ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

Tarifário

Relações Comerciais

Despacho

Acesso às Redes e às Interligações

ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO

21 de Julho de 1997

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO

Rua Dom Cristóvão da Gama, nº 1 -3º

1400 Lisboa

Tel: (01) 303 32 00

Fax: (01) 303 32 01

E-Mail: erse@erse.pt

Í N D I C E

INTRODUÇÃO 1

Secção 1 - ENQUADRAMENTO GERAL

1. NOVA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL 5

1.1 ESTRUTURA GERAL 5

1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVIÇO PÚBLICO 7

1.3 SISTEMA ELÉCTRICO INDEPENDENTE 8
1.3.1 SISTEMA ELÉCTRICO NÃO VINCULADO 8
1.3.2 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL 8

2. PRINCIPAIS DADOS E CARACTERÍSTICAS DO SECTOR ELÉCTRICO 9

2.1 INTERACÇÃO ENTRE O SECTOR ELÉCTRICO E A ECONOMIA 9
2.1.1 IMPACTE DO NÍVEL DE ACTIVIDADE ECONÓMICA NO SECTOR ELÉCTRICO 9
2.1.2 IMPACTE DO SECTOR ELÉCTRICO NA ECONOMIA 10

2.2 SECTOR ELÉCTRICO NO CONTEXTO ENERGÉTICO 12
2.2.1 A ENERGIA ELÉCTRICA E A ENERGIA PRIMÁRIA 12
2.2.2 CONSUMO FINAL DE ENERGIA 13

2.3 PROCURA DE ELECTRICIDADE 15
2.3.1 PROCURA GLOBAL 15
2.3.2 ESTRUTURA SECTORIAL 16
2.3.3 ESTRUTURA REGIONAL 22
2.3.4 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL 25

2.4 OFERTA DE ELECTRICIDADE 30
2.4.1 EMPRESAS DO SECTOR ELÉCTRICO 30
2.4.2 ESTRUTURA DA PRODUÇÃO 31
2.4.3 CENTROS PRODUTORES 32
2.4.4 REDE DE TRANSPORTE E INTERLIGAÇÃO 34
2.4.5 REDES DE DISTRIBUIÇÃO 38
2.4.6 INVESTIMENTO 40
2.4.7 RENDAS 41
2.4.8 ALGUNS INDICADORES FINANCEIROS DAS PRINCIPAIS EMPRESAS DO SEN 43
2.4.8.1 Produção 43
2.4.8.2 Transporte 45
2.4.8.3 Distribuição 47
2.4.9 CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE 53

2.5 PREÇOS DA ELECTRICIDADE 55
2.5.1 TARIFÁRIO 55
2.5.1.1 Consumidores Finais 55
2.5.1.2 Vendas da REN aos Distribuidores Vinculados 59
2.5.1.3 Entregas dos Distribuidores Vinculados à REN 60
2.5.1.4 Vendas a Pequenos Distribuidores 60
2.5.1.5 Produção Não Vinculada Propriedade dos Distribuidores 61
2.5.1.6 Entregas entre Distribuidores Vinculados 61
2.5.1.7 Produtores do SEI excluindo SENV 61
2.5.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA 63
2.5.3 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL 68

2.6 QUALIDADE DE SERVIÇO 73

2.7 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO ÂMBITO DO SEP 78
2.7.1 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES DO SEP 78
2.7.1.1 Novas Ligações à Rede 78
2.7.1.2 Contratação 78
2.7.1.3 Alterações à Potência Contratada 80
2.7.1.4 Interrupções 80
2.7.1.5 Medição 81
2.7.1.6 Facturação 83
2.7.1.7 Vencimento das Facturas 85
2.7.1.8 Juros de Mora e Compensações por Atraso de Pagamento 85
2.7.2 RELACIONAMENTO ENTRE A REN E OS PRODUTORES VINCULADOS 85
2.7.3 RELACIONAMENTO ENTRE A REN E OS DISTRIBUIDORES VINCULADOS 85

Secção 2 - REGULAÇÃO

3. ASPECTOS GERAIS DE REGULAÇÃO 89

3.1 OBJECTIVOS DA REGULAÇÃO 89

3.2 TIPOS DE REGULAÇÃO 91

3.3 REGULAÇÃO DE PREÇOS 92
3.3.1 FORMAS BÁSICAS 92
3.3.2 FORMAS MISTAS 93

4. REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL 97

4.1 OBJECTIVOS E OBJECTO DA REGULAÇÃO 97

4.2 PRINCÍPIOS GERAIS DA REGULAÇÃO 99
4.2.1 NÃO DISCRIMINAÇÃO 99
4.2.1.1 Entre o SEP e o SENV 99
4.2.1.2 Dentro do SEP 100
4.2.2 TRANSPARÊNCIA 101
4.2.3 EQUIDADE 103
4.2.4 EFICIÊNCIA 104
4.2.5 IGUALDADE 105

5. REGULAMENTOS A EMITIR 107

5.1 REGULAMENTO TARIFÁRIO 107
5.1.1 ÂMBITO 107
5.1.2 CONTEÚDO 108

5.2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS 113
5.2.1 ÂMBITO 113
5.2.2 CONTEÚDO 114

5.3 REGULAMENTO DO DESPACHO 116
5.3.1 ÂMBITO 116
5.3.2 CONTEÚDO 118

5.4 REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES 124
5.4.1 ÂMBITO 124
5.4.2 CONTEÚDO 125

5.5 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 131
5.5.1 ÂMBITO 131
5.5.2 CONTEÚDO 131
5.6 REGULAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE 134
5.7 REGULAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 135

Secçâo 3 - QUESTÕES A DEBATER

6. QUESTÕES GERAIS DE REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO 139
6.1 GRAU DE DETALHE E FLEXIBILIDADE 139
6.2 RITMO DE INTRODUÇÃO DAS MUDANÇAS 141
6.3 EQUILÍBRIO ENTRE OS OBJECTIVOS DE CURTO E LONGO PRAZO 142
7. QUESTÕES ESPECÍFICAS 143
7.1 TARIFAS 143
7.1.1 TARIFAS REGULADAS 143
7.1.2 QUESTÕES FUNDAMENTAIS 143
7.1.3 FORMA DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA 144
7.1.4 SEPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS CUSTOS 145
7.1.5 CUSTOS E TARIFAS 149
7.1.6 NÍVEL TARIFÁRIO 150
7.1.7 ESTRUTURA TARIFÁRIA 150
7.1.8 PROCEDIMENTOS 154
7.1.9 METODOLOGIAS E REGRAS COMPLEMENTARES 155
7.2 TRATAMENTO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS FACE À UNIFORMIDADE TARIFÁRIA 156
7.3 REGRAS DE ACESSO DOS CLIENTES FINAIS AO SENV 158
7.4 DIREITO DOS DISTRIBUIDORES À AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA FORA DO SEP 161
7.5 PARTILHA DE BENEFÍCIOS ENTRE O SEP E O SENV 163
7.6 ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES E RECIPROCIDADE 165
7.6.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DO ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES 165
7.6.2 PRINCIPAIS QUESTÕES SOBRE O ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES 166
7.7 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SEP E GESTÃO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS NO SEN 169
7.8 QUALIDADE DE SERVIÇO 171
7.9 RELACIONAMENTO COMERCIAL 172
7.9.1 CONDIÇÕES COMERCIAIS DE LIGAÇÃO À REDE 172
7.9.2 CONTRATAÇÃO DE CLIENTES DO SEP 173
7.9.3 MEDIÇÃO 173
7.9.4 FACTURAÇÃO E ACERTO DE CONTAS 174
7.10 UTILIZAÇÃO RACIONAL DE RECURSOS ENERGÈTICOS 176
8. ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA 177

LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA 179

SIGLAS E UNIDADES 185

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema Eléctrico Nacional 6
Figura 2.2.1.1: Energia Primária - Importações e Produção Nacional 12
Figura 2.2.1.2: Percentagem da Energia Primária Destinada à Produção de Electricidade 13
Figura 2.2.2.1: Consumo Final de Energia 13
Figura 2.2.2.2: Penetração da Electricidade no Consumo Final de Energia 14
Figura 2.3.1: Evolução do PIB e do Consumo Total de Electricidade (Continente) 15
Figura 2.3.2.1: Consumo de Electricidade por Sector de Actividade 16
Figura 2.3.2.2: Estrutura do Consumo no Continente - 1996 17
Figura 2.3.2.3: Consumo de Electricidade por Sector de Actividade e Nível de Tensão 18
Figura 2.3.2.4: Estrutura do Consumo e Nº de Consumidores por Níveis de Tensão (1996) 18
Figura 2.3.2.5: Estrutura da Actividade Económica e do Consumo de Electricidade (Continente) 19
Figura 2.3.2.6: Famílias e Consumidores Domésticos de Electricidade (Continente) 20
Figura 2.3.2.7: Evolução das Taxas de Posse dos Electrodomésticos 21
Figura 2.3.2.8: Estrutura do Consumo Doméstico de Electricidade por Equipamento 22
Figura 2.3.3.1: Distribuição Regional do Consumo e Nº de Consumidores 23
Figura 2.3.3.2: Concentração do Consumo e do Nº de Consumidores 23
Figura 2.3.3.3: Consumo Médio por Distrito (MWh / Consumidor) 24
Figura 2.3.3.4: Consumo Médio por Distrito (MWh / km2) 25
Figura 2.3.4.1: Estrutura da Procura de Electricidade 26
Figura 2.3.4.2: Consumo de Electricidade per Capita 27
Figura 2.3.4.3: Intensidade Eléctrica 27
Figura 2.3.4.4: Intensidade Energética 28
Figura 2.3.4.5: Penetração da Electricidade no Consumo Final de Energia 29
Figura 2.4.2: Produção e Importação de Electricidade no Total do Continente 31
Figura 2.4.3.1: Potência Instalada no SEP e SENV 32
Figura 2.4.3.2: Pequenos Produtores Independentes que Injectaram Energia na Rede Pública 33
Figura 2.4.3.3: Produção de Pequenos Produtores Independentes 33
Figura 2.4.4.1: Linhas de MAT da Rede de Transporte 34
Figura 2.4.4.2: Subestações da Rede de Transporte 35
Figura 2.4.4.3: Diagrama de Cargas nos dias de Ponta Anual 37
Figura 2.4.5.1: Equipamentos da Rede de Distribuição 38
Figura 2.4.5.2: Redes Subterrâneas 39
Figura 2.4.6.1: Investimento no Sector Eléctrico em Portugal Continental 40
Figura 2.4.6.2: Investimento a Custos Técnicos (EDP) 41
Figura 2.4.8.1: Estrutura de Custos da Produção em 1995 43
Figura 2.4.8.2: Estrutura de Custos da REN em 1995 46

Figura 2.4.8.3.1: Estrutura de Custos da Distribuição em 1995 48
Figura 2.4.8.3.2: Estrutura dos Consumos em 1995 50
Figura 2.5.2.1: Preços Médios de Energia Eléctrica (EDP) 64
Figura 2.5.2.2: Repartição do Preço Médio por Actividade - 1995 64
Figura 2.5.2.3: Decomposição do Preço Médio de Venda da EDP 65
Figura 2.5.2.4: Evolução do Preço dos Combustíveis para Produção de Electricidade 66
Figura 2.5.2.5: Taxa de Juro e Inflação 67
Figura 2.5.2.6: Desvalorização do Escudo Face ao Dólar (USD) e ao Marco Alemão 67
Figura 2.5.3.1: Preços de Electricidade para Usos Domésticos por Consumidor -Tipo 69
Figura 2.5.3.2: Comparação Internacional de Preços para Usos Domésticos 70
Figura 2.5.3.3: Preços de Electricidade para Usos Industriais por Consumidor Tipo 71
Figura 2.5.3.4: Comparação Internacional de Preços para Usos Industriais 72
Figura 3.3.1.1: Partilha de Resultados 94
Figura 3.3.1.2: Partilha de Proveitos 94
Figura 3.3.2.3: Opções à Escolha da Empresa Regulada 96

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2.4.4: Linhas de Interligação no Final de 1996 35
Quadro 2.4.8.1.1: Indicadores Económicos da Produção em 1995 44
Quadro 2.4.8.1.2: Indicadores Financeiros da Produção em 1995 45
Quadro 2.4.8.2.1: Margem Bruta Unitária das Vendas da REN em 1995 46
Quadro 2.4.8.2.2: Indicadores Financeiros da REN em 1995 47
Quadro 2.4.8.3.1: Vendas e Compras de Electricidade em 1995 49
Quadro 2.4.8.3.2: Margem das Vendas em 1995 50
Quadro 2.4.8.3.3: Indicadores Económico-Financeiros da Distribuição em 1995 51
Quadro 2.4.8.3.4: Número de Consumidores em 1995 51
Quadro 2.4.8.3.5: Outros Indicadores da Distribuição em 1995 52
Quadro 2.5.1.1: Opções Tarifárias 58
Quadro 2.5.1.2: Tarifas de Venda a Consumidores Finais (1997) 59
Quadro 2.5.3.1: Caracterização dos Consumidores Domésticos Tipo 68
Quadro 2.5.3.2: Caracterização dos Consumidores Tipo Industriais 69
Quadro 3.3.1: Opções à Escolha da Empresa Regulada 95

INTRODUÇÃO

A legislação do sector eléctrico, e em particular os Decretos-Lei nºs 182/95 e 187/95, de 27 de Julho, atribuem à Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) a responsabilidade pela preparação e emissão de quatro regulamentos, a saber:

- Regulamento Tarifário
- Regulamento de Relações Comerciais
- Regulamento do Despacho
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

A legislação prevê igualmente que a ERSE apresente uma proposta sobre as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço. A emissão deste regulamento, assim como do Regulamento da Rede de Transporte e do Regulamento da Rede de Distribuição, é competência da Direcção Geral de Energia (DGE).

