Alto Lindoso	400	4	1,21	1,19
		8	1,20	1,14
Subestação de Ermesinde	150	0	1,38	1,22
		4	1,27	1,10
		8	1,27	1,14
Subestação de Vermoim	150	0	1,29	1,15
		4	1,14	1,00
		8	1,09	-

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-7

Os quatro pontos de medição onde se verificou o incumprimento dos limites dos índices de severidade da tremulação dizem respeito aos níveis de tensão de 150 e 400 kV.

Os maiores valores de severidade da tremulação registados foram respectivamente Pst = 1,38 e Plt = 1,22, na fase 0 dos 150 kV da subestação de Ermesinde.

3.1.2.2.3 Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões

De acordo com o estabelecido no Anexo N.º 2 do RQS, *"em condições normais de exploração, nas redes de AT e MAT, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da componente directa"*.

Nos pontos da rede onde se efectuaram medições das características da onda de tensão, os valores eficazes da componente inversa das tensões situaram-se sempre abaixo do valor de referência (2% da componente inversa).

3.1.2.2.4 Distorção harmónica

O RQS recomenda a utilização dos níveis de compatibilidade apresentados a título indicativo no Anexo N.º 2, como limites de distorção harmónica na rede de transporte. Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos de cada tensão harmónica, medidos nos pontos de entrega durante pelo menos uma semana, não devem exceder os valores indicados no quadro mencionado.

Pontos de medição nos quais os valores de tensão harmónica registados não respeitavam os limites estabelecidos no RQS

Ponto de medição		Fase	Harmónica de 5.ª ordem	
Instalação	Nível de Tensão (kV)		Registo	Limite
Subestação de Fanhões	220	0	2,29	2
		4	2,31	
		8	2,17	
	400	0	2,43	
		4	2,45	
		8	2,30	

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-8

De acordo com o estabelecido regulamentarmente, os limites de variação da tensão harmónica não foram respeitados, para a tensão harmónica de 5.ª ordem, nos níveis de tensão de 220 e 400 kV da subestação de Fanhões.

Os valores da tensão harmónica de 5ª ordem que não respeitaram os limites estabelecidos variaram entre 2,17 e 2,45, verificando-se que no nível de 400 kV houve um maior afastamento em relação ao valor limite.

3.1.2.2.5 Considerações finais

Durante o ano de 2000 efectuaram-se medições de quatro das seis características da onda de tensão que, de acordo com o estabelecido no RQS, são de monitorização obrigatória a partir de 2001.

No quadro seguinte apresenta-se um resumo das medições efectuadas.

As células do quadro que se encontram sombreadas assinalam as instalação (e respectivo nível de tensão) que são pontos de entrega (coluna PdE) e as características cujo valor medido não respeitou os limites estabelecidos regulamentarmente.

Resumo dos resultados das medições da onda de tensão da RNT no ano de 2000

Instalações monitorizadas		Pontos medidos		Amplitude	Severidade da Tremulação	Desequilíbrio	Distorção
Identificação	Instalação	PdE	Nível de tensão (kV)				
PCAL	Poste de Corte do Alto Lindoso		400				
PCPG	Posto de Corte do Pego		400				
SBL	Subestação da Batalha		220				
			60				
SCG	Subestação do Carregado		220				
SED	Subestação de Ermesinde		150				
			60				
SFN	Subestação de Fanhões		400				
			220				
			60				
SFR	Subestação da Falagueira		150				
			60				
SMC	Subestação da Mourisca		220				
			60				
SMR	Subestação de Mougofores		220				
			60				

Instalações monitorizadas		Pontos medidos		Amplitude	Severidade da Tremulação	Desequilíbrio	Distorção
Identificação	Instalação	PdE	Nível de tensão (kV)				
SPB	Subestação de Pombal		220				
			60				
SPN	Subestação do Pocinho		220				
			60				
SVG	Subestação de Valdigem		220				
			60				
SVM	Subestação de Vermoim		220				
			150				
			60				
SZR	Subestação do Zêzere		150				
			60				

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Quadro 3.1-9

A análise do quadro permite verificar que as medições foram efectuadas em 27 pontos pertencentes a 14 instalações.

De acordo com o estabelecido no RQS, a qualidade da onda de tensão é caracterizada nos pontos de entrega. Os quadros anteriores permitem verificar que apenas foram efectuadas medições em 11 dos 53 pontos de entrega existentes na rede de transporte no ano 2000, sendo todos eles a 60 kV.

Das medições realizadas em pontos de entrega regista-se o não cumprimento dos limites de variação estabelecidos no RQS nas subestações de Vermoim e do Zêzere.

3.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.2.1 ZONAS GEOGRÁFICAS

O RQS veio estabelecer zonas geográficas às quais são associados níveis mínimos de qualidade de serviço que têm que ser assegurados pelos distribuidores vinculados.

As três zonas estabelecidas são designadas por Zona A, Zona B e Zona C. Às localidades classificadas como Zona A correspondem os níveis de qualidade de serviço mais exigentes e às localidades classificadas como Zona C os níveis de qualidade de serviço menos exigentes.

No Anexo IV encontram-se duas listas referentes às localidades de Portugal Continental classificadas como Zona A e B. Todas as localidades não incluídas em qualquer uma daquelas listas são classificadas como Zona C.

Nos termos estabelecidos no RQS, a caracterização geográfica apresentada manter-se-á inalterada durante o período máximo de 2001 a 2005.

No quadro que se segue apresenta-se um resumo da distribuição das localidades e clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS.

Distribuição das localidades e clientes de energia eléctrica de Portugal Continental de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no RQS

Zona	Localidades		Clientes	
	número	%	Número	%
A	20	0,53	1 205 282	22,54
B	167	4,42	1 641 550	30,70
C	3 593	95,05	2 500 189	46,76
Total	3 780	100,00	5 347 021	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-1

3.2.2 QUALIDADE TÉCNICA

3.2.2.1 Continuidade de serviço

3.2.2.1.1 Qualidade geral

Indicadores de continuidade de serviço

O n.º 2 do artigo 14.º do RQS estabelece que cada distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço das redes que explora através da determinação de indicadores gerais de continuidade de serviço para as diversas redes.

A determinação dos indicadores deverá ser efectuada para as diferentes zonas geográficas (Zona A, Zona B e Zona C) e discriminadas por interrupções previstas e interrupções acidentais.

As redes de MT deverão ser caracterizadas pelos seguintes indicadores:

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada - TIEPI (h/ano).
- Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI MT.
- Duração média das interrupções do sistema - SAIDI MT (minutos).

As redes de BT deverão ser caracterizadas pelos indicadores:

- Frequência média de interrupções do sistema - SAIFI BT.
- Duração média das interrupções do sistema - SAIDI BT (minutos).

Relativamente ao ano 2000, a EDP Distribuição disponibilizou informação sobre os cinco indicadores referidos, desagregada para cada uma das 14 áreas em que se subdividem territorialmente as suas redes.

Para cada uma das 14 Áreas de Rede, a informação encontra-se discriminada por trimestre. Os indicadores foram calculados considerando todas as ocorrências acidentais e previstas com duração superior a 3 minutos.

Foram ainda disponibilizados os valores dos indicadores SAIFI e SAIDI, para a MT e BT, discriminados por zona geográfica.

Nos pontos que se seguem é realizada a análise temporal e geográfica do desempenho das redes da EDP Distribuição.

A análise temporal é realizada com base nos valores trimestrais e anuais registados para a EDP Distribuição e valores máximos e mínimos registados no conjunto das 14 Áreas de Rede nos períodos correspondentes.

Na análise geográfica caracteriza-se o desempenho anual de cada uma das Áreas de Rede e da EDP Distribuição.

A análise apresentada neste capítulo reporta-se ao ano de 2000 por inexistência de valores comparáveis para anos anteriores, com excepção da informação referente ao indicador TIEPI.

Os concelhos abrangidos por cada uma das Áreas de Rede são indicados no Anexo V.

No Anexo VI, os quadros TIEPI, SAIFI MT, SAIFI BT, SAIDI MT e SAIDI BT contêm os valores dos indicadores enviados pela EDP Distribuição utilizados na construção dos gráficos que se apresentam nesta secção.

A definição dos indicadores encontra-se no Anexo I.

Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada - TIEPI

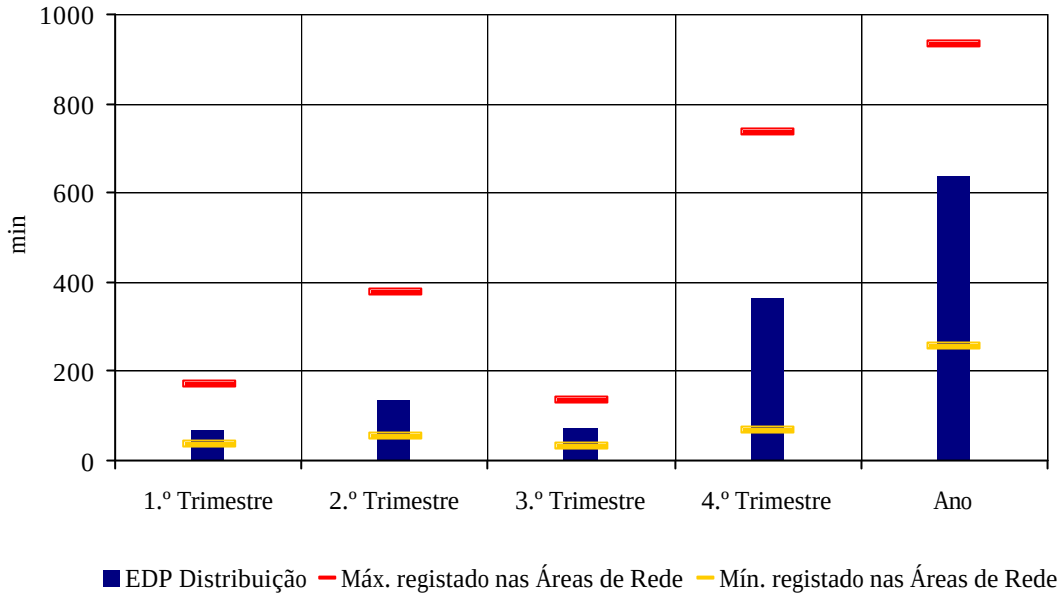
O indicador TIEPI fornece indicação da duração da interrupção da potência instalada nos postos de transformação de serviço público (pertencentes à empresa de distribuição de energia eléctrica) e particulares (pertencentes a clientes) equivalente à totalidade das interrupções registadas na rede de distribuição de MT.

As figuras a seguir apresentadas permitem caracterizar o desempenho da rede de distribuição considerando o indicador TIEPI.

O valor anual do TIEPI da EDP Distribuição foi de 637,86 minutos. O maior valor anual registou-se na Área de Rede Vale do Tejo (933,64 minutos) e o menor valor anual na Área de Rede Grande Lisboa (257,49 minutos).

Na figura que se segue é possível observar não só os valores máximo e mínimo registados para o TIEPI no ano de 2000, referidos no parágrafo anterior, mas também os valores trimestrais correspondentes.

Valores do TIEPI no ano 2000



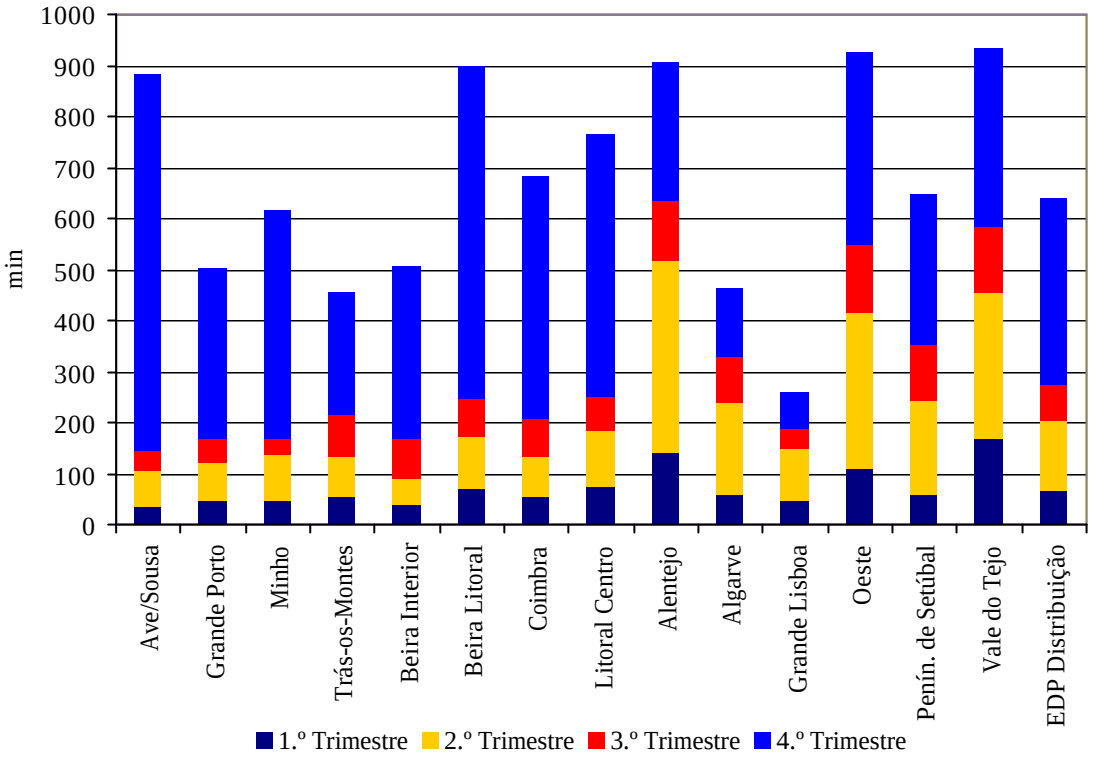
Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-1

Os valores trimestrais do TIEPI da EDP Distribuição variaram entre 65,88 minutos no primeiro trimestre e 363,46 minutos no quarto trimestre. O melhor desempenho trimestral verificou-se na Área de Rede Minho com o valor de 33,13 minutos e o pior desempenho trimestral ocorreu no quarto trimestre na Área de Rede Ave/Sousa com 736,82 minutos.

Os valores do TIEPI registados em cada uma das Áreas de Rede e na EDP Distribuição são representados na figura seguinte.

Valores do TIEPI no ano 2000 discriminados por Área de Rede



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-2

Por observação da figura verifica-se que a Área de Rede Grande Lisboa se destaca pelos seus baixos valores de TIEPI.

As Áreas de Rede Ave/Sousa, Beira Litoral, Alentejo, Oeste e Vale do Tejo destacam-se pelos elevados valores do TIEPI.

A Área de Rede Minho, apesar de apresentar maior dispersão entre os valores máximos e mínimos registados trimestralmente, em termos de valor anual é a que apresenta um desempenho mais próximo do verificado para a totalidade da empresa de distribuição.

Durante o ano de 2000 verificou-se de forma geral que:

- O pior desempenho (correspondente aos valores mais elevados do TIEPI) se registou no 4.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Alentejo, Algarve e Grande Lisboa que tiveram o seu pior desempenho no 2.º trimestre.

- O melhor desempenho (correspondente aos valores mais baixos do TIEPI) se registou no 1.º trimestre com excepção das Áreas de Rede Minho, Litoral Centro, Alentejo, Grande Lisboa e Vale do Tejo que registaram um melhor desempenho no 3.º trimestre.

Finalmente, importa assinalar a evolução desfavorável deste indicador, que registou, em 2000, um valor muito superior ao verificado em 1999. Com efeito, o valor deste indicador para a totalidade da rede da EDP Distribuição registou, em 2000, o valor de 637,86 minutos, aproximadamente 75% superior ao verificado em 1999 (364,8 minutos).

Frequência Média de Interrupção do Sistema - SAIFI

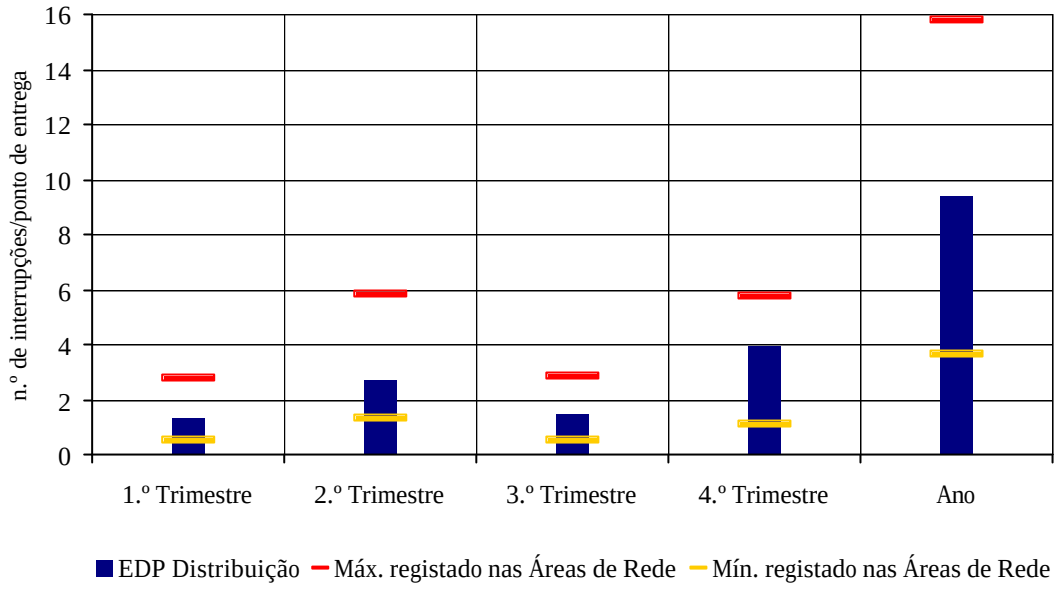
O SAIFI é o indicador geral de qualidade de serviço que permite avaliar a frequência média de ocorrência de interrupções na rede de distribuição, em MT ou BT, atendendo, respectivamente, ao número total de interrupções verificadas e ao número total de pontos de entrega em MT e BT.

Nos dois pontos que se seguem é efectuada, separadamente, a análise do SAIFI para a MT (SAIFI MT) e do SAIFI para a BT (SAIFI BT).

Frequência Média de Interrupção do Sistema para a MT - SAIFI MT

Na figura que se segue pode observar-se o desempenho global da rede de MT da EDP Distribuição de acordo com os valores de SAIFI registados.

Valores do SAIFI MT no ano 2000



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

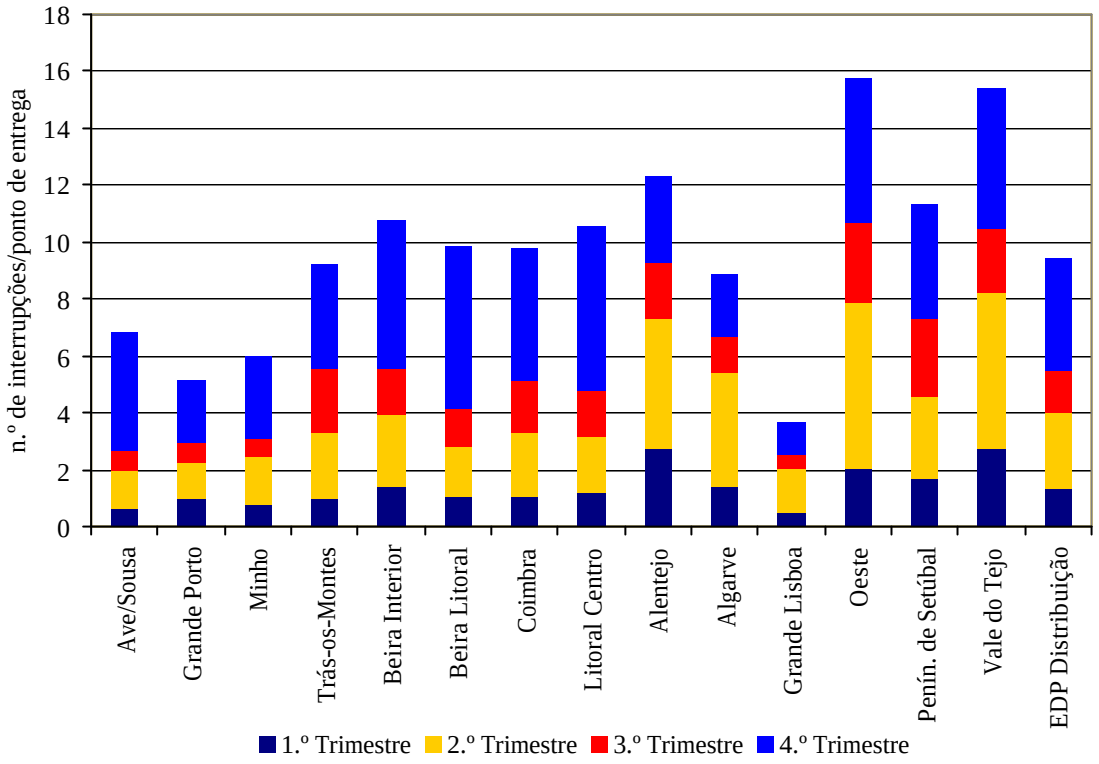
Figura 3.2-3

Durante o ano de 2000, o SAIFI MT registou o valor de 9,39 interrupções por ponto de entrega. O valor máximo registado verificou-se na Área de Rede Vale do Tejo e o valor mínimo na Área de Rede Grande Lisboa, respectivamente com 15,78 e 3,64 interrupções por ponto de entrega.

A análise trimestral revela que no 4.º trimestre a rede registou o pior desempenho, tendo o 1.º e o 3.º trimestres (com valores próximos) apresentado os melhores desempenhos do ano.

A figura que se segue apresenta os valores do SAIFI MT por Área de Rede.

Valores do SAIFI MT no ano 2000 discriminados por Área de Rede



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-4

Por observação da figura anterior, a Área de Rede Grande Lisboa destaca-se pelos baixos valores de SAIFI MT e as Áreas de Rede Oeste e Vale do Tejo pelos elevados valores do SAIFI MT.

Dada a aproximação dos valores registados na EDP Distribuição e nas Áreas de Rede Beira Litoral e Coimbra, pode considerar-se que no ano de 2000 estas áreas tiveram um desempenho de qualidade de serviço, avaliado através do SAIFI MT, representativo do verificado no país.

Durante o ano de 2000 verificou-se de forma geral que:

- O pior de desempenho (correspondente aos valores mais elevados do SAIFI MT) se registou no 4.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Alentejo, Algarve, Grande Lisboa, Oeste e Vale do Tejo que tiveram o seu pior desempenho no 2.º trimestre.
- O melhor desempenho (correspondente aos valores mais baixos do SAIFI MT) se registou no 1.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Porto, Minho, Alentejo, Algarve e Vale do Tejo que registaram um melhor desempenho no 3.º trimestre.

De acordo com informação da EDP Distribuição constante do documento "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000", os valores de SAIFI MT, discriminados por zona geográfica, foram os seguintes (expressos em interrupções por ponto de entrega):

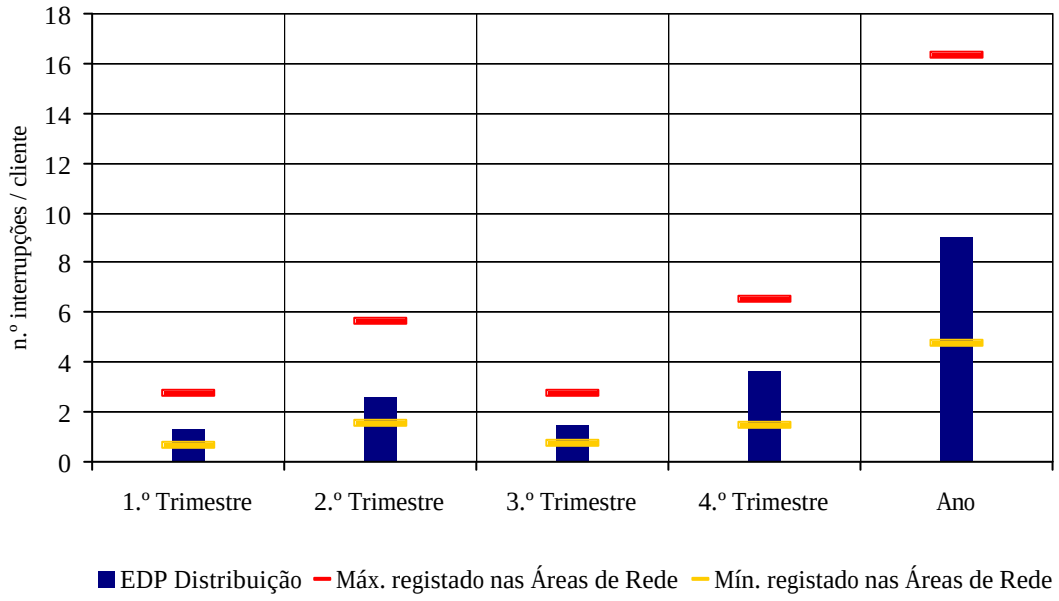
- Zona A – 4,1
- Zona B – 7,5
- Zona C – 10,5

Frequência Média de Interrupção do Sistema para BT - SAIFI BT

O valor do SAIFI BT registado no ano 2000 para a rede de BT pertencente à EDP Distribuição foi de 8,97 interrupções por cliente. Os valores anuais extremos (máximo e mínimo) do SAIFI BT foram de 16,31 e 4,73 interrupções por cliente e verificaram-se respectivamente nas Áreas de Rede Vale do Tejo e Grande Lisboa.

A figura que se segue permite realizar o mesmo tipo de análise para os diferentes trimestres.

Valores do SAIFI BT no ano 2000



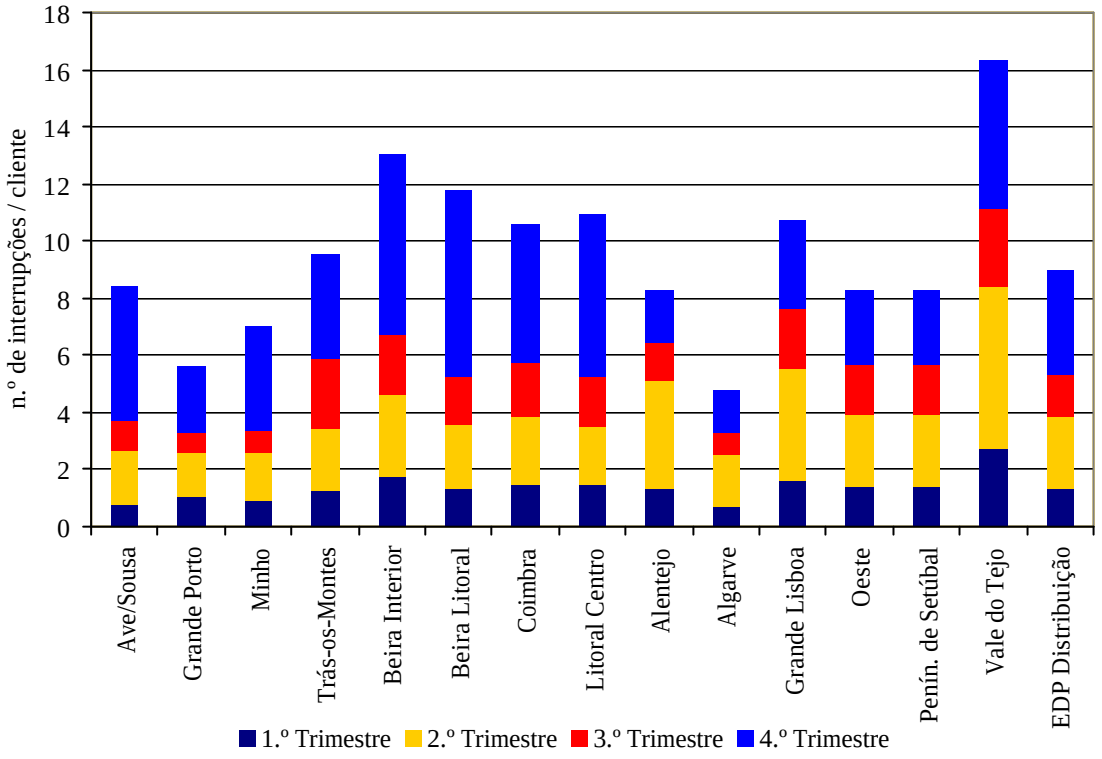
Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-5

A figura anterior permite verificar que a rede de distribuição de BT (considerando o indicador em análise) teve o pior desempenho no 4.º trimestre. O 1.º e 3.º trimestres apresentam os melhores valores trimestrais.

Na figura que se segue são apresentados os valores do SAIFI BT por Área de Rede.

Valores do SAIFI BT no ano 2000 discriminados por Área de Rede



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-6

Verifica-se que os valores do SAIFI BT registados em cada uma das Áreas de Rede são muito variáveis, destacando-se, no entanto, a Área de Rede Algarve e Vale do Tejo que apresentam respectivamente, os valores mais favoráveis e desfavoráveis deste indicador.

Comparando os valores anuais registados nas diferentes Áreas de Rede com o valor anual da EDP Distribuição, conclui-se que, no ano de 2000, o desempenho da Área de Rede Trás-os-Montes é representativo do desempenho da totalidade das redes de BT em termos do valor de SAIFI BT.

Durante o ano de 2000 verificou-se, de forma geral, que:

- O pior desempenho (correspondente aos valores mais elevados do SAIFI BT) se registou no 4.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Alentejo, Algarve, Grande Lisboa e Vale do Tejo que tiveram o seu pior desempenho no 2.º trimestre.
- O melhor desempenho (correspondente aos valores mais baixos do SAIFI BT) se registou no 1.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Grande Porto e Minho que registaram um melhor desempenho no 3.º trimestre.

De acordo com informação da EDP Distribuição constante do documento "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000", os valores de SAIFI BT, discriminados por zona geográfica, foram os seguintes (expressos em interrupções por cliente):

- Zona A – 4,3
- Zona B – 6,9
- Zona C – 10,6

Duração Média das Interrupções do Sistema - SAIDI

O SAIDI é o indicador geral de qualidade de serviço que permite avaliar a duração média das interrupções na rede de distribuição, em MT ou BT, atendendo respectivamente, à duração total das interrupções verificadas e ao número total de clientes em MT e BT.

De igual modo ao efectuado para o indicador SAIFI, nos dois pontos que se seguem é efectuada separadamente a análise do SAIDI para a MT (SAIDI MT) e do SAIDI para a BT (SAIDI BT).

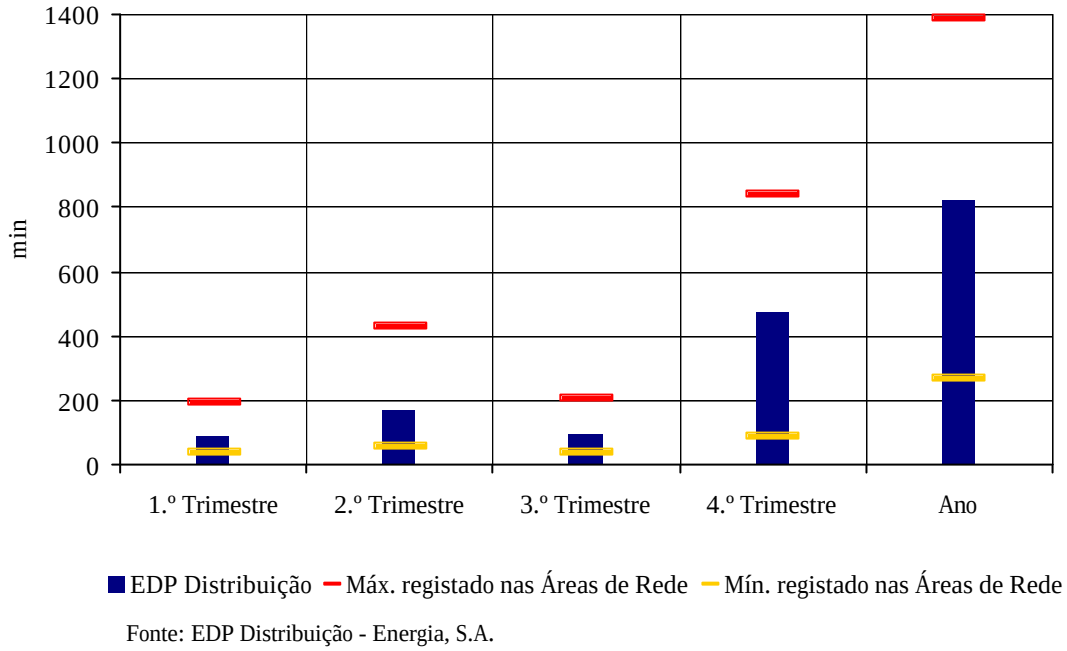
Duração Média das Interrupções do Sistema em MT - SAIDI MT

Durante o ano 2000, a EDP Distribuição registou um valor de SAIDI MT de 819,53 minutos por ponto de entrega, ou seja, em média cada ponto de entrega em MT registou uma interrupção no fornecimento de energia eléctrica de aproximadamente 13,65 horas por ano (mais de 1 hora por mês).

O valor máximo anual foi de 1385,11 minutos por ponto de entrega em MT e o valor mínimo anual foi de 266,26 minutos por ponto de entrega em MT registados, respectivamente nas Áreas de Rede Oeste e Grande Lisboa.

A figura que se segue permite analisar o desempenho da rede de distribuição em MT nos diferentes trimestres de 2000.

Valores do SAIDI MT no ano 2000



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

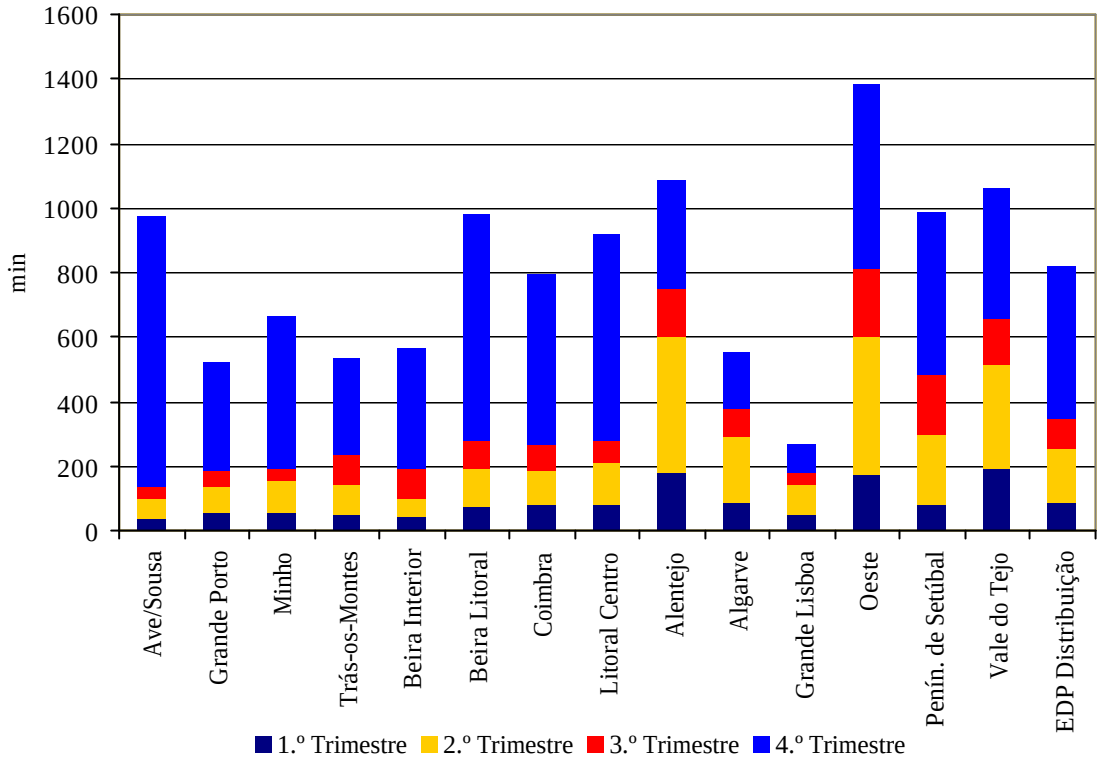
Figura 3.2-7

Na figura apresentada realça-se de forma evidente, o 4.º trimestre pelos valores elevados apresentados em relação aos restantes trimestres.

O 1.º e 3.º trimestre são os que apresentam valores mais baixos, sendo os valores homólogos do 4.º trimestre (valor máximo, valor da EDP Distribuição e valor mínimo) aproximadamente 9, 7 e 8 vezes superiores.

A figura que se segue permite analisar o desempenho das diversas Áreas de Rede em termos de SAIDI MT.

Valores do SAIDI MT no ano 2000 discriminados por Área de Rede



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-8

Das 14 Áreas de Rede existentes, a Área de Rede Oeste apresentou o valor anual de SAIDI MT mais elevado, enquanto que a Área de Rede Grande Lisboa registou os valores de SAIDI MT mais baixos (valor anual, máximo trimestral e mínimo trimestral).

Nas Áreas de Rede Ave/Sousa e Beira Litoral verifica-se uma grande diferença de valores entre o valor máximo trimestral e valor mínimo trimestral registados.

De acordo com os valores de SAIDI MT apresentados, o desempenho anual da Área de Rede Coimbra é de forma evidente o que mais se assemelha ao desempenho global da EDP Distribuição.

Durante o ano de 2000 verificou-se, de forma geral, que:

- O pior de desempenho (correspondente aos valores mais elevados do SAIDI MT) se registou no 4.º trimestre com excepção das Áreas de Rede Alentejo, Algarve e Grande Lisboa que tiveram o seu pior desempenho no 2.º trimestre.

- O melhor desempenho (correspondente aos valores mais baixos do SAIFI MT) se registou no 1.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Grande Porto, Minho, Litoral Centro, Alentejo, Algarve e Grande Lisboa que registaram um melhor desempenho no 3.º trimestre.

De acordo com informação da EDP Distribuição constante do documento "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000", os valores de SAIDI MT, discriminados por zonas geográficas, foram os seguintes (expressos em minutos por ponto de entrega):

- Zona A – 235
- Zona B – 574
- Zona C – 1034

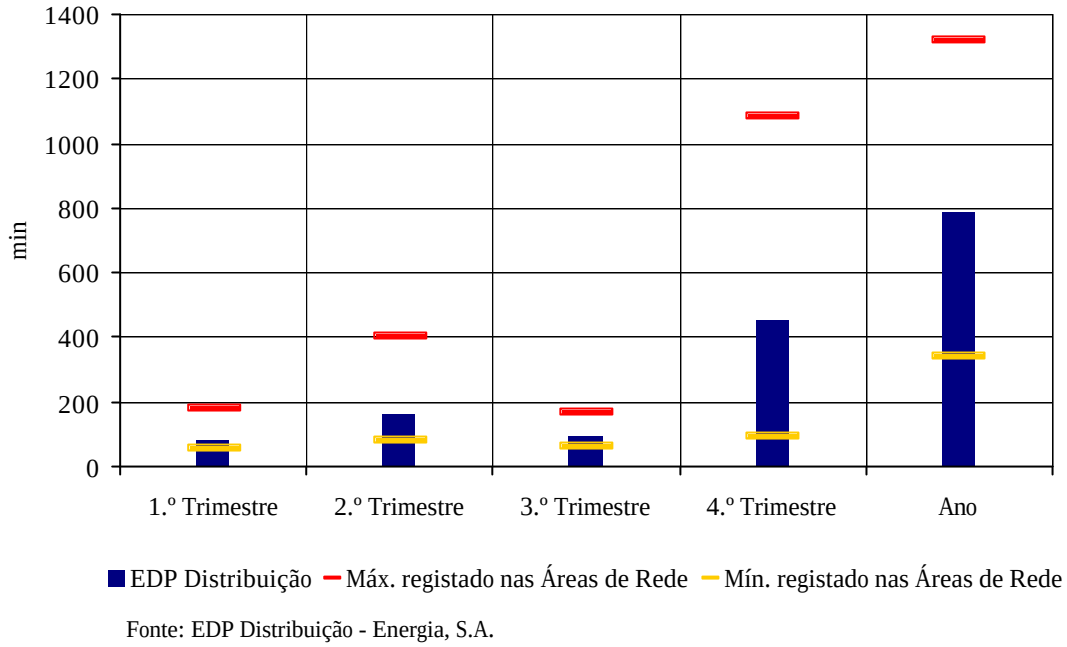
Duração Média das Interrupções do Sistema em BT - SAIDI BT

No ano de 2000, a EDP Distribuição registou um valor global do SAIDI BT de 787,94 minutos por cliente em BT. Este valor corresponde a um valor médio de 13,13 horas, o que significa que em média, cada cliente de BT, foi privado de fornecimento de energia eléctrica durante aproximadamente uma hora por mês.

O valor máximo anual foi de 1318,95 minutos e o valor mínimo anual foi de 343,61 minutos, sendo registados, respectivamente, na Área de Rede Ave/Sousa e Grande Lisboa.

A figura que se segue permite observar a variação dos valores de SAIDI BT verificados nos diferentes trimestres do ano de 2000.

Valores do SAIDI BT no ano 2000



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

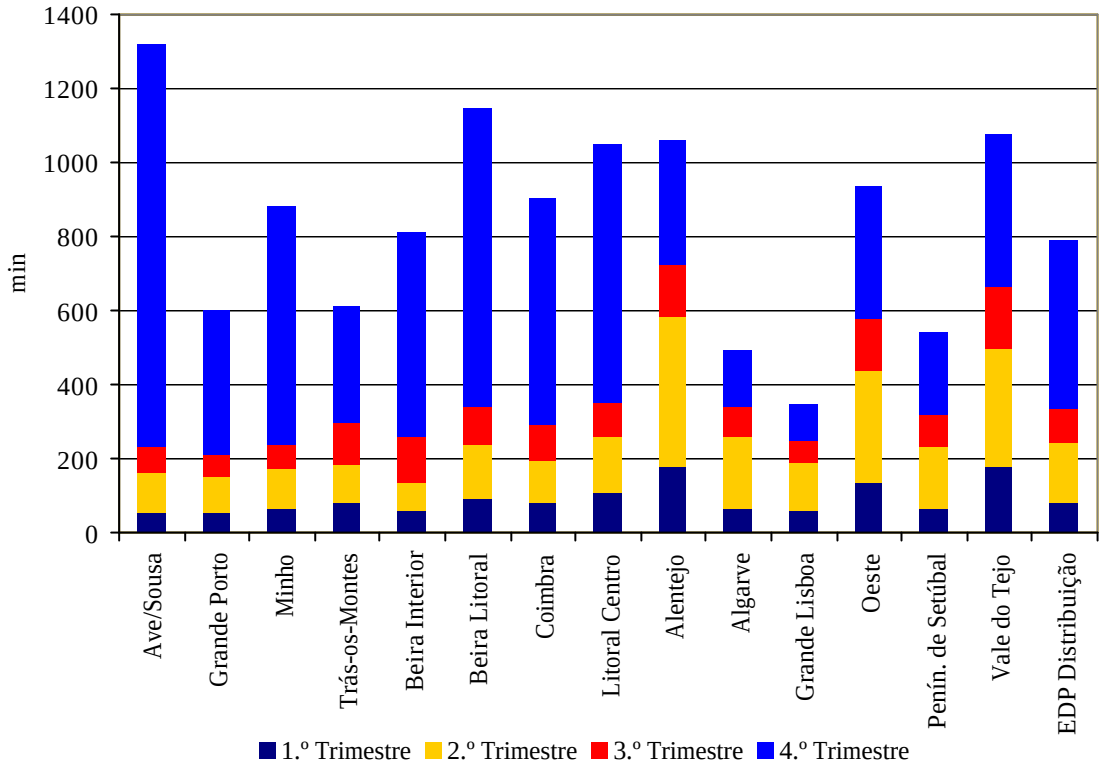
Figura 3.2-9

Tal como verificado com o indicador SAIDI MT, o 4.º trimestre destaca-se pelos seus elevados valores de SAIFI BT tendo o 1.º e 3.º trimestres apresentado os valores trimestrais mais baixos.