Os regulamentos acima mencionados deverão permitir a transformação do sector eléctrico no sentido de maior transparência e eficiência, através da coexistência entre o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). Os contornos desta transformação encontram-se definidos na legislação nacional de Julho de 1995 (DL nºs 182/95 a 187/95), com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei nº 56/97, de 14 de Março, a qual aliás está em sintonia com a Directiva da União Europeia sobre o mercado interno da electricidade que entrou em vigor a 19 de Fevereiro de 1997.

Os estatutos da ERSE (publicados em Decreto-Lei nº 44/97, de 20 de Fevereiro) estabelecem, em concordância com o já referido DL nº 187/95, que algumas decisões do seu Conselho de Administração sejam precedidas de consulta ao Conselho Tarifário e ao Conselho Consultivo, órgãos representativos que integram a estrutura da ERSE. A legislação prevê também que a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) apresente uma proposta relativa ao Regulamento do Despacho, e admite que essa mesma entidade, as entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição e as titulares de licenças não vinculadas possam apresentar propostas relativamente ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

O interesse manifestado por numerosas empresas, associações e instituições em participar na preparação dos vários regulamentos, reforçou a nossa convicção de que é indispensável definir um quadro alargado de discussão onde os diferentes argumentos possam ser ponderados e adequadamente articulados.
A importância dos regulamentos para o desenvolvimento do sector eléctrico e

para a economia nacional em geral exige, com efeito, um processo de consulta pública que permita a participação e a co-responsabilização das várias partes.

Sendo a emissão dos regulamentos condição prévia para a aplicação rápida e ordenada da nova legislação do sector eléctrico nacional, entendeu a ERSE considerar a sua preparação como tarefa prioritária. Existindo uma forte inter-relação entre os vários regulamentos, considerou-se igualmente que seria mais eficaz sincronizar a sua elaboração.

Convém no entanto recordar que as competências da ERSE não se esgotam na emissão e posterior acompanhamento da aplicação de regulamentos, mas incluem também um vasto espectro de responsabilidades, nomeadamente no que diz respeito ao SEP. Recorda-se ainda que, de acordo com o DL nº 182/95, a jurisdição da ERSE se limita ao território continental.

O presente Anúncio de Proposta de Regulamentação (APR) divide-se em três Secções:

1. A primeira Secção descreve o enquadramento geral dos regulamentos cuja preparação agora se anuncia e inclui dois capítulos, caracterizando respectivamente os principais aspectos jurídicos e económicos do sector eléctrico português. O objectivo desta Secção é fornecer a todos os participantes no processo de consulta pública uma base de informação suficientemente ampla, embora não exaustiva. Solicita-se a todos os interessados que proporcionem dados e informações relevantes para completar, com a máxima precisão possível, o quadro do sector eléctrico aqui esboçado.

2. A segunda Secção compreende um capítulo de carácter geral e outro específico do sector eléctrico nacional, focando os objectivos e os princípios gerais de regulação. O âmbito e o conteúdo dos vários regulamentos, tal como referidos na legislação em vigor, são ainda apresentados em capítulo à parte. O objectivo desta Secção é recordar e sistematizar os pontos de referência que devem balizar a preparação e a aplicação dos regulamentos.

3. A última Secção discute algumas questões fundamentais associadas à regulação do sector eléctrico e as principais questões específicas em torno das quais se articulará a consulta pública, descrevendo ainda as etapas e os procedimentos da consulta agora iniciada. O objectivo desta Secção é proporcionar um núcleo de opções que permita a obtenção em tempo breve do consenso necessário à eficaz regulamentação do sector eléctrico.

Secção 1

ENQUADRAMENTO GERAL

1. NOVA ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

1.1 ESTRUTURA GERAL

Legislação

Em finais da década de 80 começou a ser delineado o modelo organizativo do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) agora em vigor. O primeiro passo, legislativo, foi dado com a publicação do Decreto-Lei nº 449/88, de 10 de Dezembro, que consagrava a abertura do sector à iniciativa privada.

O Decreto-Lei nº 99/91, de 2 de Março, estabeleceu o regime jurídico do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Em simultâneo, começou a operar-se a reestruturação da Electricidade de Portugal (EDP), estabelecida no Decreto-Lei nº 7/91, de 8 de Janeiro e que conduziu à desintegração vertical da empresa, de acordo com o Decreto-Lei nº 131/94, de 19 de Maio. Como consequência surgiram várias empresas, algumas das quais vocacionadas exclusivamente para cada uma das três áreas de actividade referidas.

O conjunto da referida legislação e as suas consequências, nomeadamente o aparecimento de novos actores no sector eléctrico, conduziu à necessidade de garantir, através de um novo modelo organizativo, a definição do relacionamento entre os diversos intervenientes no sector. Assim, no DL nº 182/95 estabeleceram-se as bases da nova organização do sector eléctrico delimitando o campo de actuação de cada um dos intervenientes e definindo as regras gerais de relacionamento entre eles. O DL nº 182/95 foi complementado por um conjunto de Decretos-Lei (nºs 183 a 187/95, de 27 de Julho), em que se estabeleciam os princípios base do exercício das actividades de produção, transporte, distribuição, cogeração e regulação do sector. Recentemente foram introduzidas pequenas alterações, através do DL nº 56/97.

Modelo de Organização

Actualmente, o modelo organizativo do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) compreende o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI), esquematicamente representado na Figura 1.1. O SEP tem como objectivo a satisfação das necessidades da generalidade dos consumidores de energia eléctrica, segundo o princípio da uniformidade tarifária no território continental. A obrigatoriedade do fornecimento determina a existência da função de planeamento centralizado do SEP e a vinculação através de contratos, concessão e licenças dos operadores das funções de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

O SEI não tem responsabilidade de serviço público. Ele engloba as situações particulares de produção de energia eléctrica para as quais existe legislação específica: mini-hídricas com potência aparente instalada até 10 MVA, outras energias renováveis e cogeração. O subsistema SENV (Sistema Eléctrico Não Vinculado) rege-se pela lógica de mercado. Existem relações entre o SEP e o SEI, quer as determinadas pela legislação específica, como por exemplo o regime especial de compra pelo SEP da energia eléctrica produzida pelas fontes renováveis e pelas instalações de cogeração, quer as que resultam da cooperação entre o SEP e o SENV.