Os valores trimestrais do SAIDI BT registados no 4.º trimestre (valores máximos, valor EDP Distribuição e valor mínimo) são, em relação aos respectivos valores homólogos dos 1.º e 3.º trimestres, aproximadamente 9, 7 e 6 vezes superiores.

A avaliação do desempenho de cada uma das Áreas de Rede em função do SAIDI BT apresenta-se na figura seguinte.

Valores do SAIDI BT no ano 2000 discriminados por Área de Rede



Fonte: EDP Distribuição - Energia, S.A.

Figura 3.2-10

Do conjunto das Áreas de Rede destaca-se a Área de Rede Ave/Sousa, não só por apresentar de forma evidente o valor mais elevado do SAIDI BT (1318,95 minutos), mas também por apresentar simultaneamente o mais elevado e o mais baixo dos valores trimestrais, respectivamente 1085,95 minutos e 54,63 minutos. Ou seja, a Área de Rede Ave/Sousa apresentou no 1.º e 4.º trimestre, respectivamente, o melhor e o pior desempenho no conjunto das 14 Áreas de Rede.

Esta dispersão de valores associada à Área de Rede Ave/Sousa já tinha sido identificada para o indicador SAIDI MT.

Tal como verificado para o SAIDI MT, a Área de Rede Grande Lisboa destaca-se pelos baixos valores de SAIDI BT registados.

Em termos de valores anuais, verifica-se que a Área de Rede Beira Interior é a que mais se assemelha ao verificado para a globalidade da rede de distribuição de BT da EDP Distribuição. Realça-se, no entanto, que em relação aos valores trimestrais a Área de Rede referida apresenta uma dispersão bastante superior à apresentada pela EDP Distribuição.

Durante o ano de 2000 verificou-se, de forma geral, que:

- O pior de desempenho (correspondente aos valores mais elevados do SAIDI BT) se registou no 4.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Alentejo, Algarve e Grande Lisboa que tiveram o seu pior desempenho no 2.º trimestre. Saliente-se que em relação ao SAIDI MT as diferentes Áreas de Rede apresentaram idêntico desempenho.
- O melhor desempenho (correspondente aos valores mais baixos do SAIDI BT) se registou no 1.º trimestre, com excepção das Áreas de Rede Porto, Litoral Centro, Alentejo e Vale do Tejo que registaram um melhor desempenho no 3.º trimestre.

De acordo com informação da EDP Distribuição constante do documento "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000", os valores de SAIDI BT, discriminados por zonas geográficas, foram os seguintes (expressos em minutos por cliente):

- Zona A – 248
- Zona B – 506
- Zona C – 1070

Síntese dos valores dos indicadores de continuidade de serviço

Durante o ano de 2000, a EDP Distribuição realizou a caracterização da rede de distribuição, para a sua totalidade e para cada uma das 14 Áreas de Rede com base em cinco indicadores gerais de continuidade de serviço.

Como referido ao longo do texto, quanto mais elevados forem os indicadores de continuidade de serviço, pior é o desempenho da rede por eles caracterizada.

Os indicadores de continuidade de serviço relativos à totalidade da rede de distribuição registaram os seguintes valores anuais:

- TIEPI: 637,86 minutos.
- SAIFI MT: 9,39 interrupções/ponto de entrega.
- SAIFI BT: 8,97 interrupções/cliente.
- SAIDI MT: 819,53 minutos.
- SAIDI BT: 787,94 minutos.

Relativamente ao desempenho das diferentes Áreas de Rede, os indicadores variaram entre os seguintes valores anuais:

- TIEPI: 257,49 minutos na Área de Rede Grande Lisboa a 933,64 minutos na Área de Rede Vale do Tejo.
- SAIFI MT: 3,64 interrupções por ponto de entrega na Área de Rede Grande Lisboa a 15,78 interrupções por ponto de entrega na Área de Rede Oeste.
- SAIFI BT: 4,73 interrupções por cliente na Área de Rede Algarve e 16,3 interrupções por cliente na Área de Rede Vale do Tejo.
- SAIDI MT: 266,26 minutos na Área de Rede Grande Lisboa a 1385,11 minutos na Área de Rede Oeste.
- SAIDI BT: 343,61 minutos na Área de Rede Grande Lisboa a 1318,95 minutos na Área de Rede Ave/Sousa.

Para cada Área de Rede e para a totalidade da rede de distribuição, a EDP Distribuição apresentou os valores dos indicadores discriminados para cada um dos trimestres de 2000.

Os valores registados trimestralmente para a totalidade da rede de distribuição apresentaram os seguintes valores mínimos e máximos:

- TIEPI: 65,88 minutos no 1.º trimestre e 363,46 minutos no 4.º trimestre.
- SAIFI MT: 1,32 interrupções por ponto de entrega no 1.º trimestre e 3,94 interrupções por ponto de entrega no 4.º trimestre.
- SAIFI BT: 1,30 interrupções por cliente no 1.º trimestre e 3,64 interrupções por cliente no 4.º trimestre.
- SAIDI MT: 87,45 minutos no 1.º trimestre e 474,76 minutos no 4.º trimestre.
- SAIDI BT: 83,35 minutos no 1.º trimestre e 451,94 minutos no 4.º trimestre.

Considerando as diferentes Áreas de Rede, os valores trimestrais de cada um dos indicadores registaram os seguintes valores extremos:

- TIEPI: 33,13 minutos no 3.º trimestre (Área de Rede Minho) e 736,82 minutos no 4.º trimestre (Área de Rede Ave/Sousa).
- SAIFI MT: 0,51 interrupções por ponto de entrega (Área de Rede Grande Lisboa) no 1.º trimestre e 5,83 interrupções por ponto de entrega no 4.º trimestre (Área de Rede Oeste).

- SAIFI BT: 0,68 interrupções por cliente no 1.º trimestre (Área de Rede Grande Lisboa) e 6,50 interrupções por cliente no 4.º trimestre (Área de Rede Beira Litoral).
- SAIDI MT: 34,42 minutos no 3.º trimestre (Área de Rede Grande Lisboa) e 840,27 minutos no 4.º trimestre (Área de Rede Ave/Sousa).
- SAIDI BT: 54,63 minutos no 1.º trimestre (Área de Rede Ave/Sousa) e 1085,95 minutos no 4.º trimestre (Área de Rede Ave/Sousa).

De uma forma geral, as diferentes Áreas de Rede tiveram o pior desempenho no 4.º trimestre e o melhor desempenho no 1.º trimestre.

No que diz respeito ao ano de 2000, por comparação dos valores registados para a totalidade da rede de distribuição com os valores das diferentes Áreas de Rede são identificadas seguidamente aquelas que, para cada um dos indicadores, apresentaram um desempenho idêntico ao da totalidade da rede de distribuição em análise:

- TIEPI: Minho.
- SAIFI MT: Beira Litoral, Coimbra.
- SAIFI BT: Trás-os-Montes.
- SAIDI MT: Coimbra.
- SAIDI BT: Beira Interior.

Ocorrências nas redes de distribuição de AT, MT e BT

Na presente secção é realizada de forma sumária a análise das ocorrências registadas pela EDP Distribuição nas redes de distribuição de AT, MT e BT, de acordo com a informação constante no documento "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000".

Tipos de ocorrências na rede de AT

Tipos de Ocorrências	Duração (min)	Origens das ocorrências	
		Rede AT	Outras
Incidentes que não originaram interrupção	-	147	14
Religações (com tempos inferiores a 0,3 segundos)	-	334	-
Incidentes de curta duração	$t \leq 3$	258	46
Incidentes de longa duração	$3 < t \leq 240$	325	104
Incidentes de muito longa duração	$t > 240$	15	4
Trabalhos programados de curta duração com ENF	$t \leq 3$	10	0
Trabalhos programados de longa duração com ENF	$t > 3$	13	0
Total		1102	168

Nota: nas colunas relativas a "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem nas instalações da RNT, Rede MT e dos clientes AT que provocaram perturbação na rede AT da EDP Distribuição. Não estão contabilizadas as interrupções de muito curta duração originadas por religações na Rede Nacional de Transporte.

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-2

A análise do quadro anterior permite verificar que os incidentes de muito curta duração (incidentes que não originaram interrupções no fornecimento e religações com tempos inferiores a 0,3 segundos) e de curta duração corresponderam a mais de metade de todas as ocorrências verificadas na rede de AT.

A análise das origens das ocorrências de longa e muito longa duração que afectaram a rede de AT permite concluir que o impacte dos incidentes com origem na rede de transporte nos indicadores de continuidade de serviço da rede de distribuição em AT foi muito significativo, designadamente o incidente ocorrido em 9 de Maio.

A análise do quadro seguinte permite concluir que as ocorrências com origem externa à rede de distribuição em AT teve um peso superior a 50% na ENF.

Origem das ocorrências na rede de AT

Origem	N.º	ENF (MWh)
RNT	28	2 329
Rede AT	353	2 999
Rede MT	77	912
Outros	3	25
Total	461	6 265

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-3

O quadro seguinte apresenta as causas das ocorrências na rede de AT, sendo de referir que o impacte das causas estranhas à rede AT e as causas atmosféricas representaram, conjuntamente, cerca de 65% do total da ENF.

Causas das ocorrências na rede de AT

Causas	N.º	ENF (MWh)
Imputáveis à Rede AT	161	1 658
Estranhas à Rede AT	108	3368
Causas Atmosféricas	99	706
Causas Desconhecidas	80	413
Programadas	13	120
Total	461	6 265

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-4

No quadro seguinte apresentam-se os valores associados às ocorrências registadas na rede de MT.

Tipos de ocorrências na rede de MT

Tipos de Ocorrências	Duração (min)	Origens das ocorrências	
		Rede MT	Outras
Religações	t > 1	11 077	4
Incidentes de curta duração	1≤t≤3	4 663	5
Incidentes de longa duração	t > 3	10 718	144
Trabalhos programados de muito curta duração	t < 1	192	2
Trabalhos programados de curta duração	t≤3	417	5
Trabalhos programados de longa duração	t > 3	5 488	216
Total		32 555	376

Nota: nas colunas relativas a "Outras" estão contabilizadas as ocorrências que tiveram origem nas instalações da rede BT da EDP Distribuição e dos clientes MT que provocaram perturbação na rede MT da EDP Distribuição.

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-5

No quadro seguinte é apresentada informação relativa às origens de todas as ocorrências de longa e muito longa duração que afectaram a rede de MT. A análise desta informação permite verificar a grande influência da rede de MT na qualidade de serviço (cerca de 85% do total da ENF).

Origens das ocorrências da rede de MT

Origem	N.º	ENF (MWh)
RNT	121	2 559
Rede AT	557	2 848
Rede MT	16 206	32 366
Outros	360	124
Total	17 244	37 897

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-6

Registe-se ainda que as ocorrências com origem na rede de transporte, apesar da gravidade dos grandes incidentes de 16 de Março e 9 de Maio, representaram somente cerca de 6,7% do valor total da ENF.

No quadro seguinte apresenta-se a distribuição das causas das ocorrências de longa e muito longa duração que tiveram origem na própria rede de MT, sendo de referir que as causas atmosféricas foram responsáveis por cerca de 39,4% do total da ENF.

Causas das ocorrências na rede de MT

Tipo de causas	N.º	ENF (MWh)
Imputáveis à Rede	3 148	6 927
Estranhas à Rede	1 622	3 234
Causas Atmosféricas	2 812	12 771
Causas Desconhecidas	3 136	6 444
Programadas	5 488	2 990
Total	16 206	32 366

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-7

No quadro seguinte apresentam-se as ocorrências que tiveram origem nas redes de BT da EDP Distribuição e nas instalações dos respectivos clientes.

Tipos de ocorrência na rede BT

Tipos	Origens	
	Rede BT	Cliente
Incidentes de longa duração	31 550	103 834
Trabalhos programados	6 747	-
Total	38 297	103 834

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Quadro 3.2-8

A análise do quadro anterior permite destacar o elevado número de incidentes registados nas instalações dos clientes (73% do total).

3.2.2.1.2 Qualidade individual

O artigo 16.º do RQS estabelece que os distribuidores vinculados devem determinar, anualmente e para uma amostra significativa de pontos de entrega, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Frequência das interrupções - número de interrupções ocorridas durante um ano.
- Duração total das interrupções - somatório da duração de todas as interrupções ocorridas durante um ano.

O artigo 17.º do RQS fixa os padrões correspondentes aos indicadores mencionados. No cálculo dos valores a serem comparados com os valores padrão são excluídas as interrupções mencionadas no ponto 2.3.2 e consideram-se apenas as interrupções longas (interrupções com duração superior a 3 minutos).

Os quadros que se seguem apresentam os valores dos padrões estabelecidos para as diversas redes atendendo ao nível de tensão e à zona geográfica em que se integram.

Número de interrupções por ano

		Nível de tensão			
		BT	MT	AT	MAT
Zonas Geográficas	Zona A	12	8	8	3
	Zona B	26	20		
	Zona C	46	40		

Quadro 3.2-9

Duração das interrupções (horas por ano)

		Nível de tensão			
		BT	MT	AT	MAT
Zonas Geográficas	Zona A	6	4	4	1
	Zona B	10	8		
	Zona C	25	20		

Quadro 3.2-10

O RQS entrou em vigor em 2001, o que significa que durante o ano de 2000 os padrões de qualidade ainda não eram aplicáveis.

Durante o ano de 2000, a EDP Distribuição não disponibilizou informação relativamente aos indicadores individuais de continuidade de serviço.

3.2.2.2 Qualidade da onda de tensão

O n.º 2 do artigo 19.º do RQS estabelece que cada um dos distribuidores vinculados deve proceder, anualmente e em conformidade com o plano de monitorização, à caracterização da tensão de alimentação na rede que explora. Para o efeito deverá obter registos das medições realizadas nos barramentos das subestações de AT/MT, nos pontos de entrega em MT (podendo a medição ser feita em BT) e nos quadros de BT dos postos de transformação.

No quadro que se segue apresentam-se as características da onda de tensão que devem ser monitorizadas em cada um dos tipos de pontos de medição referidos.

Características a monitorizar em cada tipo de ponto de medição da rede de distribuição

Pontos de medição	Características a monitorizar
▪ Barramentos das subestações de AT/MT	▪ Frequência ▪ Valor eficaz da tensão ▪ Cavas de tensão ▪ Severidade da tremulação ▪ Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões ▪ Distorção harmónica
▪ Nas entregas em MT (podendo a medição ser feita em BT)	▪ Variação do valor eficaz da tensão declarada
▪ Quadros de BT dos postos de transformação	▪ Variação do valor eficaz da tensão nominal

Quadro 3.2-11

Dado que anteriormente à publicação do RQS não existia regulamentação referente à monitorização da onda de tensão e uma vez que este regulamento entrou em vigor a 1 de Janeiro de 2001, os distribuidores vinculados não estavam, em 2000, obrigados a efectuar a medição das características da onda de tensão.

De acordo com os relatórios apresentados, a EDP Distribuição realizou a monitorização das seguintes características da onda de tensão:

- Valor eficaz da tensão.
- Tensão harmónica.
- Severidade da tremulação.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Frequência.
- Sobretensões.
- Cavas de tensão.
- Interrupções.

A monitorização e avaliação das características em regime estacionário (cinco primeiras características mencionadas anteriormente) foi efectuada de acordo com o estabelecido na norma NP EN 50 160. No que se refere às características em regime transitório (três últimas características referidas) a sua avaliação foi realizada com base nas curvas CBEMA e ITIC estabelecidas pelo IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) e desenvolvidas pelo "Computer Business Equipment Manufacturers Association". A utilização destas curva deveu-se ao facto da norma NP EN 50 160 apenas referir valores indicativos para o limite de ocorrência destas três características.

Tendo por base a informação apresentada no documento da EDP Distribuição "Qualidade de Serviço, Relatório Síntese de 2000", apresentam-se seguidamente os principais resultados das acções de monitorização realizadas durante o ano 2000:

- Medidas efectuadas em 25 subestações AT/MT.
- Medidas da frequência, valores eficazes da tensão em AT e MT e desequilíbrio da tensão dentro dos limites regulamentares.
- Registadas sobretensões no barramento de 15 kV da subestação de Entre-os-Rios. Não foram registadas sobretensões na rede de AT.
- Conteúdo harmónico da tensão dentro dos limites regulamentares, tendo sido verificada uma maior distorção relativamente à 5.ª harmónica.
- Níveis de severidade da tremulação ("flicker") acima dos limites regulamentares em 5 das subestações monitorizadas, tendo sido registados valores muito elevados designadamente nas subestações do Vale do Tejo e de Vila Robim.
- Número de cavas de tensão registadas inferior aos valores indicativos constantes da norma NP EN 50160, com excepção da subestação de Vila Robim.

3.2.3 QUALIDADE COMERCIAL

A qualidade de serviço, na sua vertente comercial, está associada à atenção de que beneficiam os clientes, no seu relacionamento comercial, por parte das empresas de distribuição.

Desde logo, o RQS estabelece a existência de centros de atendimento presencial e de um serviço telefónico permanente para que seja proporcionado aos interessados o acesso fácil e cómodo à informação e aos serviços disponíveis.

Outra importante vertente introduzida pelo RQS diz respeito aos deveres de informação a que se encontram obrigados os distribuidores vinculados. Neste âmbito são tipificadas matérias sobre as quais deve ser proporcionada informação rigorosa e actualizada aos clientes de energia eléctrica, designadamente sobre contratos de fornecimento, opções tarifárias, apresentação e tratamento de reclamações, padrões de qualidade de serviço e eventuais compensações associadas. Constitui, ainda, obrigação do distribuidor vinculado a publicação de folhetos informativos que esclareçam os clientes e interessados acerca de matérias de relacionamento comercial, designadamente as já acima referidas.

Na salvaguarda de um relacionamento comercial não discriminatório entre clientes, são impostas aos distribuidores vinculados regras a observar no relacionamento com clientes com necessidades especiais.

O RQS estabelece um conjunto de indicadores gerais para o relacionamento comercial, que devem orientar a actuação dos distribuidores vinculados ao cumprimento anual de níveis mínimos de qualidade de serviço comercial.

Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço Comercial e respectivos Padrões

Indicadores gerais de qualidade de serviço	Padrões (em percentagem)
Orçamentos de ramais e chegadas de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95
Ramais e chegadas de BT executados no prazo máximo de 30 dias úteis	95
Ligações à rede de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90
Atendimentos com tempos de espera até 30 minutos nos centros de atendimento	90
Atendimentos com tempos de espera até 60 segundos no atendimento telefónico centralizado	75
Clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	80
Reclamações apreciadas e respondidas até 20 dias úteis	95
Pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 20 dias úteis	90
Clientes de BT cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura, durante o último ano civil	98

Tabela 3.2-1

É ainda estabelecido pelo RQS que os distribuidores vinculados devem promover anualmente a realização de inquéritos ou estudos destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes relativamente aos aspectos de qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica.

Os indicadores individuais de qualidade de serviço e respectivos padrões cobrem serviços para os quais existe a obrigação, por parte dos distribuidores vinculados, em assegurar individualmente a cada cliente níveis mínimos de qualidade de serviço, conferindo a estes o direito de solicitar o pagamento de uma compensação ao distribuidor vinculado, em caso de incumprimento do padrão estabelecido.

Indicadores Individuais de Qualidade de Serviço Comercial e respectivos Padrões

Indicadores individuais	Referência do RQS	Padrões
Visitas às instalações dos clientes	Artigo 34.º, n.º 2	Cumprimento do intervalo de 3 horas combinado para a realização da visita
Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica	Artigo 35.º, n.º 2	Início da intervenção nos seguintes prazos máximos: • Clientes de BT – zonas A e B – quatro horas; zonas C – cinco horas • Restantes clientes - quatro horas
Retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente	Artigo 36.º, n.º 2	Retoma do fornecimento nos seguintes prazos máximos: • Até às 17 horas do dia seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de BT • No período de oito horas, a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes
Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança	Artigo 41.º	No prazo máximo de 20 dias úteis: • Comunicação da apreciação da reclamação ou da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura • Proposta de realização de uma reunião destinada a promover o esclarecimento do assunto
Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão	Artigo 41.º	Resposta ou visita às instalações do cliente, no prazo máximo de 20 dias úteis
Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem	Artigo 41.º	Visita às instalações do cliente no prazo máximo de 20 dias úteis

Tabela 3.2-2

A informação sobre qualidade de serviço comercial para o ano 2000 é escassa, não permitindo uma avaliação rigorosa desta vertente da qualidade de serviço.

A informação sobre o desempenho do serviço de atendimento telefónico, mencionado no próprio RQS como um dos meios para proporcionar aos interessados o acesso fácil e cómodo à informação e aos serviços disponíveis, diz respeito apenas aos últimos três meses do ano 2000.

A comparação dos dados referentes a 1998 (última informação disponível sobre os tempos de espera no serviço de atendimento telefónico e em base trimestral) com os valores dos meses de Outubro, Novembro e Dezembro de 2000, tornam evidente uma degradação das condições em que é efectuado o atendimento telefónico dos clientes de BT. Se em 1998 os tempos de espera no atendimento telefónico não excederam os 30 segundos (meio minuto), no último mês de 2000 verificou-se um tempo médio de atendimento próximo dos 6 minutos.

Atendimento telefónico – Tempos de espera

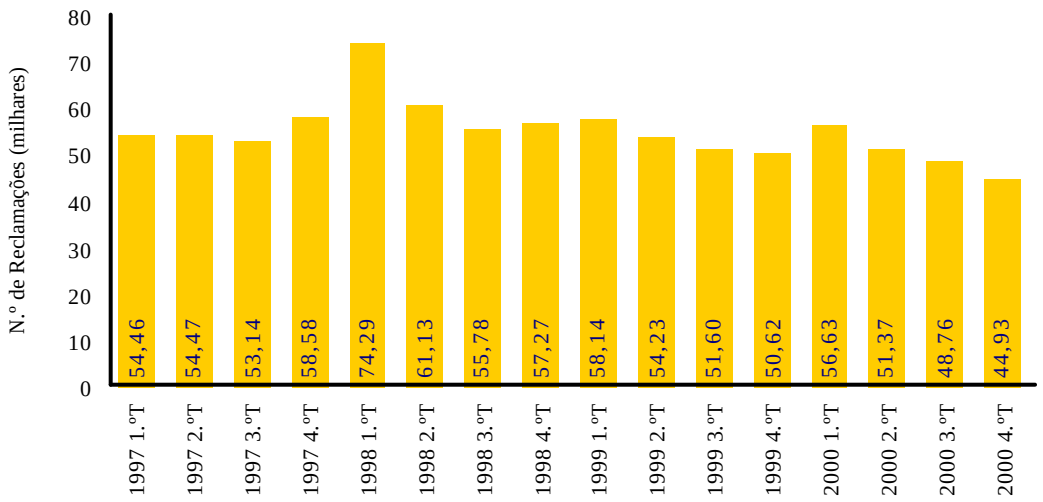
Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-11

A percentagem de chamadas com tempos de espera superiores a 120 segundos (dois minutos) apresenta, de igual forma, uma evolução negativa em 2000 face a 1998.

A informação acerca da apresentação de reclamações durante o ano de 2000 evidencia um decréscimo no número de reclamações apresentadas pelos clientes de energia eléctrica, sendo os dois últimos trimestres de 2000 aqueles em que se registaram os menores valores absolutos de reclamações entre 1997 e 2000, verificando-se que, desde 1998, a maior frequência de reclamações ocorre durante o primeiro trimestre do ano.

Reclamações – Evolução trimestral

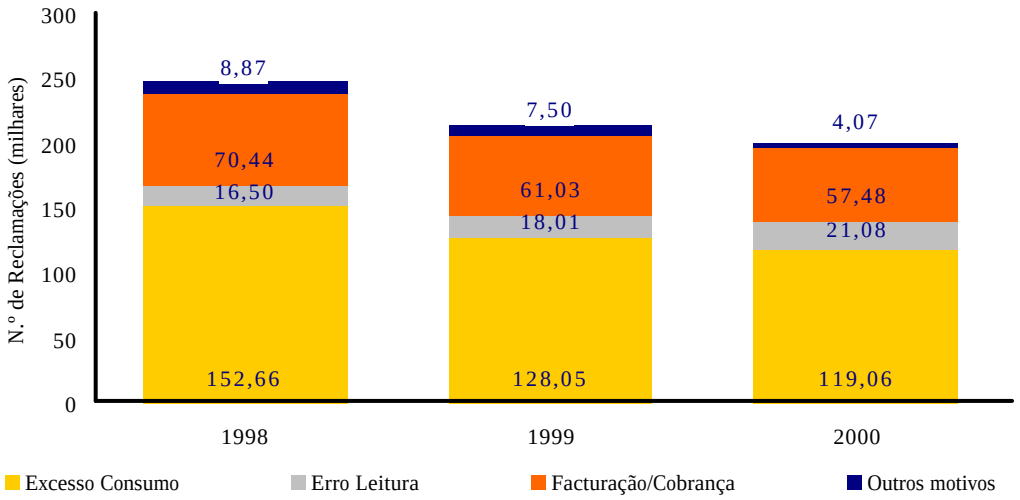


Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-12

A decomposição da informação sobre o número de reclamações, com base nos principais motivos que as originaram, evidencia claramente que o principal motivo de reclamação se prende com o alegado excesso de consumo facturado aos clientes. Problemas relacionados com a facturação e a cobrança surgem como o segundo principal motivo de reclamação, enquanto que os eventuais erros de leitura são a terceira fonte de reclamações mais importante. A evolução registada entre 1998 e 2000 reforça a ideia de decréscimo do número total de reclamações em 2000, face ao biénio anterior, embora demonstre, de igual forma, que as reclamações com base em erros de leitura têm uma evolução contrária às restantes reclamações – acréscimo de 27,8% entre 1998 e 2000, face a um decréscimo médio de cerca de 22% de todas as restantes reclamações.

Reclamações – Decomposição em principais motivos

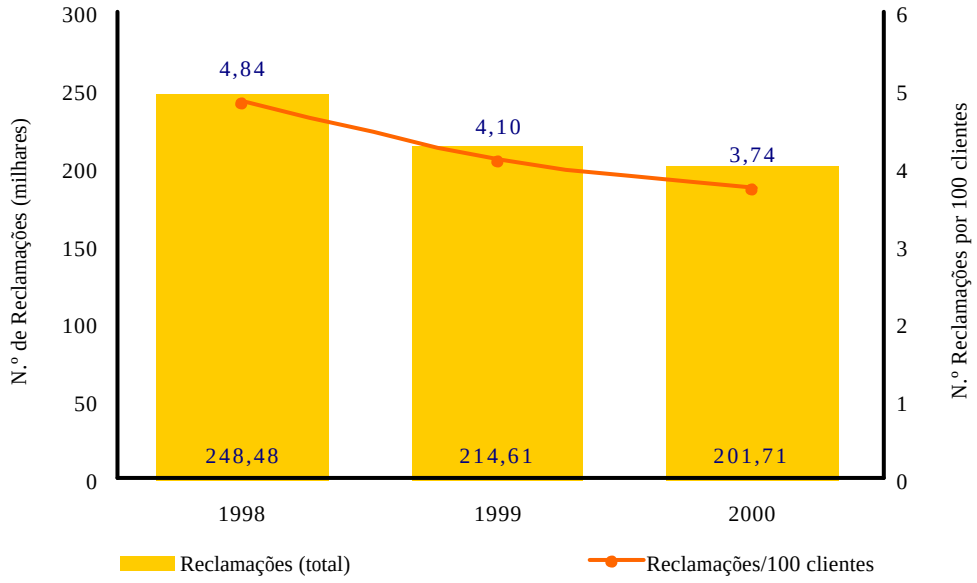


Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-13

Como se pode observar na figura seguinte, o número total de reclamações apresentadas em 2000 ultrapassou ligeiramente as 200 mil, o que se traduziu numa redução de cerca de 19% entre 1998 e 2000. Idêntica evolução registou o número de reclamações por cada 100 clientes de BT, que evoluiu de 4,84 em 1998, para 3,74 no ano 2000.

Reclamações – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes

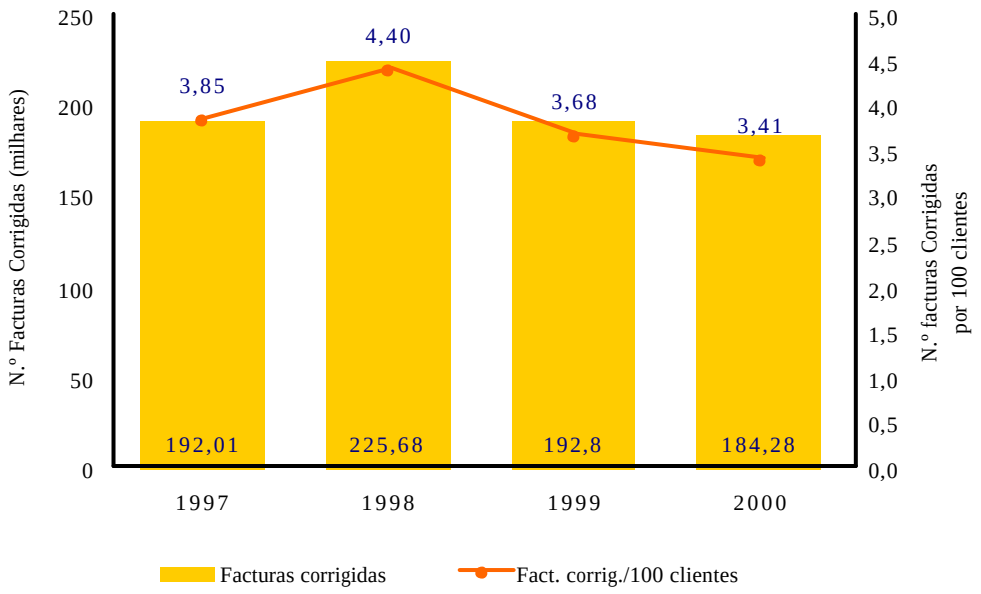


Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-14

A evolução do número de facturas corrigidas, apresentada na figura seguinte, é semelhante à que se registou para o número total de reclamações. O ano de 2000 é aquele que, no quadriénio 1997-2000, apresenta os valores mais baixos para o número de facturas corrigidas, quer em termos absolutos, quer ainda em número relativo por cada 100 clientes – cerca de 3,4 facturas corrigidas por cada 100 clientes em BT. Esta evolução, similar entre reclamações apresentadas e facturas corrigidas, é consistente com o facto de os principais motivos de apresentação de reclamações serem aqueles que tipicamente dão origem à correcção de facturas emitidas – excesso de consumo, erro de leitura e processo de facturação e cobrança.

Facturas corrigidas – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes

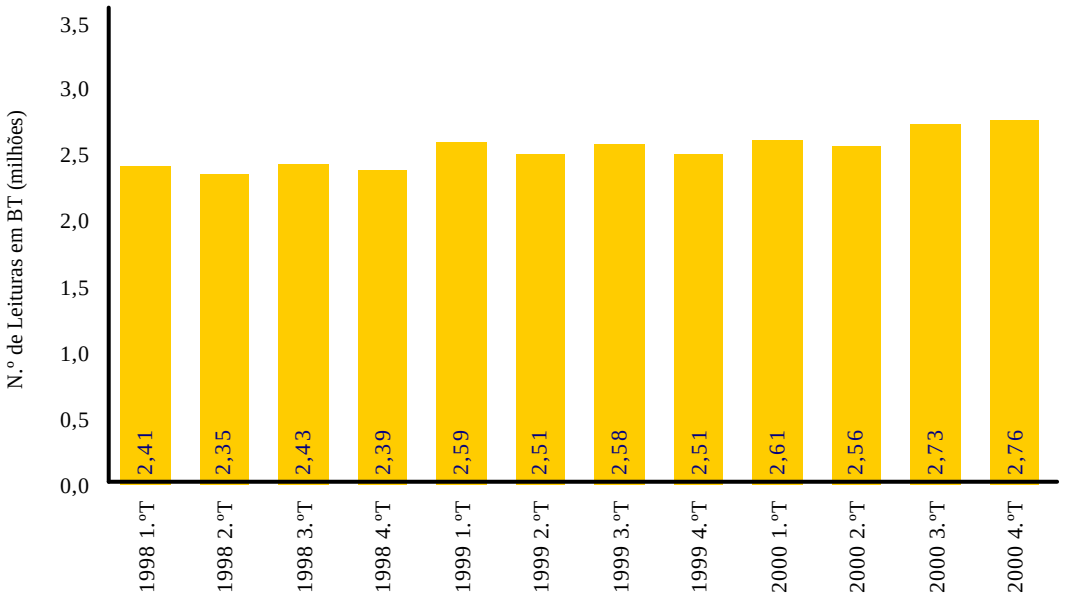


Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-15

O número de leituras reais realizadas pela EDP Distribuição aos contadores dos seus clientes em BT é outro dos critérios que tem sido utilizado para avaliar a qualidade de serviço comercial. A evolução trimestral do número de leituras reais realizadas em BT, apresentada na figura seguinte, evidencia o seu aumento sustentado, sendo que em 2000 se verificaram os valores trimestrais mais elevados do triénio 1998-2000.

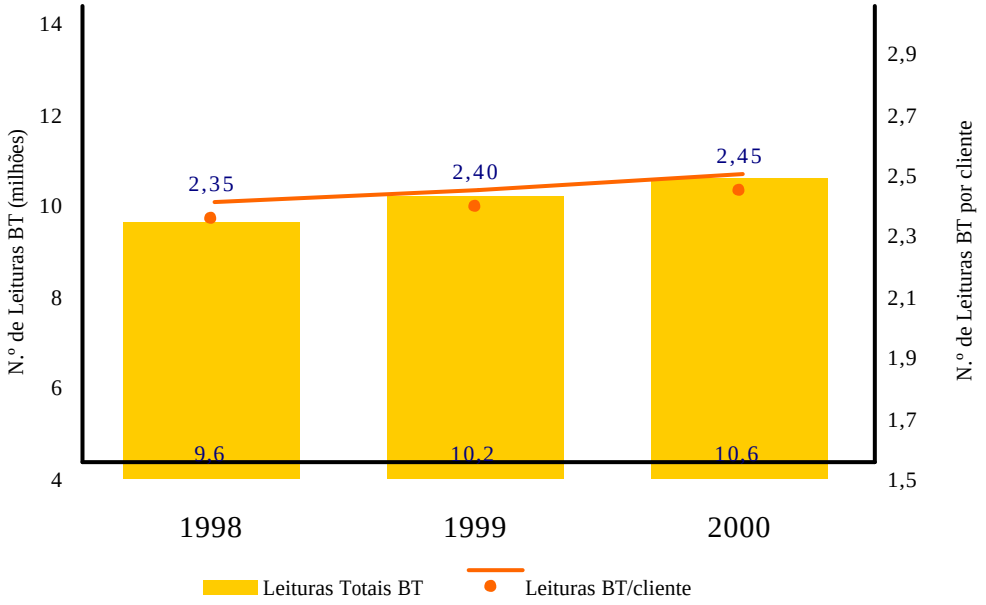
Leituras reais em BT – Evolução trimestral



Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-16

Leituras reais em BT – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada cliente

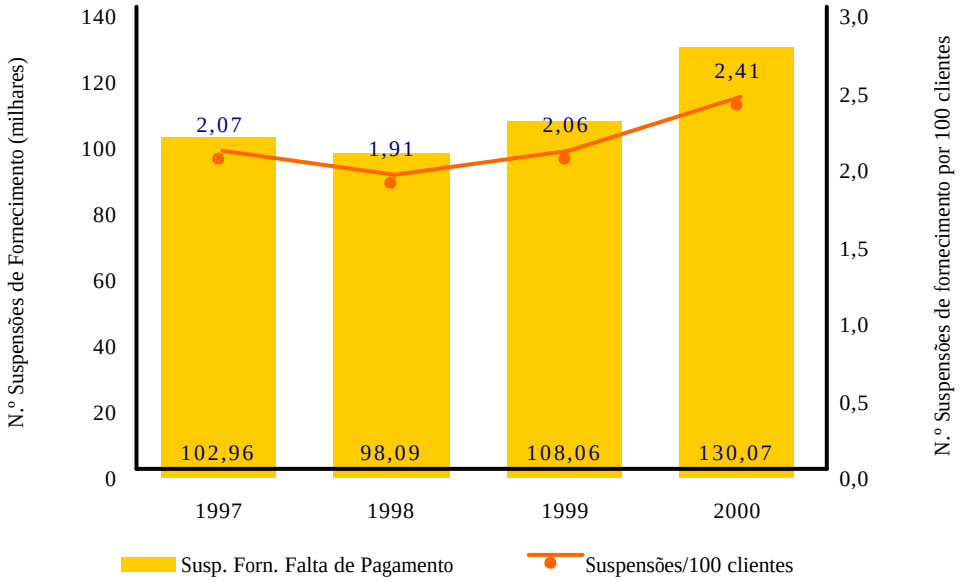


Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-17

Por fim, refira-se que, embora não sendo uma medida directa de qualidade de serviço comercial de que beneficiam os clientes de energia eléctrica, a evolução do número de suspensões de fornecimento originadas pela falta de pagamento das facturas de energia eléctrica, registou entre 1998 e 2000, um aumento significativo que pode vir a traduzir-se num acréscimo de trabalho e processamento administrativos com eventuais reflexos na qualidade comercial oferecida pelos distribuidores vinculados.

Suspensões de fornecimento por falta de pagamento – Evolução anual em números absolutos e relativos por cada 100 clientes



Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Figura 3.2-18

4 ACÇÕES DESENVOLVIDAS PELA ERSE NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

4.1 INQUÉRITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE, em conjunto com entidades representativas de diversos sectores de actividade económica, promoveu durante o último trimestre de 2000 a realização de um inquérito a consumidores empresariais de energia eléctrica, cujos principais objectivos se podem sintetizar da seguinte forma:

- Conhecer a opinião, as necessidades e os problemas dos consumidores de energia eléctrica relativamente à qualidade de serviço, para melhor caracterizar a situação actual do sector.
- Facilitar a participação dos consumidores nas questões do sector eléctrico, contribuindo para a definição de objectivos e medidas que se mostrem necessárias para o desenvolvimento e modernização do sector.
- Obter informação adicional e acessível a todos, que permita uma mais efectiva regulação, no sentido de a adequar às necessidades dos consumidores de energia eléctrica.

A consciência da existência de necessidades distintas e de problemas com consequências também diversas, sentidas pelos diferentes tipos de consumidores de energia eléctrica, conduziu a que, na realização deste estudo, se optasse por dirigi-lo exclusivamente a consumidores empresariais, sem prejuízo da realização de iniciativa idêntica consagrada a consumidores domésticos num futuro próximo.

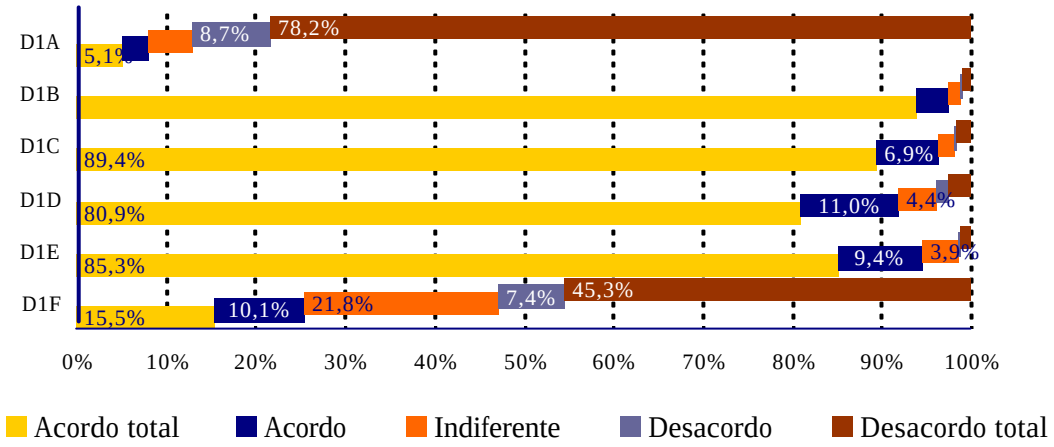
A ERSE procedeu, em colaboração com as entidades que com ela cooperaram, à distribuição de 30 mil exemplares do "Inquérito de Qualidade de Serviço a Consumidores Empresariais" (adiante designado simplesmente de Inquérito), que foram remetidas aos consumidores empresariais. Para comodidade do consumidor empresarial, cada inquérito foi acompanhado de um envelope dirigido à ERSE, com franquia previamente paga. Foram recepcionadas pela ERSE 1224 respostas ao Inquérito.

Convirá relembrar que este estudo, vincadas que estão as vantagens de possibilitar um levantamento de informação que escasseava e contribuir para um maior envolvimento dos consumidores nas questões do sector eléctrico, não transmite um retrato da situação actual da qualidade de serviço a consumidores empresariais, mas sim a percepção que estes têm acerca das questões em apreço.

Com o intuito de obter informação acerca de matérias consideradas de grande relevância, o Inquérito continha um conjunto de seis afirmações, sobre as quais o consumidor empresarial de energia eléctrica expressou o seu grau de concordância com as ideias que lhe estavam subjacentes.

Na figura seguinte, apresenta-se a forma como os consumidores empresariais de energia eléctrica responderam às questões referidas.

Preço, Qualidade de Serviço, Padrões, Compensações e Interrupções



D1A - É aceitável redução da qualidade de serviço em troca de redução do preço.
D1B - Deverão existir padrões mínimos de qualidade.
D1C - Os consumidores deverão ser compensados pelo não cumprimento dos padrões de qualidade.
D1D - O pagamento das compensações deverá ser automático.
D1E - As compensações são um bom estímulo às empresas para melhorar qualidade de serviço.
D1F - Seria preferível mais interrupções curtas em vez de menos interrupções longas.

Fonte: ERSE

Figura 4.1-1

Como se pode verificar da análise da figura anterior, os consumidores de energia eléctrica expressaram a sua concordância com:

- A existência de padrões mínimos de qualidade de serviço (D1B na figura – 94% de acordo total).
- A ideia de que os consumidores deverão ser compensados pelo não cumprimento de padrões mínimos de qualidade (D1C na figura – 89,4% de acordo total).
- O pagamento automático das compensações por incumprimento dos padrões mínimos de qualidade (D1D na figura – 80,9% de acordo total).