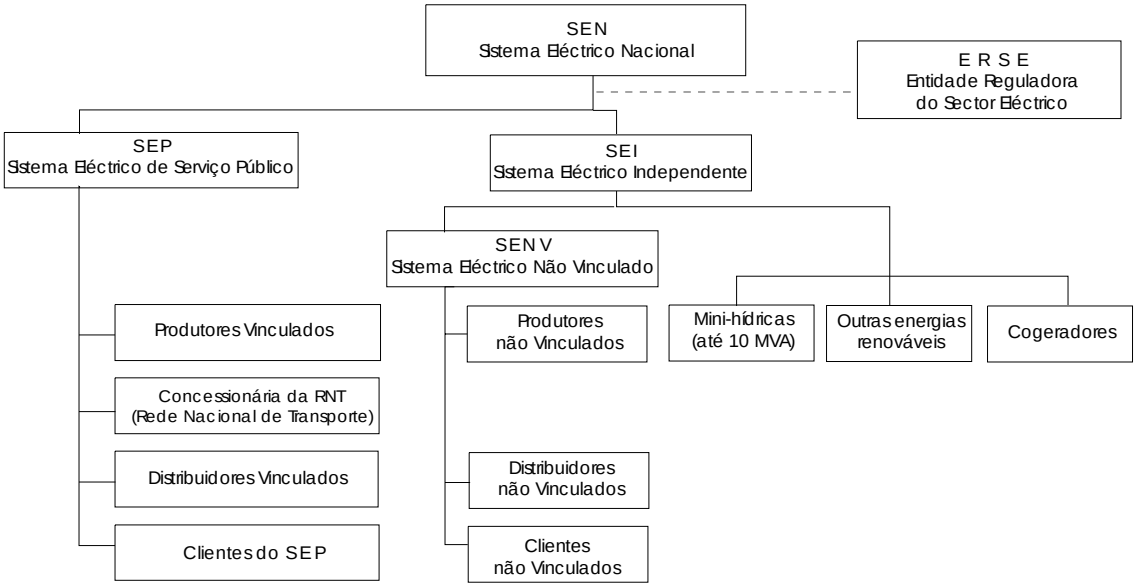


Figura 1.1

Regulação e Planeamento

De modo a assegurar o correcto funcionamento do SEP e a sua coexistência com o SEI numa base de exploração de vantagens mútuas entre estes dois subsistemas, foi criada a ERSE. A legislação do sector atribui a esta entidade a regulação do SEP e do relacionamento comercial entre o SEP e o SENV.

À Direcção Geral de Energia (DGE) é atribuída, entre outras, a importante tarefa do planeamento do sistema electroprodutor, bem como a responsabilidade pelos processos de consulta e selecção de novos operadores de produção vinculada.

1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVIÇO PÚBLICO

No sector eléctrico, o serviço público surge como a obrigação de produzir, transportar e distribuir electricidade, em benefício de todos os consumidores, no conjunto do território do Continente, com tarifas uniformes e qualidade de serviço adequada.

Fazem parte do SEP a Rede Nacional de Transporte (RNT), explorada em regime de concessão de serviço público, as instalações de produção e as redes de distribuição, desde que exploradas em regime de licença vinculada.

A RNT, que compreende a rede de Muito Alta Tensão (MAT), a rede de interligação e as instalações do Despacho Nacional, tem um papel fundamental no funcionamento do SEP.

O DL nº 185/95, revisto pelo DL nº 56/97, estabelece designadamente o regime jurídico do exercício da actividade de transporte de energia eléctrica e aprova as bases de concessão da exploração da RNT.

É à entidade concessionária da RNT que fica cometida a obrigação de aquisição, recepção e transmissão de energia eléctrica e também a gestão técnica global do SEP, que inclui o despacho de centros produtores (vinculados ou não) que estejam submetidos ao despacho centralizado. Assim, uma importante competência da entidade concessionária da RNT é a de servir de charneira entre o SEP e o SEI.

São produtores vinculados as entidades que estabeleceram com a entidade concessionária da RNT um contrato de vinculação segundo o qual toda a sua produção é vendida em exclusivo ao SEP.

A distribuição de energia eléctrica em Média e Alta Tensão (MT e AT) está organizada regionalmente, através de quatro regiões de distribuição: Norte, Centro, Lisboa e Vale do Tejo e Sul. A distribuição de energia eléctrica em Baixa Tensão (BT) organiza-se localmente, em áreas geográficas coincidentes com a área de jurisdição de cada município. Actualmente, as empresas com licença de distribuição vinculada em MT e AT são, também, responsáveis pela distribuição em BT nos municípios inseridos nas respectivas regiões.

1.3 SISTEMA ELÉCTRICO INDEPENDENTE

1.3.1 SISTEMA ELÉCTRICO NÃO VINCULADO

O SENV rege-se por regras de mercado e a legislação consagra que ele possa ser constituído por produtores, distribuidores e clientes não vinculados. Aos produtores e clientes do SENV é permitido o acesso às redes do SEP, mediante o pagamento de uma remuneração adequada.

Os produtores do SENV que tenham potência instalada superior a 10 MVA e que estejam ligados ao SEP estão sujeitos a despacho centralizado.

Os distribuidores não vinculados deverão ser detentores de linhas de distribuição em AT ou MT que liguem produtores não vinculados a clientes também não vinculados e que não estejam, ambos, ligados fisicamente ao SEP.

Actualmente, para um cliente poder aderir ao SENV deve ser consumidor em MT ou em AT e ter um consumo anual mínimo de 100 GWh, cabendo à ERSE no futuro a revisão deste limite.

1.3.2 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Para além do SENV fazem parte do SEI os produtores independentes com regime jurídico específico, e que produzem energia eléctrica a partir de:

- aproveitamentos hidroeléctricos com potência instalada inferior a 10 MVA;
- energias renováveis com excepção da energia hidráulica;
- instalações de cogeração.

Foi com vista a diminuir a dependência energética do País que foi publicado em 1988 o Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, em que se estabeleciam “as condições relativas ao exercício da actividade de produção de energia eléctrica, dentro de determinados limites de potência, por qualquer entidade, independentemente da sua forma jurídica, que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de produção combinada de calor e electricidade”. Assim se deu início ao aparecimento de um grande número de pequenos produtores, e muito particularmente de cogeradores.

O DL nº 186/95, relativo especificamente às instalações de cogeração, veio clarificar as regras de actuação destes produtores. O Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro, alterou também o DL nº 189/88, designadamente eliminando o limite de potência para as centrais de produção a partir de recursos renováveis, excepto mini-hídricas, e modificando o tarifário aplicável.

2. PRINCIPAIS DADOS E CARACTERÍSTICAS DO SECTOR ELÉCTRICO

2.1 INTERACÇÃO ENTRE O SECTOR ELÉCTRICO E A ECONOMIA

2.1.1 IMPACTE DO NÍVEL DE ACTIVIDADE ECONÓMICA NO SECTOR ELÉCTRICO

A energia eléctrica assume uma importância fulcral no desenvolvimento económico e social, na medida em que o progresso tecnológico e a utilização de novas tecnologias implicam um recurso cada vez maior ao consumo de electricidade. Por um lado, trata-se de um factor de produção absolutamente indispensável à actividade produtiva; por outro lado, o aumento do nível de vida das populações é acompanhado por exigências crescentes nos níveis de conforto, que estão intrinsecamente associadas à utilização de equipamentos electrodomésticos.

Neste contexto, a evolução da procura de electricidade é fortemente determinada pelo ritmo de crescimento da actividade económica. Contudo, a procura associada a cada um dos diferentes sectores de actividade apresenta comportamentos diferenciados.

A evolução do consumo de electricidade no sector doméstico, para além do forte crescimento resultante do progressivo alargamento da electrificação, é explicada pela evolução do Rendimento Disponível das famílias e das correspondentes variações no Consumo Privado.

No sector dos serviços verifica-se que o consumo de energia eléctrica é claramente influenciado pelo comportamento do Produto Interno Bruto (PIB), com uma elasticidade próxima de 2 [1], a longo prazo.