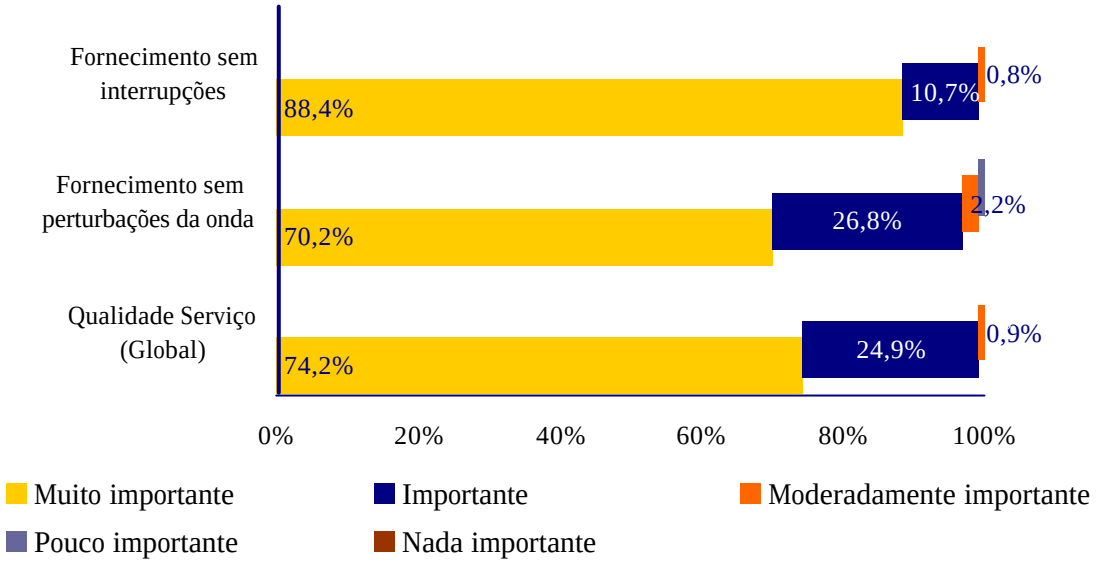
- O facto de as próprias compensações serem um bom estímulo às empresas de distribuição para melhorarem a qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica (D1E na figura – 85,3% de acordo total).

As duas restantes questões, abrangidas pela mesma figura, têm sentidos de resposta diferentes entre si e distintos das quatro já focadas anteriormente. Assim, a afirmação que sugere a possibilidade de haver como que uma troca de qualidade por preço, ou seja, a possibilidade de conceder numa redução da qualidade de serviço se acompanhada de uma quebra de preço, merece das instalações consumidoras contactados uma larga margem de desacordo (D1A na figura – 78,2% de desacordo total). Este facto parece indiciar que, ainda que com um eventual "desconto" no preço da energia eléctrica, os consumidores empresariais não estão dispostos a ver diminuídos os actuais níveis de qualidade de serviço.

Por fim, em relação à composição das interrupções de fornecimento em função da duração e frequência, o padrão de respostas obtido não permite identificar uma tendência clara. Deste modo, parece haver quase metade (45,3%) dos consumidores empresariais a manifestarem total desacordo com a preferência por interrupções mais curtas e mais frequentes. Estes consumidores parecem assim preferir interrupções mais longas e menos frequentes por oposição às primeiras. No extremo oposto, em acordo total com a preferência por interrupções mais curtas e mais frequentes, encontraram-se 15,5% das instalações consumidoras que responderam ao Inquérito. De referir que 21,8% das instalações expressaram indiferença entre interrupções mais curtas e mais frequentes por contraposição a interrupções mais longas mas menos frequentes.

A qualidade de serviço, quando analisada em termos globais ou nos seus aspectos parcelares relacionados com a continuidade e qualidade da onda de tensão, merece dos consumidores empresariais uma significativa atenção como resulta da análise da figura seguinte.

Importância da Qualidade de Serviço



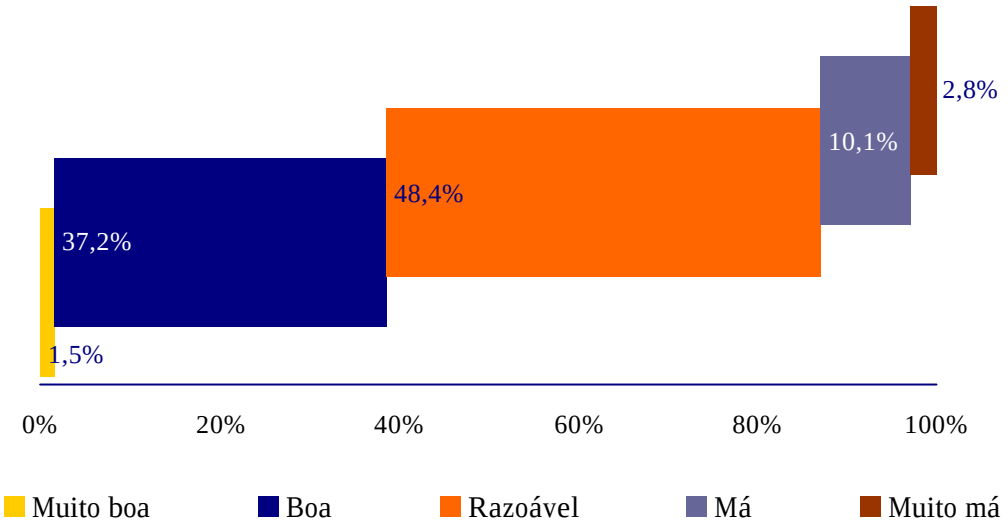
Fonte: ERSE

Figura 4.1-2

Na realidade, 74,2% das instalações consumidoras contactadas por este Inquérito consideraram a qualidade de serviço muito importante, tendo atribuído igual importância, em 88,4% e 70,2% dos casos a, respectivamente, um fornecimento de energia eléctrica sem interrupções e isento de perturbações na onda de tensão. Desta informação pode, de alguma forma, inferir-se uma maior sensibilidade dos consumidores empresariais em relação à continuidade de fornecimento em detrimento da qualidade da onda de tensão.

Como resulta da análise da figura seguinte, uma parte significativa (48,4%) das instalações consumidoras que responderam ao Inquérito, qualificou de razoáveis os actuais níveis de qualidade de serviço, merecendo inclusivamente, em 38,7% dos casos, uma apreciação mais favorável – boa para 37,2% e muito boa para 1,5% dos casos. O conjunto de consumidores insatisfeitos com os índices de qualidade de serviço actuais totalizam 12,9% da base de empresas contactadas – 10,1% a classificarem a qualidade de serviço como má e 2,8% de muito má.

Avaliação Global da Qualidade de Serviço



Fonte: ERSE

Figura 4.1-3

Os consumidores empresariais de energia eléctrica, de uma forma genérica, apresentaram pouca disponibilidade para pagar valores mais elevados na sua factura de energia eléctrica, por incrementos de qualidade de serviço. Quase 9 em cada 10 instalações consumidoras contactadas manifestaram-se no sentido de não tolerar acréscimos de valor na sua factura de energia eléctrica em troca de níveis superiores de qualidade de serviço. Dos restantes consumidores empresariais, que manifestaram alguma abertura para pagamentos extra, 8% vincaram a sua disponibilidade para aceitar incrementos que não excedessem os 2,5% da factura de energia eléctrica e somente 2% estariam na disposição de ir além desse acréscimo.

Em conclusão, a qualidade de serviço parece revestir-se, para os consumidores empresariais de energia eléctrica, de importância significativa. Esse facto está particularmente evidente na forma como a importância de cada uma das vertentes essenciais da qualidade de serviço no sector eléctrico e da qualidade como um todo, foram avaliadas.

As questões da qualidade de serviço têm vindo a suscitar crescente atenção por parte de sectores cada vez mais alargados da sociedade e da economia. O sector eléctrico não foge a esta regra.

Seguidamente são apresentadas as principais conclusões que resultaram da análise dos resultados do Inquérito:

1. É reduzido o número de instalações consumidoras que possui equipamentos de monitorização da qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica (menos de 10% dos consumidores empresariais abrangidos por este Inquérito referiram a existência deste tipo de equipamentos).

2. Os consumidores empresariais parecem estar mais sensibilizados para a continuidade do fornecimento do que para a qualidade da onda de tensão.

3. Somente cerca de ¼ dos consumidores empresariais de energia eléctrica possui forma concreta de avaliar os custos em que incorre com falhas de qualidade de serviço.

4. A regulação da qualidade de serviço assente na existência de padrões mínimos, de compensações aos consumidores pela sua não verificação, no pagamento automático das referidas compensações, parece reunir a concordância de uma larga maioria (acima de 80%) dos consumidores empresariais, que consideram ainda que este tipo de abordagem (existência de padrões e compensações) parece constituir-se como um bom incentivo às empresas de distribuição para a melhoria da qualidade de serviço.

5. A avaliação da qualidade de serviço, quer em termos de importância que lhe é conferida, quer quanto à avaliação da situação actual, não apresenta diferenças significativas em função da localização geográfica no território nacional continental, do nível de tensão e dos consumos.

6. Parece não ser claro para todos os consumidores empresariais de energia eléctrica que possa haver uma relação entre a qualidade de serviço de que beneficiam ou poderiam beneficiar e o preço da própria energia eléctrica.

7. De uma forma genérica, os aspectos relacionados com a qualidade de serviço na vertente do relacionamento comercial, merecem dos consumidores empresariais uma apreciação globalmente positiva.

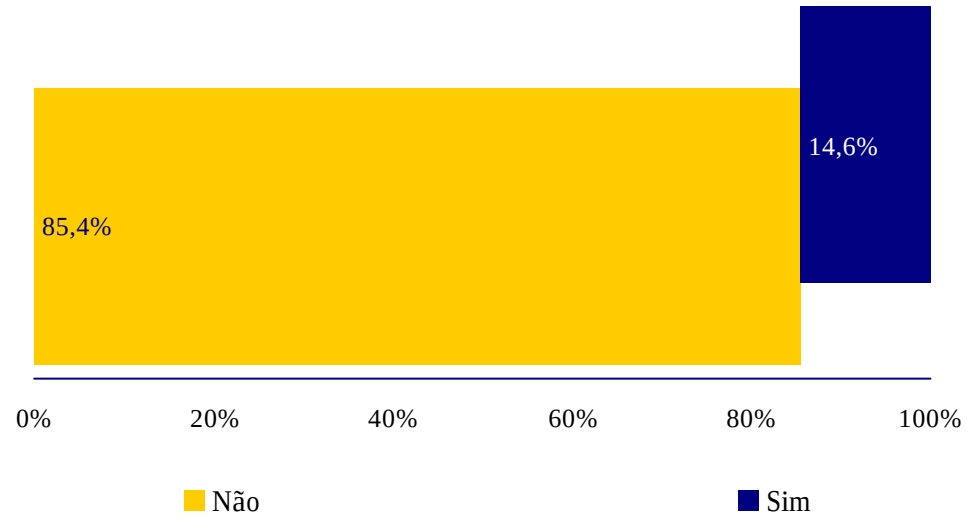
8. A avaliação que é feita dos actuais níveis de qualidade de serviço, ponderando todos os aspectos, parece ser, de alguma forma contraditória com a avaliação individual que se faz das três vertentes da qualidade de serviço. Na realidade, muito embora haja uma tendência para enfatizar a ocorrência de interrupções de fornecimento e de perturbações na onda de tensão e seus respectivos reflexos, os consumidores empresariais tendem a avaliar de forma globalmente positiva o panorama actual da qualidade de serviço em Portugal Continental.

Algumas das contradições de resposta, detectadas neste Inquérito, podem suscitar a questão da existência de eventuais lacunas de informação em matéria de qualidade de serviço, que permita,

aos consumidores de energia eléctrica, explicitar de forma mais consistente as suas preocupações e preferências neste domínio.

A eventual falha de informação que atrás se referencia pode ser demonstrada pela fraca percentagem de consumidores empresariais de energia eléctrica que conhece a existência e conteúdo do RQS.

Conhecimento do RQS

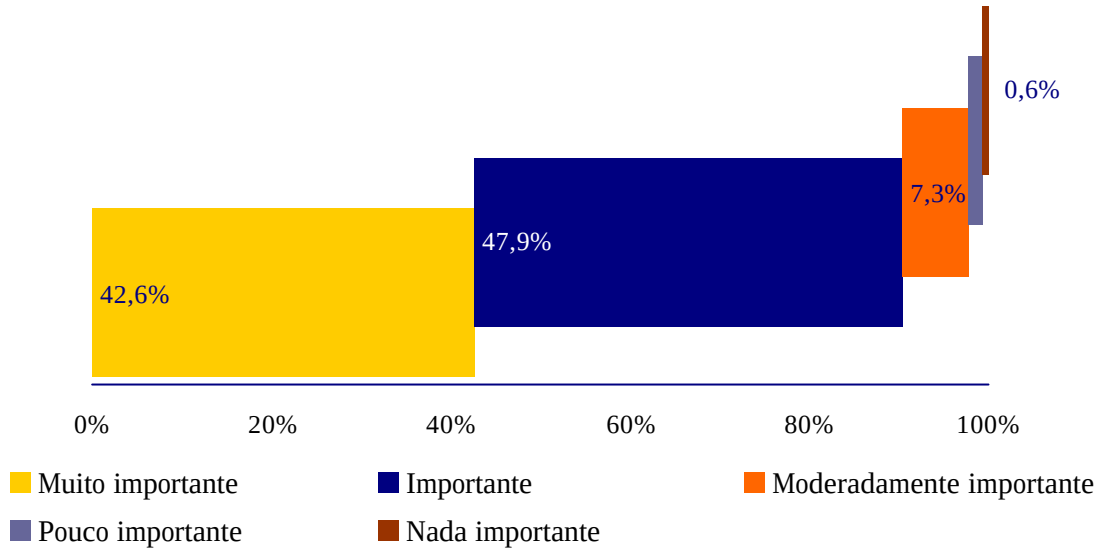


Fonte: ERSE

Figura 4.1-4

Embora a publicação do RQS seja da responsabilidade da DGE, a fiscalização do seu cumprimento é uma competência atribuída à ERSE. A importância que é conferida ao papel que a ERSE desempenha no Sector Eléctrico Nacional (SEN), parece ser reconhecidamente relevante para os consumidores empresariais de energia eléctrica.

Importância da ERSE no Contexto do Sector Eléctrico



Fonte: ERSE

Figura 4.1-5

Uma maioria substancial das instalações consumidoras de energia eléctrica abrangidas por este Inquérito (90,5%), considera que o papel da ERSE no sector eléctrico é importante (47,9%) ou mesmo muito importante (42,6%).

O documento que apresenta a informação recolhida com o "Inquérito de Qualidade de Serviço a Consumidores Empresariais" está disponível na página da ERSE na internet (www.erse.pt).

4.2 TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES

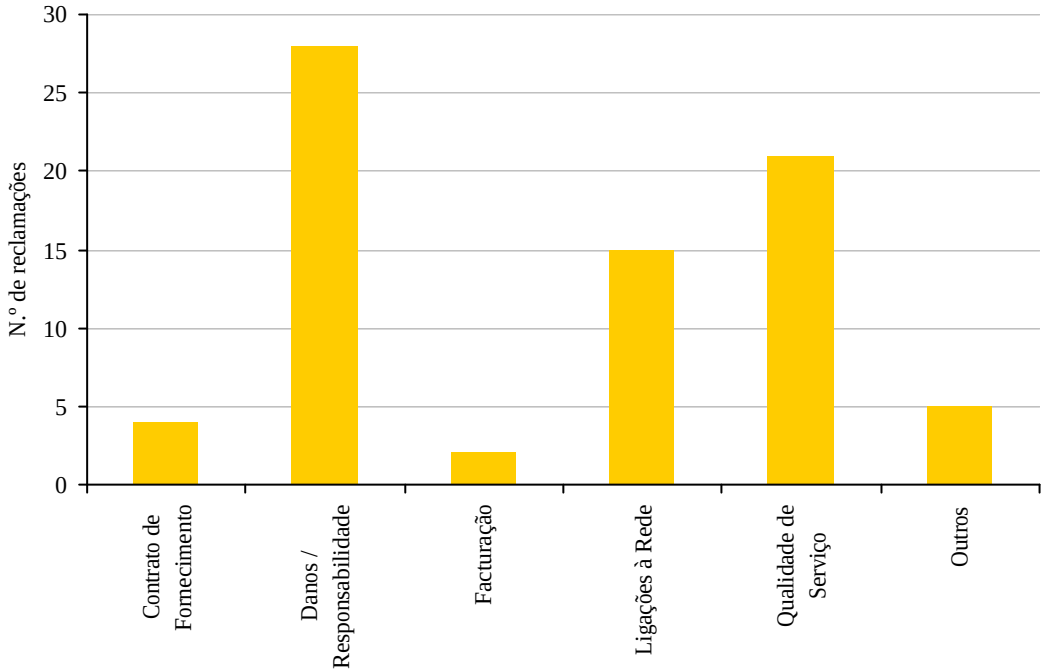
Outra das actividades da ERSE que se prende com a qualidade de serviço é o tratamento das reclamações que lhe são dirigidas. Neste âmbito da resolução de conflitos, a ERSE recebeu da lei o dever de fomentar a arbitragem voluntária para a resolução dos conflitos de natureza comercial e contratual entre os operadores do sector eléctrico e entre estes e os clientes. Além das medidas que têm sido desenvolvidas com vista ao cumprimento da referida incumbência e dentro da mesma perspectiva de resolução extrajudicial de conflitos, a ERSE tem vindo a intervir na resolução de conflitos através da mediação e da conciliação.

Para efeitos deste relatório considerou-se relevante registar os dados relativos às reclamações dirigidas à ERSE, utilizando como critérios a sua quantificação, tipificação em função do tema suscitado e tempos de resposta.

Durante o ano 2000, a ERSE iniciou 75 processos de mediação, tendo por base as correspondentes reclamações que lhe foram enviadas.

A figura seguinte dá-nos conta dos temas mais reclamados durante o ano transacto.

Reclamações apresentadas na ERSE

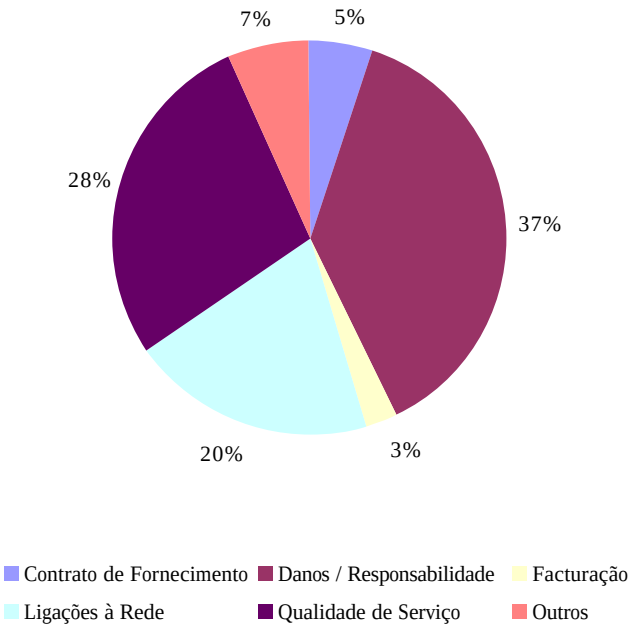


Fonte: ERSE

Figura 4.2-1

Seguidamente apresenta-se a mesma informação em termos percentuais.

Tipificação das reclamações



Fonte: ERSE

Figura 4.2-2

Da observação da figura anterior é possível verificar que 65% das reclamações tratadas tiveram por objecto situações relativas à qualidade de serviço. Tendo em conta o critério utilizado para a tipificação dos assuntos tratados, as figuras em análise reflectem uma distinção entre os danos causados em equipamento eléctrico (ocorrência mais reclamada) e a qualidade de serviço propriamente dita, a qual pretende traduzir as situações de deficiente fornecimento sem reclamação de danos materiais.

O tempo médio de resposta às reclamações apresentadas em 2000, após a recepção da primeira carta, cifrou-se em 4,3 dias, com o tempo máximo de 18 dias e o mínimo de 0 (zero) dias (no próprio dia da recepção). A contagem dos dias de resposta foi efectuada de forma contínua.

4.3 PARTICIPAÇÃO NO GRUPO DE TRABALHO DO CEER

Em Janeiro de 2000, o "Council of European Energy Regulators" (CEER) criou um grupo de trabalho sobre a qualidade de serviço, com o objectivo de comparar indicadores e padrões de qualidade de serviço nos países europeus, bem como as respectivas estratégias de regulação.

Participaram nas actividades deste grupo de trabalho representantes das entidades reguladoras de Itália, Países Baixos, Noruega, Espanha, Portugal e Reino Unido.

Seguidamente são apresentadas as principais conclusões do documento elaborado pelo grupo de trabalho, publicado em Abril de 2001, com o título "Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies". Este documento está disponível na página do CEER na internet (www.ceer-eu.org).

4.3.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O estudo efectuado permitiu verificar a existência de práticas diferenciadas no registo e classificação das interrupções do fornecimento de energia eléctrica. Verificou-se igualmente a utilização de indicadores diferenciados de país para país. Esta realidade dificulta a comparação da informação disponível sobre continuidade de serviço nos diferentes países analisados.

Apesar das dificuldades referidas é possível apresentar os valores relativos a alguns indicadores de continuidade de serviço usados nos diferentes países.