Relativamente à indústria, as elasticidades do consumo em relação ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) são bastante diferenciadas por subsector industrial, sendo possível afirmar que, no conjunto da indústria transformadora, a elasticidade é próxima da unidade. As variações no consumo de energia eléctrica na indústria dependem essencialmente da composição subsectorial — um maior ou menor crescimento na actividade de sectores em que a elasticidade procura-VAB é mais elevada, altera significativamente o crescimento da procura global de electricidade na indústria.

Em relação ao impacte de variações dos preços no consumo, verifica-se que apenas nalgumas indústrias se assiste a uma reacção da procura como

1 Estimativas com base no período 1970-1994 permitem concluir que uma variação de 1% no PIB conduz a uma variação de cerca de 1% no consumo de electricidade a curto prazo, mas de quase 2% a longo prazo.

consequência de variações no preço da electricidade, particularmente quando considerado em relação aos preços de outras formas de energia.

2.1.2 IMPACTE DO SECTOR ELÉCTRICO NA ECONOMIA

O conjunto do sector eléctrico apresenta uma dimensão considerável em termos nacionais, especialmente relevante na actividade de investimento, uma vez que se trata de um sector capital-intensivo.

Assim, torna-se importante apresentar uma perspectiva geral do impacte directo do sector eléctrico no conjunto da economia, que pode ser obtida através da comparação entre alguns indicadores do nível de actividade do sector e as correspondentes grandezas a nível macroeconómico. Assim, tem-se:

- a contribuição do Valor Acrescentado Bruto (VAB) do sector eléctrico para o Produto Interno Bruto (PIB) do país situa-se em cerca de 3%;
- relativamente ao Investimento, o sector representa cerca de 4% do total da Formação Bruta de Capital Fixo;
- em termos de emprego, o conjunto relativo à produção, transporte e distribuição de electricidade absorve cerca de 0,5% do total do país, facto que reflecte a natureza capital-intensiva desta actividade.

Considerando a actividade produtiva global, é possível concluir que os fornecimentos de electricidade aos restantes sectores de actividade têm um peso inferior a 3% da Produção Efectiva[1].

Uma análise detalhada por sector, com base nas últimas Contas Nacionais publicadas pelo Instituto Nacional de Estatística (INE), referentes a 1993, mostra que apenas num pequeno número de sectores[2] os fornecimentos do sector eléctrico excedem os referidos 3% da Produção Efectiva.

Na óptica da Despesa, é possível afirmar que os fornecimentos do sector eléctrico para Consumo Privado correspondem a cerca de 2% do total.

Para além dos impactes directos do sector eléctrico já indicados, é possível obter estimativas que incluem também os efeitos induzidos pelo sector, através do impacte indirecto resultante dos efeitos nos outros sectores de actividade [3].
Este tipo de estudos permite, por exemplo, avaliar o impacte de uma alteração do preço da electricidade nos preços dos restantes sectores. A este propósito, é

[1] Produção total de bens e serviços, num dado ano (VAB + Consumos Intermédios).

[2] Trata-se essencialmente da Extracção e Transformação de Minerais Ferrosos e Não Ferrosos e da Fabricação de Materiais de Construção (minerais não metálicos, porcelanas, faianças, grés fino e olaria de barro, vidro e outros materiais de construção).

[3] Estes impactes são obtidos através do sistema de relações inter-industriais que permite conhecer as necessidades directas e indirectas dos diferentes "inputs" na produção de cada sector

curioso notar que os resultados disponíveis mostram que os referidos efeitos são bastante reduzidos. Assim, por exemplo:

- considerando o índice de preços no Consumo Intermédio a nível global, tem-se um impacte inferior a 0,1%, como consequência de uma variação de 1% no preço da electricidade;
- no caso do índice de preços no Consumo Privado, é possível concluir que uma variação de 1% no preço da energia eléctrica implica uma variação não superior a 0,05%.

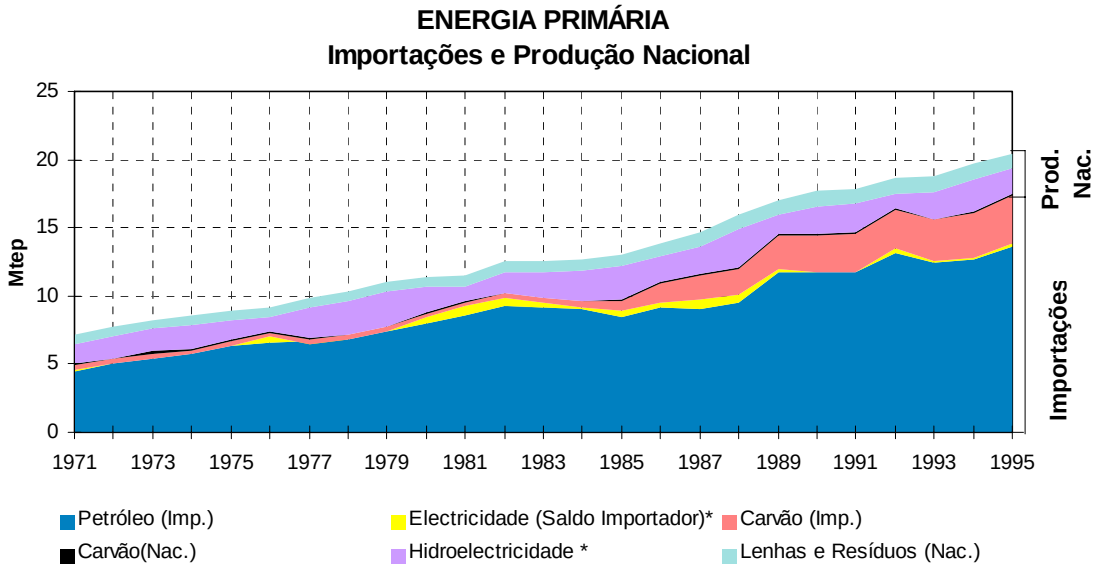
2.2 SECTOR ELÉCTRICO NO CONTEXTO ENERGÉTICO

2.2.1 A ENERGIA ELÉCTRICA E A ENERGIA PRIMÁRIA

Conforme ilustrado na Figura 2.2.1.1, as necessidades energéticas de Portugal são satisfeitas na sua grande maioria através de importações — no período em análise, as importações variaram entre 69% e 87% do total da energia primária.

Apesar do acréscimo na contribuição do carvão a partir de 1986, a importação de petróleo contribui ainda com cerca de 80% para a dependência energética. O aumento do consumo de carvão veio permitir uma diversificação das fontes energéticas do país, que não teria sido possível sem o contributo do sector eléctrico, uma vez que este resultado se deve essencialmente à introdução de centrais termoeléctricas a carvão.

Por outro lado, a hidroelectricidade* é a forma de energia primária que mais contribui para o total da produção nacional. As lenhas e resíduos mantiveram um valor sensivelmente constante no período em análise, representando actualmente cerca de 30% da produção nacional. Por fim, o carvão nacional tem uma contribuição pouco significativa, com valores na ordem de 1% nos últimos anos.