Os quadros 4.3-1, 4.3-2 e 4.3-3 mostram os valores de indicadores de continuidade de serviço registados em vários países entre 1996 e 1999, considerando interrupções longas (com duração superior a 3 minutos) e não planeadas. Os dados indicados nos quadros 4.3-1 e 4.3-3 referem-se a consumidores em BT e consideram, de forma geral, interrupções longas com origem em todos os níveis de tensão, bem como todas as causas de interrupção (incluindo casos fortuitos ou de força maior). Os dados constantes no Quadro 4.3-2, relativos a Portugal e Espanha, referem-se somente à rede de MT.

Os quadros contêm dados dos seis países participantes do Grupo de Trabalho, da Suécia (onde o regulador recolhe dados anuais da continuidade dos relatórios anuais dos distribuidores) e da França (dados publicados pela empresa EDF).

Duração média anual das interrupções por cliente de BT

País	Minutos de interrupção por cliente de BT			
	1996	1997	1998	1999
Itália[1]	272	209	196	191
Países Baixos[2]	26	18	21	25
Noruega	170	205	130	180
Reino Unido	72	75	70	63
Suécia		79	66	152
França[3]	74	56	46	57[3]

[1] Considerados apenas os dados da empresa ENEL (93% dos utilizadores em BT); dados para 1999 sujeitos a verificação
[2] Apenas interrupções em níveis de tensão superiores a 1 kV
[3] Não foram consideradas interrupções devidas a tempestades
Fonte: CEER

Quadro 4.3-1

Duração média anual das interrupções com base na potência instalada nas redes de MT

País	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada TIEPI (horas)			
	1996	1997	1998	1999
Espanha[1]	2,66	2,79	2,11	2,61
Portugal[2]	6,30	9,40	8,33	6,08

[1] Apenas interrupções em níveis de tensão superiores a 1 kV
[2] Apenas interrupções em níveis de tensão superiores a 1 kV; interrupções planeadas incluídas; os dados para 1996, 1997 e 1998 correspondem à região de Lisboa e Vale do Tejo; os dados para 1999 referem-se a Portugal Continental
Fonte: CEER

Quadro 4.3-2

Número anual de interrupções por cliente em BT

País	Número de Interrupções por cliente de BT			
	1996	1997	1998	1999
Itália[1]	4,80	4,60	4,10	3,80
Países Baixos	0,14	0,10	0,11	0,14
Reino Unido[2]	0,82	0,82	0,73	0,77
Suécia		4,30	0,70	1,20
França	1,60	1,31	1,22	1,26

[1] Considerados apenas os dados da empresa ENEL (93% de utilizadores em BT); dados para 1999 sujeitos a verificação
[2] Inclui interrupções com duração superior a 1 minuto
Fonte: CEER

Quadro 4.3-3

4.3.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Foi efectuada uma comparação das estratégias e instrumentos de regulação existentes para a qualidade da onda de tensão nos diferentes países, sintetizada no quadro seguinte.

Regulação da qualidade da onda de tensão

Características da tensão de alimentação	Itália	Países Baixos	Noruega	Portugal	Espanha	Reino Unido
Frequência	EN 50160	EN 50160 com frequência = ± 1% (99,5% do ano)	Não regulado	EN 50160	EN 50160	Fc = ± 1%fn
Amplitude da tensão de alimentação	EN 50160	EN 50160 com pequenos ajustamentos	≤ 22kV; outros níveis não regulados	≤45 kV: EN 50160 > 45 kV: Uc = ± 5% Un	BT & MT: Uc = ± 7%Un > MV: n.d.	BT (230V): Uc = + 10% / -6% Un > BT: Uc = ± 10% Un
Variações da tensão de alimentação	EN 50160	EN 50160 com níveis para 99,5% da semana	Não regulado	Uc = ± 5%	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Cavas da tensão de alimentação	Ainda não regulado	EN 50160	Não regulado	≤45 kV: EN 50160 > 45 kV: n. d.	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Sobretensões temporárias ou transitórias	Ainda não regulado	EN 50160	Não regulado	Não regulado	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Desequilíbrio das tensões de alimentação	EN 50160	EN 50160 com níveis para 99,5% da semana	Não regulado	≤45 kV: EN 50160 > 45 kV valores indicativos: U-≤2% (95% da semana, 10 minutos RMS)	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Tensões harmónicas	EN 50160	EN 50160 com níveis para 99,5% da semana	Não regulado	≤45 kV: EN 50160 > 45 kV: valores indicativos	Não existem valores definidos	THD < 5% a 275 e 400kV, níveis não explícitos para tensões mais baixas
Tensões inter-harmónicas	Não regulado	Não regulado	Não regulado	Não regulado	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Transmissão de sinais de informação na rede	EN 50160	EN 50160	Não regulado	Não regulado	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos
Componente DC	Não regulado	Não regulado	Não regulado	Não regulado	Não existem valores definidos	Não existem valores definidos

Fonte: CEER

Quadro 4.3-4

4.3.3 QUALIDADE COMERCIAL

Em Itália, Portugal, Espanha e Reino Unido existem padrões individuais e indicadores gerais de qualidade de serviço, caracterizados da seguinte forma:

- Padrões Individuais de Qualidade - definem os níveis mínimos de qualidade de serviço a assegurar pelos distribuidores no relacionamento com cada um dos seus clientes. Caso o distribuidor não cumpra estes padrões, fica obrigado ao pagamento de uma compensação ao cliente afectado.

  A definição dos padrões individuais inclui os seguintes atributos:
  1) Serviço considerado (ex. resposta a reclamações ou elaboração de orçamentos de ligações à rede).
  2) Nível de actuação exigido, normalmente um tempo de resposta (ex. 10 dias úteis).
  3) Compensação a ser paga ao cliente em caso de incumprimento do padrão (ex. 20 euros).

- Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço - cobrem áreas de serviço onde não é possível dar garantias individuais de qualidade de serviço mas em que se espera que as empresas cumpram níveis de serviço pré-determinados. Os indicadores gerais de qualidade de serviço são fundamentais na monitorização e promoção da qualidade de serviço, não tendo associado ao seu incumprimento o pagamento de compensações aos clientes.

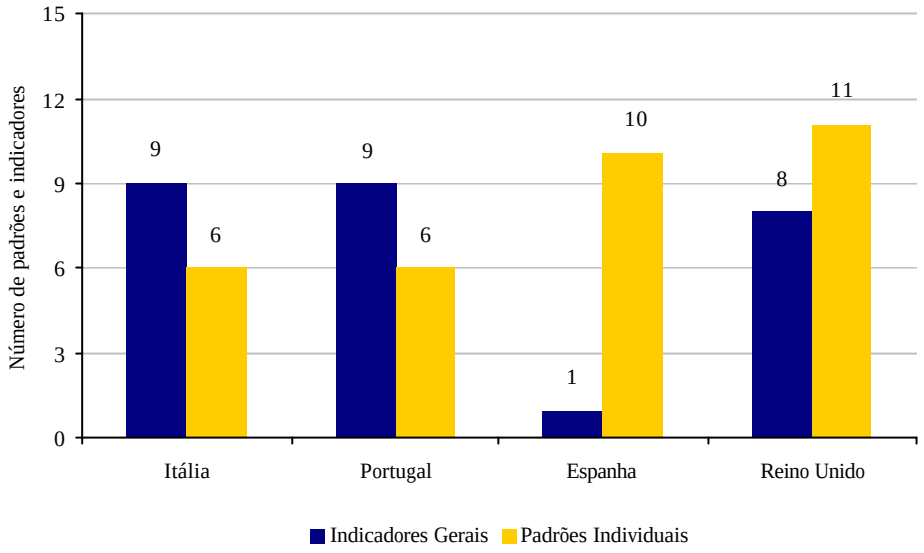
  Os indicadores gerais de qualidade de serviço são definidos como se segue:
  1) Serviço considerado (ex. ligação das instalações de novos clientes à rede de distribuição de energia eléctrica).
  2) Nível mínimo de desempenho (normalmente uma percentagem) obtido durante um determinado período (ex. 90% das ligações de instalações dos novos clientes devem ser efectuadas num prazo igual ou inferior a 20 dias úteis, durante o período de um ano).

Nos Países Baixos foram estabelecidos alguns padrões indicativos. A definição deste tipo de padrões inclui apenas os dois primeiros atributos de um padrão individual de qualidade de serviço. Estabelecem níveis mínimos de qualidade a ser garantidos, individualmente a cada cliente, mas as compensações não foram ainda definidas.

Na Noruega, os requisitos de qualidade comercial são estabelecidos nas licenças das empresas de distribuição. As obrigações são descritas em termos gerais sem estabelecer padrões de qualidade comercial como referido anteriormente.

Na figura seguinte apresenta-se o número de padrões individuais e indicadores gerais utilizados nos diferentes países.

Número de Padrões Individuais e Indicadores Gerais



Fonte: CEER

Figura 4.3-1

Apesar dos padrões não serem sempre directamente comparáveis, a tabela seguinte apresenta os padrões (individuais e indicativos) utilizados mais frequentemente nos países analisados (usados em pelo menos três países).

Padrões mais comuns

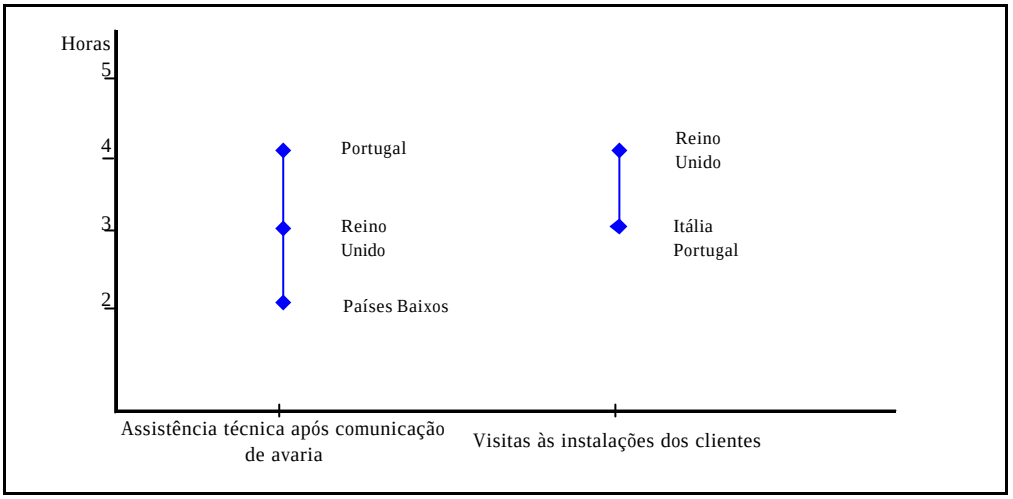
Padrão	Itália	Países Baixos	Portugal	Espanha	Reino Unido
Retoma do fornecimento após falta de pagamento	●		●	●	
Assistência técnica após comunicação de avaria		●	●		●
Visitas às instalações dos clientes	●		●		●
Elaboração de orçamentos	●			●	●
Reclamações relativas ao equipamento de medição		●	●	●	●
Resposta a questões sobre facturação e pagamentos		●	●	●	●
Execução de trabalhos simples (BT)	●	●		●	
Activação do fornecimento após contrato	●			●	●

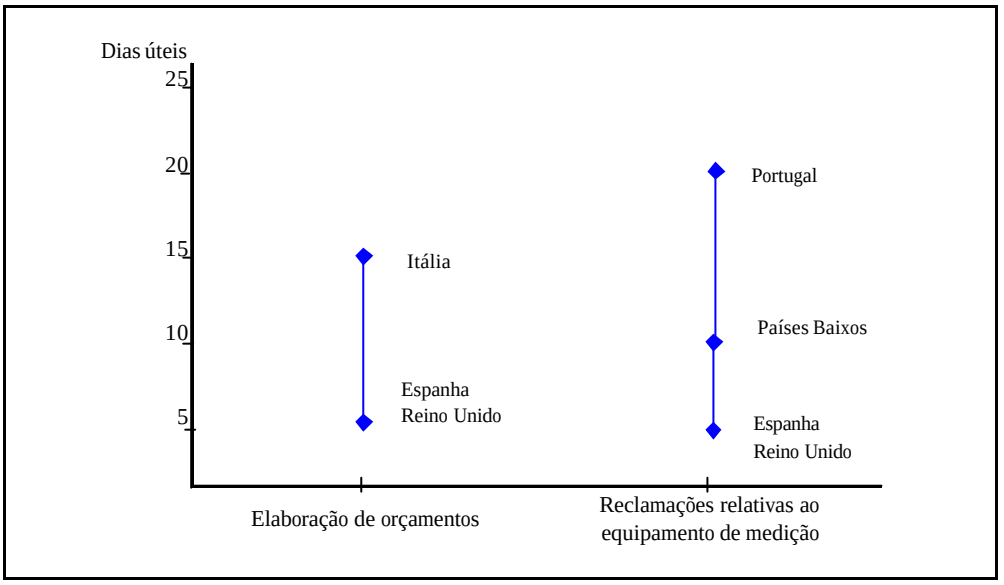
Fonte: CEER

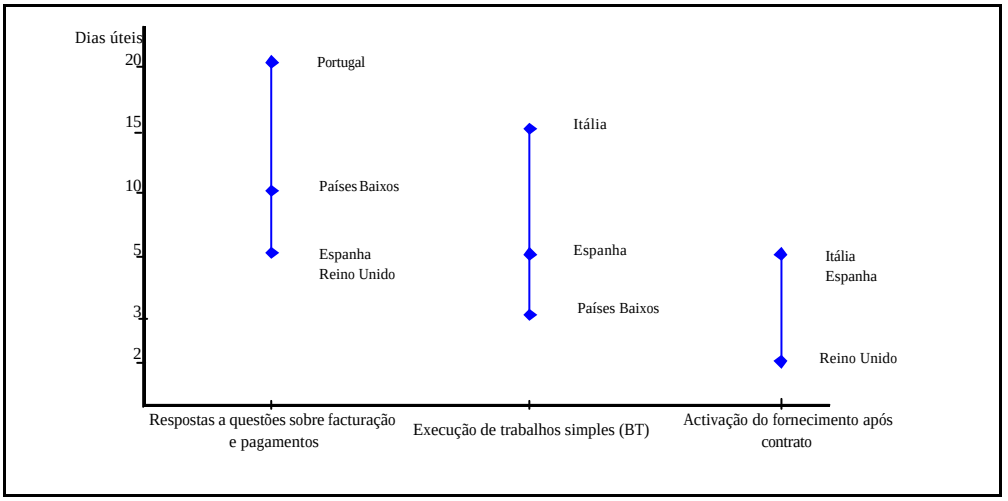
Quadro 4.3-5

As figuras seguintes mostram os padrões individuais de qualidade de serviço mais comuns existentes nos diferentes países analisados. Para todos os países, as figuras mostram os valores mais favoráveis dos padrões.

Comparação dos padrões de qualidade comercial







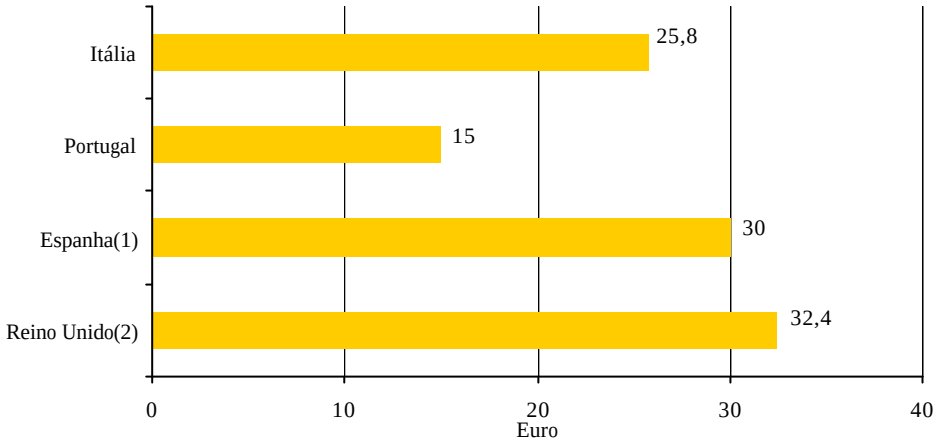
Fonte: CEER

Figura 4.3-2

Os valores das compensações a pagar aos clientes em caso de incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço difere de país para país, como pode ser observado na figura seguinte.

Pagamento de compensações – Consumidores domésticos em BT

(Euros)



(1) O pagamento das compensações pode ser de 5000 PTS (~30 Euros) ou 10% da factura
(2) O valor mais comum de compensação é de £20 (~32.4 Euros). Existem dois padrões garantidos com diferentes compensações (£40 e £50).

Fonte: CEER

Figura 4.3-3

Existem também diferentes formas de proceder ao pagamento das compensações em caso de incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço (ver Quadro 4.3-6). Em Itália, Espanha e relativamente a alguns padrões do Reino Unido, o pagamento é automático. Para outros padrões do Reino Unido e para todos os padrões em Portugal, os clientes devem reclamar o pagamento da compensação caso se verifique o seu incumprimento. Nos Países Baixos, o pagamento de compensações não está ainda definido.

Pagamento de compensações

Automáticos	Itália, Espanha, Reino Unido*
Reclamados	Portugal, Reino Unido*

*Alguns pagamentos são automáticos, outros têm que ser reclamados

Fonte: CEER

Quadro 4.3-6

5 CONCLUSÕES

A informação apresentada nos capítulos anteriores permite extrair as seguintes conclusões principais, relativamente à qualidade de serviço nas actividades de transporte e distribuição no ano 2000:

- O ano de 2000 pode ser considerado um ano muito desfavorável no que diz respeito à continuidade de serviço, quer na rede de transporte quer nas redes de distribuição.
- Os grandes incidentes verificados na rede de transporte em 16 de Março e 9 de Maio marcaram negativamente o desempenho das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço.
- Os indicadores de continuidade de serviço disponibilizados pela EDP Distribuição revelam a necessidade de serem adoptadas medidas com o objectivo de melhorar o desempenho das suas redes. O ano de 2000 ficou marcado por uma significativa degradação dos principais indicadores de continuidade de serviço face aos valores registados em anos anteriores. A título de exemplo, refira-se que o indicador TIEPI registou, em 2000, um valor aproximadamente 75% superior ao verificado em 1999. Esta evolução é, em parte, justificada pelas condições atmosféricas adversas verificadas no último trimestre do ano e pelos incidentes de significativa gravidade verificados na rede de transporte.
- A qualidade da onda de tensão foi objecto de um número muito limitado de acções de monitorização o que inviabiliza a possibilidade de serem apresentadas conclusões relativamente a esta vertente da qualidade de serviço. Foram identificados somente alguns problemas pontuais relativamente à severidade da tremulação da tensão ("flicker").
- Os indicadores de qualidade comercial conhecidos revelam, em geral, uma tendência favorável. Há, no entanto, que referir a degradação registada no atendimento telefónico centralizado no último trimestre de 2000 (únicos meses para os quais foram disponibilizados os tempos médios de atendimento).

Espera-se que a entrada em vigor do RQS, em 2001, tenha contribuído para uma melhoria significativa da qualidade de serviço nas actividades de transporte e distribuição, bem como para a disponibilização de informação adequada sobre qualidade de serviço que, no futuro, possibilite a todos os interessados o melhor conhecimento do desempenho das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica.

ANEXOS

ANEXO I – INDICADORES E DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA NA ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO

I.1 Indicadores de continuidade de serviço

Energia Não Fornecida

Abreviatura	ENF
Definição	Valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento.
Unidades	MWh

Tempo de Interrupção Equivalente

Abreviatura	TIE
Definição	Quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida (EF) e não fornecida (ENF) no mesmo período.
Fórmula	$TIE = \frac{ENF}{\frac{(ENF + EF)}{H_{ano}}} \times 60$ H_{ano}: número de horas do ano em análise
Unidades	minutos

Frequência Média de Interrupção do Sistema

Abreviatura	SAIFI System Average Interruption Frequency Index
Definição	Quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega (NI), durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período (PdE).
Fórmula	$SAIFI = \frac{NI}{PdE}$
Unidades	-------

Duração Média de Interrupções do Sistema

Abreviatura	SAIDI System Average Interruption Duration Index
Definição	Quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega (DI), durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega nesse mesmo período (PdE).
Fórmula	$SAIDI = \frac{DI}{PdE}$
Unidades	minutos

Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

Abreviatura	SARI System Average Restoration Index
Definição	Quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega (DI), durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período (NI).
Fórmula	$SARI = \frac{DI}{NI}$
Unidades	minutos

Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

Abreviatura	TIEPI
Definição	Quociente entre o somatório do produto da potência instalada afectada nos postos de transformação de serviço público e particular (P_{PTaf}) pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos (ti) e o somatório das potência instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição (P_{inst}).
Fórmula	$TIEPI = \frac{\Sigma P_{PTaf} \times ti}{P_{inst}}$
Unidades	minutos

I.2 Classificação CIGRÉ dos grandes incidentes na rede de transporte de energia eléctrica

De acordo com a classificação da CIGRÉ ("Conseil International des Grands Réseaux Électriques"), um grande incidente corresponde a um evento resultante de uma interrupção imprevista a pontos de entrega em que ocorre um ou mais dos seguintes fenómenos:

- Perda de estabilidade do sistema.
- Disparos em cascata das linhas de transporte.
- Valores anormais da tensão e/ou frequência.

Os grandes incidentes são agregados em quatro graus de severidade:

- Grau 0: Condição de avaria normalmente considerada aceitável.
- Grau 1: Condição de avaria que pode ter um impacte significativo em um ou mais pontos de entrega mas que não se considera grave.
- Grau 2: Condição de avaria com impacte grave para a rede de transporte.
- Grau 3: Condição de avaria com impacte muito grave para a rede de transporte.

A gravidade de um incidente quantifica-se através do índice Minutos-Sistema definido da seguinte forma:

$$Minutos-Sistema = \frac{ENF \times 60}{P_{a-pico}}$$

Sendo:

ENF: energia não fornecida em consequência do incidente, em MWh.

$P_{a\text{-}pico}$: valor de pico do diagrama de cargas do ano em análise, em MW.

O índice Minutos-Sistema expressa-se em minutos e corresponde ao valor de duração de uma interrupção durante a qual o valor de potência é igual ao valor de pico do diagrama de cargas do ano em que o incidente ocorre.

No quadro, que a seguir se apresenta, encontra-se estabelecida a correspondência entre os graus de severidade e os correspondentes valores de Minutos-Sistema.

Grau de severidade	Minutos-Sistema
0	Inferior a 1 minuto
1	De 1 a 9 minutos
2	De 10 a 99 minutos
3	Superior ou igual a 100 minutos

I.3 Norma NP EN 50 160

Campo de aplicação

A norma NP EN 50 160, versão portuguesa da Norma Europeia EN 50 160 de 1994, descreve as características principais da tensão de alimentação por uma rede de distribuição pública para os níveis de MT e BT, no ponto de entrega ao cliente e em condições normais de exploração.

A norma não se aplica nas seguintes situações:

- Exploração em condições de avaria ou em condições provisórias de fornecimento previstas para manter os clientes alimentados durante trabalhos de manutenção ou de construção na rede, ou para limitar a extensão e a duração de uma interrupção de alimentação.
- Não conformidade da instalação ou dos equipamentos dos clientes com as normas aplicáveis ou com as prescrições técnicas de ligação de cargas, incluindo os limites de emissão de perturbações conduzidas.
- Não conformidade das instalações de produção (por exemplo, produtores independentes) com as normas aplicáveis ou com as condições técnicas de interligação com a rede.
- Condições excepcionais, independentes da vontade do fornecedor, tais como:
    - Condições climáticas excepcionais e outras catástrofes naturais.
    - Perturbações provenientes de terceiros.
    - Decisões de autoridades oficiais.
    - Greves.
    - Casos de força maior.
    - Interrupções devidas a causas externas.

As características da tensão, mesmo em condições normais de exploração, estão sujeitas a variações devidas nomeadamente a: modificações da rede, perturbações geradas por equipamentos e aparecimento de defeitos devido a causas externas. Essas variações ocorrem de forma aleatória, no tempo e no espaço.

Por este motivo, as características da tensão são avaliadas através de uma abordagem estatística sendo definido para cada uma delas:

- O método de obtenção do valor a medir (ex. valor médio, de pico, algorítmico ou eficaz).
- O método estatístico de avaliação com indicação da probabilidade de não exceder determinado valor (ex. 95%, 99%....).
- Intervalos de integração para obter um valor elementar de medição (ex. 10 ms ou 10 s).

- Período de observação (ex. 1 semana ou 1 ano).

As características da tensão descritas na norma são agrupadas de acordo com a possibilidade de estabelecer ou não valores limites de aceitabilidade da sua ocorrência e grandeza.

De seguida são descritas as condições de medição e referidas as gamas de variação das características da tensão de alimentação de acordo com o estabelecido na norma.

Características da alimentação em BT e MT

Valores definidos

– Frequência

A frequência nominal da tensão de alimentação deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais de exploração o valor médio da frequência fundamental, medido em intervalos de 10 s, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

No caso de redes com ligação síncrona a redes interligadas:

- 50 Hz ± 1% (ou seja, de 49,5 Hz a 50,5 Hz) durante 95 % de uma semana.
- 50 Hz + 4% – 6% (ou seja, de 47Hz a 52 Hz) durante 100 % de uma semana.

No caso de redes sem ligação síncrona a redes interligadas:

- 50 Hz ± 2% (ou seja, de 49 Hz a 51 Hz) durante 95 % de uma semana.
- 50 Hz ± 15% (ou seja, de 42,5Hz a 57,5 Hz) durante 100 % de uma semana.

– Amplitude da tensão de alimentação

A tensão nominal normalizada (U_n) para redes de BT é a seguinte:

- U_n = 230 V entre fase e neutro: no caso de sistemas trifásicos com quatro condutores.
- U_n = 230 V entre fases: no caso de sistemas trifásicos com três condutores.

Para as redes de MT a amplitude da tensão a considerar é a da tensão declarada U_C.

– Variações da tensão de alimentação

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem estar compreendidos na gama de $U_n \pm 10\%\ U_n$ para as redes de BT e $U_C \pm 10\%\ U_C$ para as redes de MT.

– Variações rápidas da tensão

Em condições normais de exploração, as variações rápidas da tensão não ultrapassam, em geral, $5\%U_n$, (em BT) e $4\%U_C$ (em MT). Em circunstâncias excepcionais é possível ocorrerem variações (com duração muito breve e várias vezes no mesmo dia) que atingem $10\%U_n$ e $6\%U_C$ (respectivamente para a BT e MT).

– Severidade da tremulação

Em condições normais de exploração, para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração causada por flutuações de tensão deve ser inferior ou igual a 1 ($Plt \leq 1$) durante 95% do tempo.

– Desequilíbrio das tensões de alimentação

Em condições normais de exploração, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa ($U_- \leq 2\%$). Em certas regiões em que existam clientes alimentados por linhas parcialmente monofásicas ou bifásicas, podem ocorrer desequilíbrios de até 3% nos pontos de entrega trifásicos.

– Tensões harmónicas

Em condições normais de exploração, para períodos de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica, não devem exceder os valores indicados no quadro que se segue.

Os valores das tensões harmónicas nos pontos de entrega até à ordem 25, expressas em percentagem da tensão nominal (U_n) ou tensão declarada (Uc).

Em consequência de ressonância, podem surgir tensões mais elevadas para uma determinada tensão harmónica.

Além disso, a distorção harmónica total (THD) da tensão de alimentação, incluindo as harmónicas até à ordem 40, não devem ultrapassar 8%.

Harmónicas Ímpares				Harmónicas Pares	
Não Múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
h	U_h(%)	h	U_h(%)	h	U_h(%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6···24	0,5
13	3,0	21	0,5	> 24	0,2
17	2,0	> 21	0,2		
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
> 25	0,2 + 12,5/h				
THD≤8%					

– Tensões inter-harmónicas

Devido à pouca experiência neste domínio, os níveis de tensões inter-harmónicas encontram-se neste momento ainda em estudo não existindo valores estabelecidos.

– Transmissão de sinais de informação na rede

Os valores médios de 3 s das tensões dos sinais transmitidos não devem exceder os valores indicados no gráfico que integra a Norma NP EN 50 160 durante 99% de um dia.

Valores indicativos

– Cavas (abaixamentos) da tensão de alimentação

Em condições normais de exploração, o número possível de cavas de tensão pode ir de algumas dezenas a um milhar por ano. A maior parte das cavas dura menos de 1 s e tem uma profundidade inferior a 60% de U_n. Podem ocorrer, embora raramente, cavas da tensão com amplitude e duração superiores. Em certos locais, é frequente a ocorrência de cavas da alimentação com amplitudes entre 10% e 15% de U_n ou de U_C (de acordo com o nível de tensão da rede), em consequência de manobras de ligação e desligação de carga em instalações de clientes.

– Interrupções breves da tensão de alimentação

Quer para as redes de BT quer para as redes de MT, em condições normais de exploração, o número anual de interrupções breves pode variar de algumas dezenas a algumas centenas. A duração de cerca de 70% das interrupções breves é inferior a 1 s.

– Interrupções longas da tensão de alimentação

Em condições normais de exploração, a frequência anual das interrupções acidentais de duração superior a 3 minutos pode ser de 10 a 50, conforme as regiões.

– Sobretensões temporárias entre os condutores activos e a terra

Em certas condições, um defeito a montante de um transformador pode produzir sobretensões temporárias do lado da BT, enquanto se mantiver a corrente de defeito. As sobretensões não ultrapassam em geral 1,5 do valor eficaz da tensão.

Em relação às redes em MT, o valor previsível das sobretensões temporárias depende do tipo de ligação do neutro à terra. Para redes com neutro ligado à terra, directamente ou por impedância, a sobretensão não deve ultrapassar geralmente 1,7 U_C. Para redes de neutro isolado ou com bobina de extinção, a sobretensão não deve ultrapassar geralmente 2,0 U_C.

– Sobretensões transitórias entre os condutores activos e a terra

Para redes de BT as sobretensões transitórias não ultrapassam em geral 6 kV de pico, podendo surgir valores mais elevados. O tempo de crescimento pode variar de menos de um microsegundo a alguns milisegundos.

Para rede de MT não são referidos valores indicativos dos parâmetros das sobretensões transitórias (amplitude e tempo de crescimento).

ANEXO II – CARACTERIZAÇÃO FÍSICA DAS REDES

II.1 Caracterização física da rede de transporte

Linhas

	1999		2000	
Nível de tensão (kV)	km	%	km	%
400	1233,9	20,60	1235,2	20,54
220	2356,9	39,34	2418,4	40,21
150	2399,6	40,06	2360,8	39,25
Total	5990,4	100,00	6014,4	100,00

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Subestações

Razão de transformação		1999		2000	
		Potência de transformação (MVA)	%	Potência de transformação (MVA)	%
MAT/MAT	400 kV / 220 kV	2700	16,21	2700	16,01
	400 kV / 150 kV	2340	14,05	2590	15,36
	220 kV / 150 kV	831	4,99	831	4,93
	150 kV / 130 kV	150	0,90	150	0,89
Sub Total		6021	36,16	6271	37,19
MAT/AT	400 kV / 60 kV	680	4,08	680	4,03
	220 kV / 60 kV	5949	35,73	5955	35,31
	150 kV / 60 kV	3732	22,41	3732	22,13
	150 kV / 30 kV	270	1,621	225	1,33
Sub Total		10631	63,84	10592	62,81
Total		16652	100,00	16863	100,00

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

II.2 Caracterização física das redes de distribuição

Linhas

Ano 1999

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	Km	%	km	%	km	%
MAT	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
AT	6716,7	4,53	356,7	1,08	7073,4	3,90
MT	49515,5	33,40	9778,3	29,61	59293,8	32,71
BT	92020,1	62,07	22893,6	69,31	114913,7	63,39
Total	148252,3	100,00	33028,6	100,00	181280,9	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Ano 2000

Nível de tensão	Aéreas		Subterrâneas		Total	
	Km	%	km	%	km	%
MAT	74,5	0,05		0,00	74,5	0,04
AT	6810,8	4,52	356,4	1,05	7167,2	3,89
MT	50140,0	33,31	10058,5	29,63	60198,5	32,63
BT	93506,5	62,12	23532,5	69,32	117039,0	63,44
Total	150531,8	100,00	33947,4	100,00	184479,2	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Subestações

Ano 1999

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,16	150000	1,18
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MAT/MT	2	0,55	4	0,62	103000	0,81
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,31	60000	0,47
AT/MT	287	78,63	522	80,93	11696000	91,72
MT/MT	75	20,55	116	17,98	743250	5,83
Total	365	100,00	645	100,00	12752250	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Ano 2000

Relação de transformação	Subestações		Transformadores		Potência Instalada	
	n.º	%	n.º	%	MVA	%
MAT/MAT	0	0,00	1	0,15	150000	1,16
MAT/AT	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MAT/MT	2	0,54	4	0,61	103000	0,80
MAT/AT/MT	1	0,27	2	0,31	60000	0,47
AT/MT	288	78,26	528	80,73	11836000	91,74
MT/MT	77	20,92	119	18,20	753280	5,84
Total	368	100,00	654	100,00	12902280	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Postos de transformação

Ano 1999

Nível de tensão	PTs		Potência instalada	
(kV)	n.º	%	MVA	%
30	11055	23,96	1728,8	14,21
15	29989	65,00	8012,2	65,84
10	4903	10,63	2347,2	19,29
6	185	0,40	77,6	0,64
5	2	0,00	3,0	0,02
Total	46134	100,00	12168,8	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Ano 2000

Nível de tensão	PTs		Potência instalada	
(kV)	n.º	%	MVA	%
30	11426	24,00	1824,0	14,28
15	30891	64,89	8398,2	65,74
10	5108	10,73	2478,4	19,40
6	180	0,38	75,0	0,59
5	0	0,00	0,0	0,00
Total	47605	100,00	12775,6	100,00

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

ANEXO III - PONTOS DE ENTREGA DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA NO ANO 2000

Nível de Tensão (kV)	Identificação	Designação
150	FGT	Fogueteiro (REFER)
220	GVA	Gouveia (REFER)
150	MAA	Maia (Siderurgia Nacional Maia)
220	MRT	Mortágua (REFER)
150	NVC	Neves Corvo (Somincor)
150	PGS	Pegões (REFER)
150	QAJ	Quinta do Anjo (Autoeuropa)
150	QGD	Quinta Grande (REFER)
220	SSR	Sobral da Serra (REFER)
150	SXL1	Seixal (Siderurgia Serviços Seixal)
220	SXL2	Seixal (Siderurgia Longos Seixal)
60	SAM	Subestação de Alto de Mira
60	SBL	Subestação da Batalha
60	SCF	Subestação de Chafariz
60	SCG	Subestação do Carregado
60	SCH	Subestação de Carriche
60	SCN	Subestação de Canelas
60	SCT	Subestação de Custóias
60	SCV	Subestação de Chaves
60	SED	Subestação de Ermesinde
60	SEJ	Subestação de Estarreja
60	SER	Subestação de Évora
60	SET	Subestação de Estói
60	SFA	Subestação de Ferreira do Alentejo
60	SFF	Subestação de Fernão Ferro
60	SFN	Subestação de Fanhões
60	SFR	Subestação da Falagueira
60	SGR	Subestação de Guimarães
60	SMC	Subestação de Mourisca
60	SMG	Subestação do Mogadouro
60	SMR	Subestação de Mogofores
60	SOR	Subestação de Oleiros
60	SPA	Subestação de Porto Alto
60	SPB	Subestação de Pombal

Nível de Tensão (kV)	Identificação	Designação
60	SPC	Subestação da Pracana
60	SPN	Subestação do Pocinho
60	SPR	Subestação de Pereiros
60	SRA	Subestação de Riba D'Ave
60	SRM	Subestação de Rio Maior
150	SRU	Subestação de Ruivães
60	SSB	Subestação de Setúbal
60	SSN	Subestação de Sines
60	SSS	Subestação de Sete Rios
30	SSV1	Subestação de Sacavém (30 kV)
60	SSV2	Subestação de Sacavém (60 kV)
60	STJ	Subestação de Trajouce
60	STN	Subestação de Tunes
60	STR	Subestação do Torrão
60	SVC	Subestação de Vila Chã
60	SVG	Subestação de Valdigem
60	SVI	Subestação de Vila Fria
60	SVM	Subestação de Vermoim
60	SZR	Subestação do Zêzere

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

ANEXO IV - ZONAS GEOGRÁFICAS DEFINIDAS PARA O PERÍODO 2001-2005

A distribuição das diferentes localidades pelas zonas geográficas definidas no RQS (Zonas A, B e C) foi efectuada com base no número de clientes existentes em cada localidade no final do ano 2000. As tabelas seguintes apresentam a lista de localidades pertencentes às Zonas A e B. As localidades não indicadas nas tabelas fazem parte da Zona C.

Zonas A

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Lisboa	Lisboa	Lisboa	349017	1168	3		350188
Porto	Porto	Porto	156692	367			157059
Lisboa	Amadora	Amadora	65143	69	1		65213
Coimbra	Coimbra	Coimbra	62614	153			62767
Braga	Braga	Braga	59852	119			59971
Setúbal	Almada	Almada	55627	41	1		55669
Setúbal	Setúbal	Setúbal	49925	85			50010
Lisboa	Sintra	Queluz	43173	24			43197
Lisboa	Sintra	Agualva-Cacém	40084	55			40139
Porto	Vila Nova de Gaia	Vila Nova de Gaia	40036	64			40100
Lisboa	Sintra	Algueirão-Mem Martins	31905	45			31950
Braga	Guimarães	Guimarães	30656	195	1		30852
Leiria	Leiria	Leiria	29184	112			29296
Faro	Portimão	Portimão	28719	54			28773
Aveiro	Aveiro	Aveiro	28617	141			28758
Lisboa	Odivelas	Odivelas	26846	16			26862
Faro	Loulé	Quarteira	26661	33			26694
Faro	Faro	Faro	26236	52			26288
Coimbra	Figueira da Foz	Figueira da Foz	26086	44			26130
Setúbal	Seixal	Amora	25333	32		1	25366

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Zona B

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Lisboa	Cascais	Cascais	24944	52			24996
Setúbal	Barreiro	Barreiro	24939	21			24960
Porto	Matosinhos	Matosinhos	24774	61			24835
Évora	Évora	Évora	24321	55			24376
Porto	Gondomar	Rio Tinto	23677	38			23715
Faro	Albufeira	Albufeira	22167	17			22184
Setúbal	Seixal	Corroios	21973	25			21998
Lisboa	Sintra	Rio de Mouro	20601	22			20623
Porto	Póvoa de Varzim	Póvoa de Varzim	20238	17			20255
Lisboa	Cascais	São Domingos de Rana	20086	45			20131
Castelo Branco	Castelo Branco	Castelo Branco	19519	47			19566
Lisboa	Oeiras	Oeiras	19291	23			19314
Porto	Valongo	Ermesinde	17593	44			17637
Leiria	Caldas da Rainha	Caldas da Rainha	17517	68			17585
Faro	Olhão	Olhão	17034	35			17069
Lisboa	Cascais	Estoril	16563	27			16590
Santarém	Santarém	Santarém	16404	40			16444
Porto	Maia	Maia	16157	41	2		16200
Setúbal	Montijo	Montijo	15853	40			15893
Setúbal	Seixal	Seixal	15836	29			15865
Leiria	Marinha Grande	Marinha Grande	15538	122	1		15661
Viseu	Viseu	Viseu	15441	28			15469
Faro	Lagos	Lagos	15104	25			15129
Lisboa	Vila Franca de Xira	Alverca do Ribatejo	14774	50			14824
Guarda	Guarda	Guarda	14742	62			14804
Setúbal	Almada	Charneca da Caparica	14613	14			14627
Setúbal	Almada	Costa da Caparica	14425	13			14438
Porto	Vila do Conde	Vila do Conde	13991	28			14019
Lisboa	Cascais	Alcabideche	13791	37			13828
Porto	Matosinhos	Senhora da Hora	13645	34			13679
Faro	Loulé	Loulé	13635	28			13663
Bragança	Bragança	Bragança	13474	33			13507
Setúbal	Moita	Baixa da Banheira	13305	4			13309
Vila Real	Chaves	Chaves	13216	21			13237

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Lisboa	Oeiras	Paço de Arcos	13139	26			13165
Lisboa	Sintra	Sintra	13064	90			13154
Beja	Beja	Beja	13071	45			13116
Lisboa	Loures	Loures	13018	31			13049
Lisboa	Torres Vedras	Torres Vedras	12880	45			12925
Setúbal	Palmela	Pinhal Novo	12561	51			12612
Castelo Branco	Covilhã	Covilhã	12415	63			12478
Lisboa	Oeiras	Algés	12352	17			12369
Lisboa	Odivelas	Pontinha	12275	15			12290
Lisboa	Cascais	Carcavelos	12256	7			12263
Porto	Gondomar	Gondomar	12149	21			12170
Porto	Matosinhos	São Mamede de Infesta	12052	29			12081
Lisboa	Sintra	Belas	11905	19			11924
Lisboa	Oeiras	Linda-a-Velha	11886	17			11903
Lisboa	Cascais	Parede	11780	6			11786
Santarém	Tomar	Tomar	11750	19			11769
Porto	Maia	Aguas Santas	11594	24			11618
Lisboa	Vila Franca de Xira	Póvoa de Santa Iria	11475	18	1		11494
Porto	Vila Nova de Gaia	Canidelo	10851	11			10862
Vila Real	Vila Real	Vila Real	10788	14			10802
Aveiro	São João da Madeira	São João da Madeira	10753	36			10789
Setúbal	Sesimbra	Castelo (Sesimbra)	10710	45			10755
Viana do Castelo	Viana do Castelo	Viana do Castelo	10669	16			10685
Lisboa	Loures	Sto António dos Cavaleiros	10584	4			10588
Aveiro	Ovar	Ovar	10467	40			10507
Lisboa	Vila Franca de Xira	Vila Franca de Xira	10394	56	1		10451
Setúbal	Almada	Monte da Caparica	10381	16			10397
Braga	Barcelos	Barcelos	10340	24			10364
Leiria	Pombal	Pombal	10095	61			10156
Porto	Vila Nova de Gaia	Oliveira do Douro	10086	26			10112
Setúbal	Moita	Moita	9969	11			9980
Santarém	Entroncamento	Entroncamento	9889	20	1		9910
Lisboa	Oeiras	Carnaxide	9843	59			9902
Braga	Vila Nova de Famalicão	Vila Nova de Famalicão	9600	48			9648
Porto	Gondomar	Fanzeres	9505	17			9522