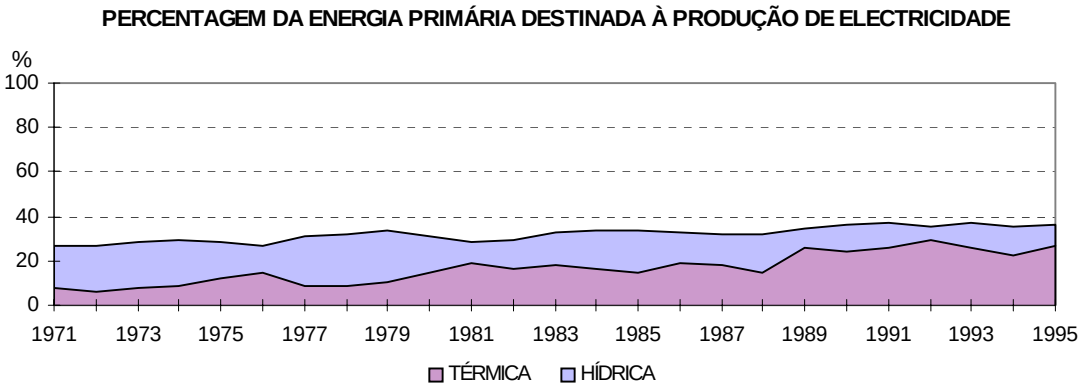


Fonte: DGE

Figura 2.2.1.1

A proporção da energia primária destinada à produção de energia eléctrica* é já superior a 35% (Figura 2.2.1.2), facto que ilustra a importância do sector eléctrico no contexto energético nacional.

* Na hidroelectricidade considerou-se 1 GWh = 223 tep

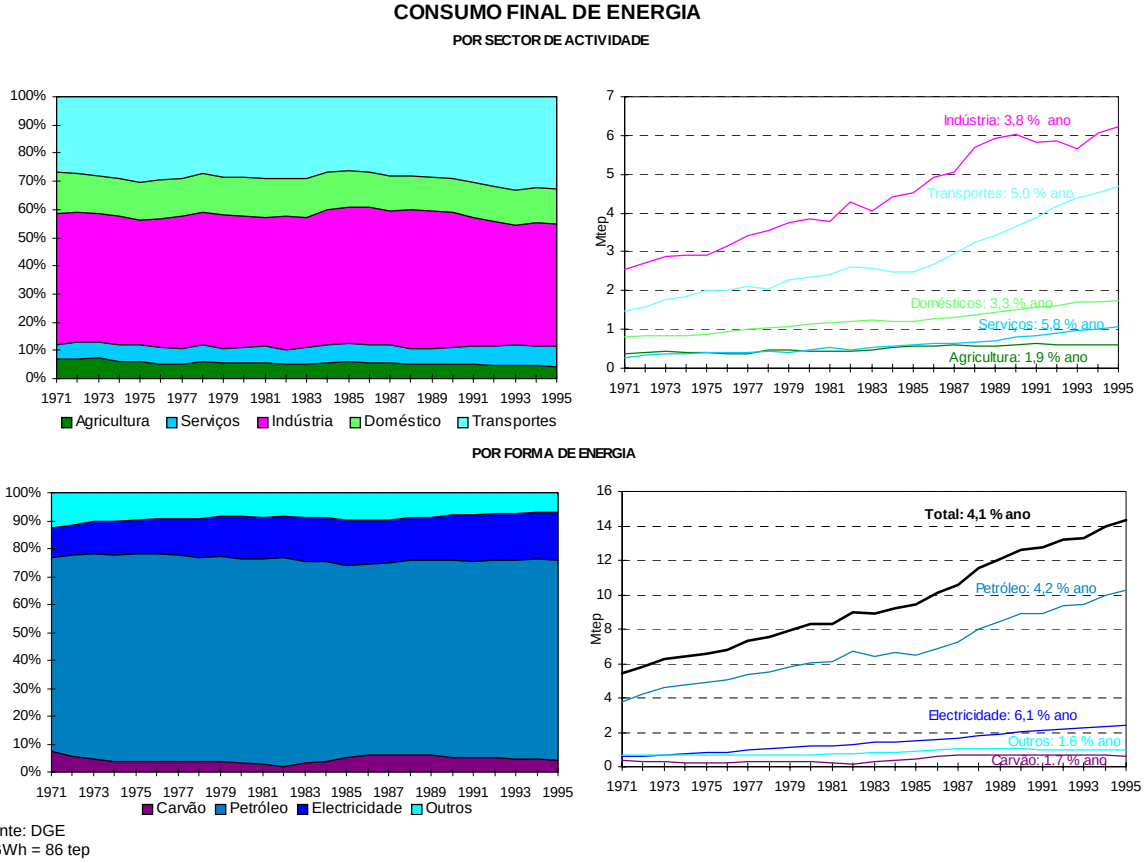


(1) Na hidroelectricidade considerou-se 1 GWh = 223 tep
Fonte: DGE

Figura 2.2.1.2

2.2.2 CONSUMO FINAL DE ENERGIA

A Figura 2.2.2.1 apresenta uma perspectiva da evolução do consumo final de energia por sector de actividade económica e por forma de energia.



Fonte: DGE
1GWh = 86 tep

Figura 2.2.2.1

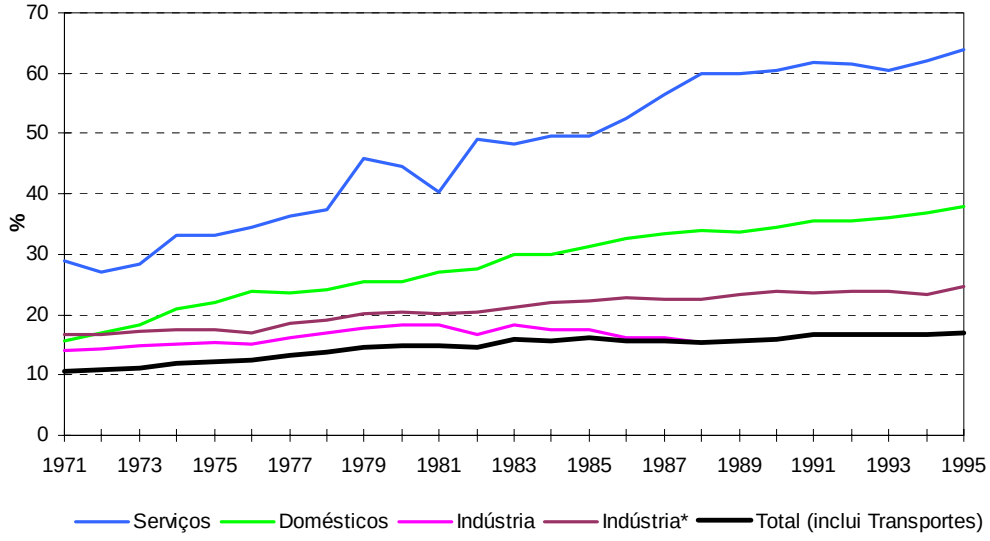
Por sector de actividade económica, é possível concluir que o sector industrial é responsável por quase metade do consumo final de energia do País. A evolução recente do consumo neste sector ilustra o reflexo da recessão económica com uma quebra entre 1990 e 1993. Segue-se o sector dos transportes, cujo peso no total é já superior a 30%, sendo interessante notar o forte crescimento verificado no período posterior a 1985 (6% por ano).