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Aveiro	Espinho	Espinho	9386	12			9398
Leiria	Peniche	Peniche	9303	22			9325
Aveiro	Ílhavo	Gafanha da Nazaré	8933	51			8984
Lisboa	Loures	Camarate	8828	26			8854
Santarém	Abrantes	Abrantes	8707	20	1		8728
Leiria	Nazaré	Nazaré	8678	8			8686
Faro	Tavira	Tavira	8666	19			8685
Portalegre	Elvas	Elvas	8450	66			8516
Portalegre	Portalegre	Portalegre	8427	40			8467
Braga	Fafe	Fafe	8413	23			8436
Lisboa	Amadora	Brandoa	8414	1			8415
Faro	Loulé	Almancil	8366	32	1		8399
Setúbal	Sesimbra	Quinta do Conde	8340	4			8344
Lisboa	Odivelas/Loures	Póvoa de Santo Adrião	8250	29			8279
Lisboa	Loures	Sacavém	8107	35			8142
Santarém	Torres Novas	Torres Novas	8027	37			8064
Lisboa	Loures	Santa Iria de Azoia	7928	37			7965
Porto	Valongo	Valongo	7855	26			7881
Lisboa	Lourinhã	Lourinhã	7741	27			7768
Porto	Vila Nova de Gaia	Pedroso	7705	28			7733
Lisboa	Loures	São João da Talha	7702	22	1		7725
Aveiro	Ílhavo	Ílhavo	7651	42			7693
Faro	Silves	Armação de Pera	7630	3			7633
Coimbra	Lousã	Lousã	7321	21			7342
Setúbal	Palmela	Palmela	7269	58			7327
Santarém	Benavente	Samora Correia	7024	105			7129
Porto	Santo Tirso	Santo Tirso	7077	39			7116
Lisboa	Odivelas	Ramada	7100	5			7105
Santarém	Ourém	Ourém	6966	34	1		7001
Setúbal	Barreiro	Lavradio	6969	1	3		6973
Viseu	Tondela	Tondela	6882	42			6924
Faro	Vila Real de Sto António	Vila Real de Sto António	6909	6			6915
Porto	Vila Nova de Gaia	Vilar de Andorinho	6903	9			6912
Lisboa	Loures	Moscavide	6858	8			6866
Porto	Gondomar	Valbom	6797	7			6804
Lisboa	Vila Franca de Xira	Vialonga	6755	15			6770

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Lisboa	Torres Vedras	Silveira	6666	12			6678
Porto	Amarante	Amarante	6622	10			6632
Porto	Matosinhos	Leça do Balio	6575	31			6606
Setúbal	Sines	Sines	6557	32	5		6594
Braga	Esposende	Esposende	6557	17			6574
Viseu	Lamego	Lamego	6535	14			6549
Lisboa	Amadora	Buraca	6513	8			6521
Porto	Trofa	Trofa	6458	45			6503
Aveiro	Águeda	Águeda	6381	85	1		6467
Lisboa	Mafra	Mafra	6404	28			6432
Porto	Matosinhos	Custóias	6403	13			6416
Lisboa	Oeiras	Barcarena	6377	31			6408
Bragança	Mirandela	Mirandela	6377	10			6387
Faro	Portimão	Alvor	6366	12			6378
Santarém	Rio Maior	Rio Maior	6301	57			6358
Faro	Albufeira	Olhos D'Água	6316	11			6327
Setúbal	Seixal	Fernão Ferro	6300	15			6315
Leiria	Alcobaça	Alcobaça	6255	16			6271
Setúbal	Moita	Alhos Vedros	6225	17			6242
Setúbal	Sesimbra	Sesimbra	6220	10			6230
Lisboa	Loures	Portela	6221	4			6225
Leiria	Peniche	Atouguia da Baleia	6209	14			6223
Porto	Gondomar	São Pedro da Cova	6204	8			6212
Setúbal	Santiago do Cacém	Vila Nova de Santo André	6150	6			6156
Porto	Vila Nova de Gaia	Arcozelo	6145	10			6155
Faro	Silves	Silves	6126	24			6150
Santarém	Almeirim	Almeirim	6119	31			6150
Lisboa	Mafra	Ericeira	6037	6			6043
Santarém	Ourém	Fátima	5960	69			6029
Évora	Montemor-o-Novo	Montemor-o-Novo	5998	29			6027
Porto	Gondomar	Baguim do Monte	5995	9			6004
Faro	São Brás de Alportel	São Brás de Alportel	5975	9			5984
Santarém	Cartaxo	Cartaxo	5933	24			5957
Setúbal	Grândola	Grândola	5890	18			5908
Setúbal	Barreiro	Santo André	5892	2			5894
Castelo Branco	Fundão	Fundão	5836	26			5862

Distrito	Concelho	Localidade	Número de Clientes				
			BT	MT	AT	MAT	Total
Aveiro	Santa Maria da Feira	Santa Maria da Feira	5741	24			5765
Évora	Vendas Novas	Vendas Novas	5697	35			5732
Lisboa	Sintra	São João das Lampas	5701	12			5713
Aveiro	Oliveira De Azeméis	Oliveira de Azemeis	5648	9			5657
Lisboa	Oeiras	Porto Salvo	5573	10			5583
Lisboa	Amadora	Alfragide	5489	32			5521
Lisboa	Sintra	Colares	5482	16			5498
Faro	Silves	São Bartolomeu de Messines	5462	21			5483
Porto	Valongo	São Vicente de Alfena	5445	15			5460
Évora	Estremoz	Estremoz	5399	29			5428
Porto	Vila Nova de Gaia	Vilar do Paraíso	5401	14			5415
Aveiro	Ovar	Esmoriz	5387	17			5404
Faro	Lagoa	Carvoeiro	5363	3			5366
Lisboa	Vila Franca de Xira	Sobralinho	5345				5345
Lisboa	Amadora	Alfornelos	5331	1			5332
Porto	Maia	Pedrouços	5310	11			5321
Setúbal	Seixal	Aldeia de Paio Pires	5262	26		2	5290
Porto	Vila Nova de Gaia	Canelas	5253	15			5268
Porto	Matosinhos	Perafita	5186	24			5210
Vila Real	Peso da Régua	Peso da Régua	5142	15			5157
Viseu	Mangualde	Mangualde	5108	26			5134
Setúbal	Alcochete	Alcochete	5048	50			5098
Santarém	Coruche	Coruche	5023	56		1	5080
Porto	Maia	Castelo da Maia	5026	40			5066
Setúbal	Almada	Sobreda	5019	7			5026
Porto	Matosinhos	Leça da Palmeira	n.d.		1		-

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

ANEXO V – CONCELHOS ABRANGIDOS PELAS ÁREAS DE REDE DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Algarve	Albufeira	Monchique
	Alcoutim	Olhão
	Aljezur	Portimão
	Castro Marim	São Brás de Alportel
	Faro	Silves
	Lagoa	Tavira
	Lagos	Vila do Bispo
	Loulé	Vila Real de Santo António

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Alentejo	Alandroal	Montemor o Velho
	Alcácer do Sal	Moura
	Aljustrel	Mourão
	Almodôvar	Odemira
	Alvito	Ourique
	Arraiolos	Portel
	Barrancos	Santiago do Cacém
	Beja	Serpa
	Borba	Sines
	Castro Verde	Vendas Novas
	Cuba	Viana do Alentejo
	Estremoz	Vidigueira
	Évora	Vila Viçosa
	Ferreira do Alentejo	Mora
	Grândola	Redondo
	Mértola	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Ave/Sousa	Amarante	Marco de Canavezes
	Baião	Mondim de Basto
	Cabeceiras de Basto	Paços de Ferreira
	Castelo de Paiva	Paredes
	Celorico de Basto	Penafiel
	Cinfães	Vila Nova de Famalicão
	Fafe	Santo Tirso
	Felgueiras	Trofa
	Guimarães	Vizela
	Lousada	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Beira Interior	Almeida	Meda
	Belmonte	Nelas
	Castelo Branco	Penedono
	Celorico da Beira Covilhã	Penalva do Castelo
	Figueira de Castelo Rodrigo	Penamacor
	Fornos de Algodres	Pinhel
	Fundão	Proença–a–Nova
	Gouveia	Sabugal
	Guarda	Seia
	Idanha–a-Nova	Trancoso
	Mangualde	Vila Nova de Foz Côa
	Manteigas	Vila Velha de Rodão

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Beira Litoral	Águeda	Ovar
	Aguiar da Beira	Santa Comba Dão
	Albergaria–a-Velha	Santa Maria da Feira
	Arouca	São João da Madeira
	Aveiro	São Pedro do Sul
	Carregal do Sal	Satão
	Castro d'Aire	Serancelhe
	Estarreja	Sever do Vouga
	Ílhavo	Tondela
	Moimenta da Beira	Vagos
	Mortágua	Vale de Cambra
	Murtosa	Vila Nova de Paiva
	Oliveira de Azeméis	Viseu
	Oliveira do Bairro	
	Oliveira de Frades	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Coimbra/Lousã	Anadia	Miranda do Corvo
	Arganil	Montemor–o–Velho
	Cantanhede	Oleiros
	Castanheira de Pêra	Oliveira do Hospital
	Coimbra	Pampilhosa da Serra
	Condeixa	Pedrogão Grande
	Ferreira do Zêzere	Penacova
	Figueira da Foz	Penela
	Figueiró dos Vinhos	Sertã
	Góis	Soure
	Lousã	Tábua
	Mealhada	Tomar
	Mira	Vila Nova de Poiares

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Grande Lisboa	Amadora	Oeiras
	Cascais	Sintra
	Lisboa	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Grande Porto	Espinho	Porto
	Gondomar	Valongo
	Maia	Vila do Conde
	Matosinhos	Vila Nova de Gaia

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Litoral Centro	Alcobaça	Nazaré
	Alvaiázere	Óbidos
	Ansião	Peniche
	Bombarral	Pombal
	Caldas da Rainha	Porto de Mós
	Batalha	Rio Maior
	Leiria	Vila Nova de Ourém
	Marinha Grande	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Minho	Amares	Ponte de Lima
	Arcos de Valdevez	Póvoa do Lanhoso
	Barcelos	Póvoa de Varzim
	Braga	Terras de Bouro
	Caminha	Valença
	Esposende	Viana do Castelo
	Melgaço	Vieira do Minho
	Monção	Vila Nova de Cerveira
	Paredes de Coura	Vila Verde
	Ponte da Barca	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Oeste	Alenquer	Lourinhã
	Arruda dos Vinhos	Mafra
	Cadaval	Odivelas
	Loures	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Península de Setúbal	Almada	Palmela
	Alcochete	Seixal
	Barreiro	Sesimbra
	Moita	Setúbal
	Montijo	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Trás–os-Montes	Alfandega da Fé	Peso da Régua
	Alijó	Resende
	Armamar	Ribeira de Pena
	Bragança	Sabrosa
	Boticas	Santa Marta de Penaguião
	Carrazeda de Ansiães	São João da Pesqueira
	Chaves	Tabuaço
	Freixo de Espada à Cinta	Tarouca
	Lamego	Torre de Moncorvo
	Macedo de Cavaleiros	Valpaços
	Mesão Frio	Vila Flor
	Miranda do Douro	Vila Pouca de Aguiar
	Mirandela	Vila Real
	Mogadouro	Vimioso
	Montalegre	Vinhais
	Murça	

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

Área de Rede	Concelhos abrangidos	
Vale do Tejo	Abrantes	Entroncamento
	Alcanena	Gavião
	Almeirim	Golegã
	Alpiarça	Mação
	Alter do Chão	Marvão
	Arronches	Monforte
	Avis	Nisa
	Azambuja	Ponte de Sôr
	Benavente	Portalegre
	Campo Maior	Salvaterra de Magos
	Cartaxo	Santarém
	Castelo de Vide	Sardoal
	Chamusca	Sousel
	Constância	Torres Novas
	Coruche	Vila de Rei
	Crato	Vila Nova da Barquinha
	Elvas	Fronteira

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

ANEXO VI – INFORMAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE SERVIÇO

VI.1 Informação sobre qualidade de serviço na rede de transporte

Ano	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENF (MWh)	493	410	362	378	356	212	2017
SAIFI	0,86	0,66	0,47	0,73	1,14	0,96	0,94
SAIDI (minutos)	10,90	10,10	4,70	16,87	9,84	6,16	24,45
SARI (minutos)	12,70	15,30	10,00	23,13	8,63	6,40	25,92

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Ano	TIE
1977	51,92
1978	58,62
1979	81,67
1980	21,32
1981	81,13
1982	20,72
1983	30,77
1984	27,72
1985	50,70
1986	14,85
1987	21,75
1988	24,23
1989	57,38
1990	32,60
1991	13,60
1992	8,48
1993	6,75
1994	10,07
1995	7,98
1996	6,79
1997	6,86
1998	6,12
1999	3,22
2000	29,54

Fonte: REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

VI.2 Informação sobre qualidade de serviço nas redes de distribuição

TIEPI (minutos)		Trimestre				Ano 2000
		1.º	2.º	3.º	4.º	
Área de Rede	Ave/Sousa	36,50	67,57	42,65	736,82	883,54
	Grande Porto	45,19	76,46	48,00	331,84	501,49
	Minho	47,01	89,83	33,13	445,72	615,69
	Trás-os-Montes	56,47	77,03	83,38	237,02	453,90
	Beira Interior	37,99	52,68	79,74	334,41	504,82
	Beira Litoral	68,78	103,90	75,65	648,08	896,41
	Coimbra	53,72	80,63	72,68	474,18	681,21
	Litoral Centro	72,69	111,94	65,01	516,43	766,07
	Alentejo	142,62	374,72	116,43	273,23	907,00
	Algarve	59,61	178,47	91,45	134,32	463,85
	Grande Lisboa	45,43	104,34	38,36	69,36	257,49
	Oeste	110,09	304,40	135,53	374,99	925,01
	Península de Setúbal	57,26	185,34	111,77	294,12	648,49
	Vale do Tejo	169,08	286,94	128,39	349,23	933,64
EDP Distribuição		65,88	136,69	71,83	363,46	637,86

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

SAIFI MT		Trimestre				Ano 2000
		1.º	2.º	3.º	4.º	
Área de Rede	Ave/Sousa	0,63	1,31	0,72	4,19	6,85
	Grande Porto	1,00	1,28	0,68	2,14	5,10
	Minho	0,78	1,69	0,64	2,89	5,99
	Trás-os-Montes	0,97	2,35	2,24	3,64	9,19
	Beira Interior	1,43	2,50	1,65	5,19	0,77
	Beira Litoral	1,07	1,72	1,37	5,67	9,84
	Coimbra	1,02	2,31	1,81	4,66	9,80
	Litoral Centro	1,17	2,01	1,59	5,75	10,51
	Alentejo	2,75	4,56	1,97	3,02	12,31
	Algarve	1,42	4,00	1,27	2,16	8,85
	Grande Lisboa	0,51	1,50	0,52	1,11	3,64
	Oeste	2,05	5,83	2,82	5,08	15,78
	Península de Setúbal	1,67	2,93	2,72	4,02	11,34
	Vale do Tejo	2,71	5,51	2,27	4,88	15,36
EDP Distribuição		1,32	2,66	1,47	3,94	9,39

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

SAIFI BT		Trimestre				Ano 2000
		1.º	2.º	3.º	4.º	
Área de Rede	Ave/Sousa	0,79	1,85	1,10	4,68	8,41
	Grande Porto	1,03	1,56	0,69	2,35	5,63
	Minho	0,88	1,72	0,77	3,64	7,01
	Trás-os-Montes	1,26	2,19	2,42	3,63	9,49
	Beira Interior	1,74	2,91	2,07	6,28	13,00
	Beira Litoral	1,31	2,29	1,64	6,50	11,75
	Coimbra	1,45	2,39	1,87	4,90	10,60
	Litoral Centro	1,44	2,08	1,72	5,67	10,90
	Alentejo	1,33	3,75	1,34	1,87	8,28
	Algarve	0,68	1,86	0,76	1,43	4,73
	Grande Lisboa	1,58	3,97	2,08	3,09	10,73
	Oeste	1,41	2,48	1,78	2,56	8,23
	Península de Setúbal	1,41	2,48	1,78	2,56	8,23
	Vale do Tejo	2,74	5,64	2,77	5,16	16,31
EDP Distribuição		1,30	2,55	1,48	3,64	8,97

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

SAIDI MT (minutos)		Trimestre				Ano 2000
		1.º	2.º	3.º	4.º	
Área de Rede	Ave/Sousa	34,58	63,06	37,83	840,27	975,74
	Grande Porto	52,73	83,56	51,54	335,70	523,53
	Minho	54,64	99,59	35,89	471,51	661,63
	Trás-os-Montes	51,46	92,12	89,32	297,51	530,41
	Beira Interior	43,86	54,49	93,57	375,13	567,05
	Beira Litoral	72,97	117,74	86,51	700,59	977,81
	Coimbra	78,12	106,98	81,74	530,01	796,86
	Litoral Centro	82,11	128,93	69,78	639,41	920,23
	Alentejo	181,31	420,64	151,08	330,66	1 083,69
	Algarve	88,42	204,56	84,12	177,64	554,73
	Grande Lisboa	50,24	92,80	34,42	88,80	266,26
	Oeste	171,07	431,12	207,84	575,08	1 385,11
	Península de Setúbal	78,84	217,18	185,38	505,72	987,12
	Vale do Tejo	193,95	319,45	146,69	402,95	1 063,04
EDP Distribuição		87,45	166,90	90,43	474,76	819,53

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

SAIDI BT (minutos)		Trimestre				Ano 2000
		1.º	2.º	3.º	4.º	
Área de Rede	Ave/Sousa	54,63	107,48	70,89	1 085,95	1 318,95
	Grande Porto	55,97	93,79	60,96	390,07	600,78
	Minho	62,38	112,96	59,95	646,32	881,62
	Trás-os-Montes	81,64	100,00	117,08	313,10	611,83
	Beira Interior	58,56	78,67	124,09	547,63	808,95
	Beira Litoral	90,01	150,11	101,68	803,66	1 145,46
	Coimbra	80,19	114,75	98,24	607,52	900,69
	Litoral Centro	110,51	148,63	94,55	693,80	1 047,48
	Alentejo	176,57	405,36	142,10	334,21	1 058,24
	Algarve	66,77	193,47	82,86	150,87	493,96
	Grande Lisboa	58,35	130,96	59,38	94,92	343,61
	Oeste	134,69	303,14	142,55	353,63	934,00
	Península de Setúbal	63,66	171,00	83,33	222,30	540,28
	Vale do Tejo	179,72	317,87	168,94	409,24	1 075,77
EDP Distribuição		83,35	160,35	92,30	451,94	787,94

Fonte: EDP Distribuição - Energia S.A.

ANEXO VII – DEFINIÇÕES E SIGLAS

As definições apresentadas neste Anexo coincidem, na sua grande maioria, com as que constam do Anexo N.º 1 do RQS.

Níveis de tensão

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

Baixa tensão normal (BTN) - baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA.

Baixa tensão especial (BTE) - baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW.

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

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

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

Entidades do sector eléctrico português

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

Cliente não vinculado - entidade que obteve autorização de adesão ao sistema eléctrico não vinculado (SENV) concedida pela ERSE, nos termos do RRC.

DGE - Direcção-Geral da Energia.

Distribuidor vinculado - entidade titular de uma licença vinculada de distribuição.

Consumidor - entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

Consumidor directo da RNT - entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe directamente energia eléctrica da rede de transporte para utilização própria.

ERSE - Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

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

Produtor - entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um 'ou mais grupos geradores.

Utilizador da RNT - produtor, distribuidor ou consumidor que está ligado fisicamente à rede de transporte ou que a utiliza por intermédio de terceiros para transporte e ou regulação de energia, ou ainda para apoio (reserva de potência).

Continuidade de serviço

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

Interrupção breve - interrupção acidental com uma duração igual ou inferior a três minutos.

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

Interrupção longa - interrupção acidental com uma duração superior a três minutos.

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

Qualidade da onda de tensão

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

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

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

Emissão (electromagnética) - processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética ao exterior.

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

Frequência da tensão de alimentação (f) - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo).

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 (P_{st}) - medida num período de dez minutos.
- Severidade de longa duração (P_{lt}) - calculada sobre uma sequência de 12 valores de P_{st} relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P\ It = \sqrt[3]{\sum_{j=1}^{12} \frac{P_{sti}^{\ 3}}{12}}$$

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.

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

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

- Individualmente, segundo a sua amplitude relativa (Uh) em relação à fundamental (U1), em que «h» representa a ordem da harmónica.

- Globalmente, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total *(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.

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

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

Mecanismos de resolução de conflitos

Arbitragem voluntária - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos, através do qual as partes se submetem voluntariamente à decisão de árbitros (Lei nº 31/86, de 29 de Agosto).

Conciliação de conflitos - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos através do qual uma terceira entidade sugere às partes em litígio que por acordo encontrem a respectiva resolução.

Mediação de conflitos - mecanismo de resolução extrajudicial de conflitos através do qual uma terceira entidade recomenda a resolução de um determinado litígio.

Diversos

Carga - valor, num dado instante, da potência activa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.

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.

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

Contrato de ligação à RNT - contrato entre o utilizador da RNT e a concessionária da RNT relativo às condições de ligação: prazos, custo, critérios de partilha de meios e de encargos comuns de exploração, condições técnicas e de exploração particulares, normas específicas da instalação, procedimentos de segurança e ensaios específicos.

Entrada - canalização eléctrica de BT compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

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

Fornecimento de energia eléctrica - venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor e concessionária da RNT.

Incidente - acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um elemento da rede, dando origem ou não a uma interrupção de serviço.

Indicador geral de qualidade de serviço - nível de desempenho das entidades que constituem o SEP, calculado para cada ano civil e para a totalidade dos clientes abrangidos, relativamente a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial.

Indisponibilidade - situação em que um determinado elemento, como um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos.

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

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

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

Manobras - acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a 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.

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.

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

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.

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

Nota - Na RNT o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

- Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente.
- 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 transformação - posto destinado à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de BT.

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.

Ramal - canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

Rede - conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

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

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

Rede nacional de transporte (RNT) - Compreende a rede de MAT, rede de interligação, instalações do gestor do sistema e os bens e direitos conexos.

Subestação - posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de AT.
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em AT.

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

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