O sector dos serviços é aquele em que o consumo final de energia apresenta uma maior dinâmica, embora o seu peso relativo no total seja ainda pouco superior a 10%.

A análise do consumo final por forma de energia mostra que, embora o petróleo continue a dominar a evolução do sector energético (cerca de 70% do total), a electricidade apresenta-se bastante mais dinâmica que as restantes formas de energia, facto que determina a sua importância crescente no total — enquanto o consumo final de energia apresentou um crescimento médio anual de cerca de 4% entre 1971 e 1995, a electricidade cresceu cerca de 6% por ano. Tem-se, assim, uma evolução claramente crescente na penetração da electricidade no consumo final de energia, definida como a relação entre o consumo de electricidade e o consumo final do conjunto do sector energético.

A análise deste indicador por sector de actividade permite destacar o caso dos serviços em que o peso da electricidade é cerca de 65% do total (Figura 2.2.2.2). No caso dos consumos domésticos, a tendência crescente na penetração da electricidade é também bastante evidente, sendo de notar que quase 40% do consumo de energia no sector doméstico é satisfeito pela electricidade.

PENETRAÇÃO DA ELECTRICIDADE NO CONSUMO FINAL DE ENERGIA



*** Exclui usos não energéticos**
Fonte: DGE

Figura 2.2.2.2

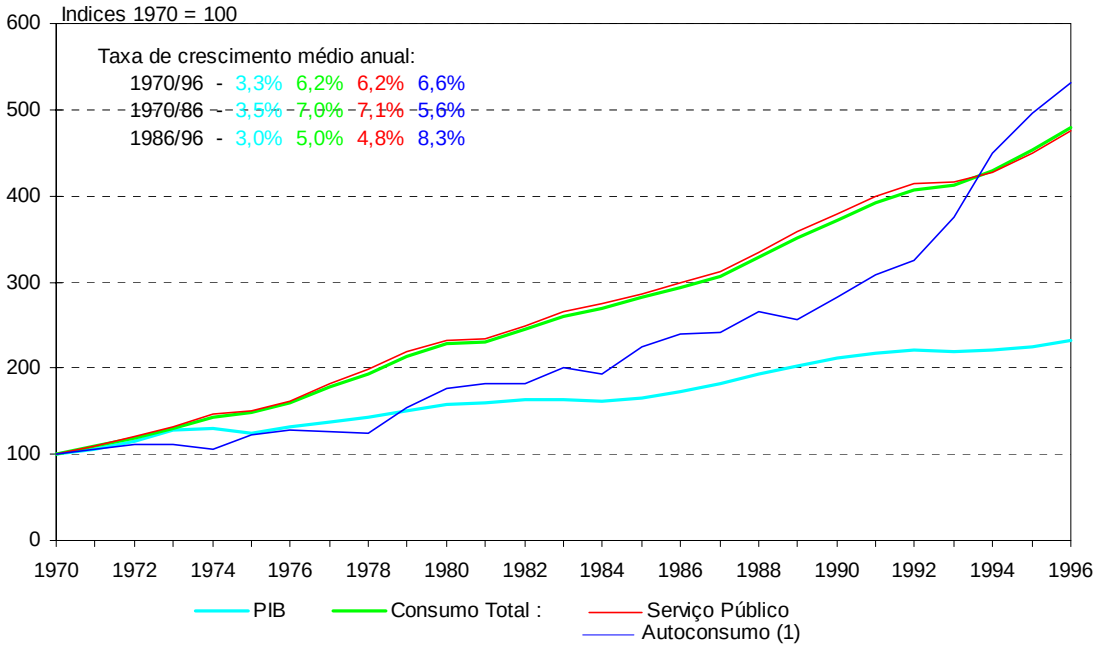
2.3 PROCURA DE ELECTRICIDADE

2.3.1 PROCURA GLOBAL

A Figura 2.3.1 permite comparar a evolução do consumo total de electricidade no Continente com o nível de actividade económica, medida através do Produto Interno Bruto (PIB), a partir de 1970. Tem-se, assim, um crescimento do consumo de electricidade significativamente mais elevado que o do PIB, com uma elasticidade aparente do consumo em relação ao PIB de 1,7, entre 1986 e 1996 — a um acréscimo de 1% no PIB correspondeu um acréscimo de 1,7% no consumo total de electricidade no Continente. Esta evolução conduz a uma tendência fortemente crescente na intensidade eléctrica (medida pela relação entre o referido consumo e o PIB) cujo valor duplicou entre 1970 e 1996.

A figura permite ainda identificar o forte crescimento do consumo directamente satisfeito através de pequenos produtores independentes[1] (Autoconsumo na figura) nos últimos anos, cuja consequência foi um abrandamento na evolução do consumo abastecido pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

EVOLUÇÃO DO PIB E DO CONSUMO TOTAL DE ELECTRICIDADE
(Continente)



Fontes: INE e DGE
Os valores para 1996 são estimados

Figura 2.3.1

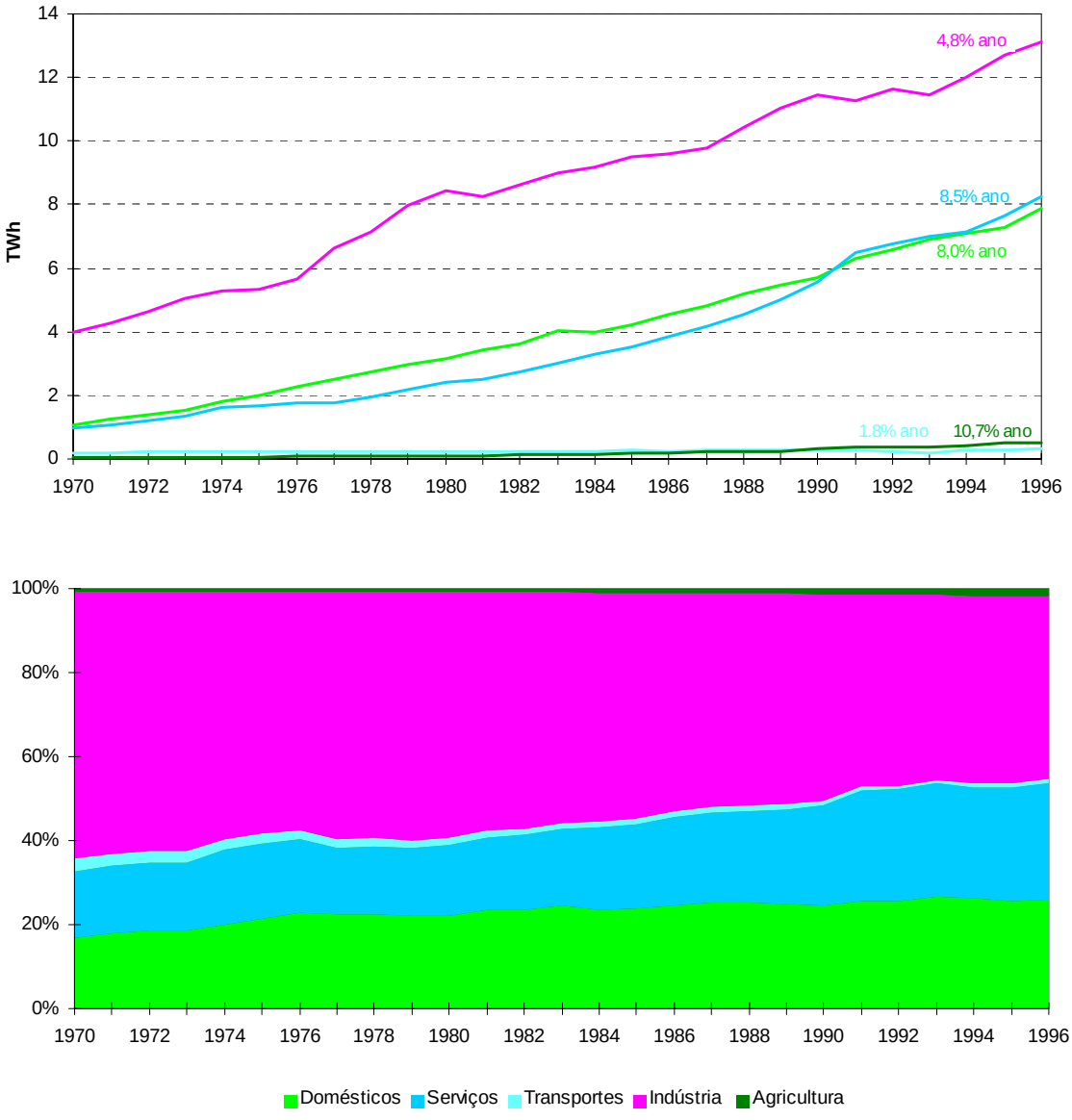
[1] Trata-se da produção dos pequenos produtores independentes directamente absorvida em consumo próprio (produção total, deduzida da energia injectada na Rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público)

2.3.2 ESTRUTURA SECTORIAL

A desagregação do consumo de electricidade no Continente por sector de actividade económica mostra que o sector industrial continua a absorver uma parte significativa do consumo total (cerca de 45%). Contudo, na medida em que a evolução na indústria (4,8% por ano entre 1970 e 1996) tem sido mais lenta que no total (6,2% por ano no mesmo período), o peso relativo desse sector tem vindo a decrescer ao longo do tempo (Figura 2.3.2.1).

Os sectores doméstico e dos serviços, com acréscimos médios anuais de 8% e 8,5% respectivamente, entre 1970 e 1996, têm vindo a absorver uma parcela crescente do total.

CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR SECTOR DE ACTIVIDADE



Fontes: DGE e EDP
Os valores para 1996 são estimados

Figura 2.3.2.1

Na Figura 2.3.2.2 apresenta-se a estrutura do consumo em 1996 (estimativa), destacando-se os principais grupos de actividade industrial.

ESTRUTURA DO CONSUMO NO CONTINENTE - 1996

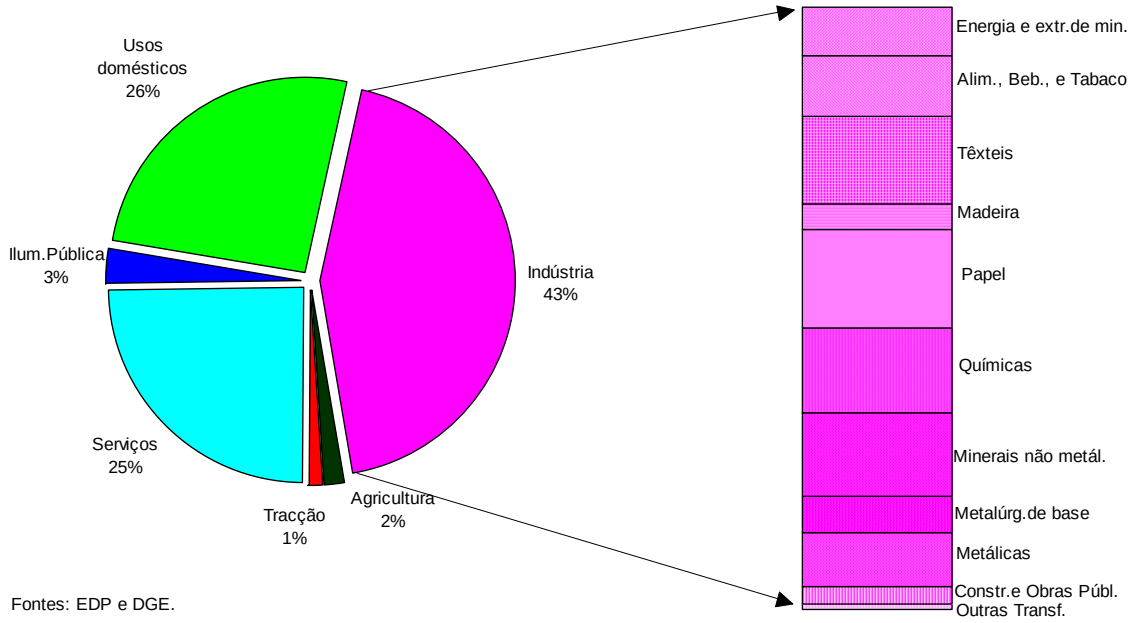


Figura 2.3.2.2

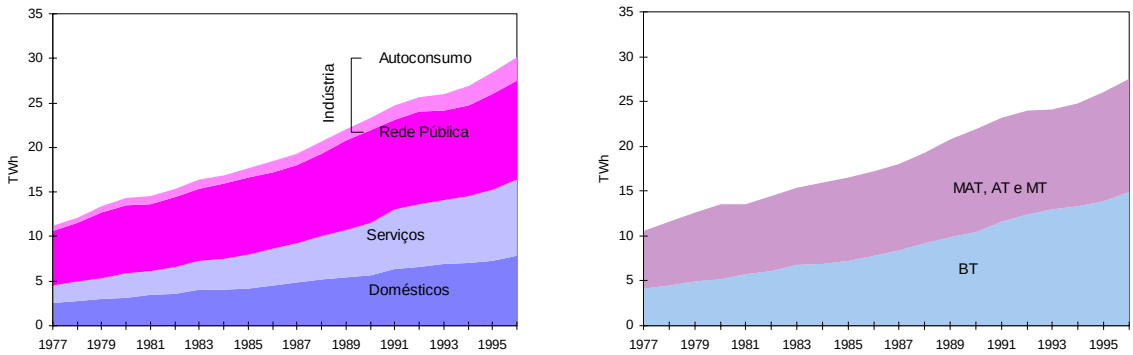
A Figura 2.3.2.3 permite identificar uma grande proximidade entre a evolução dos consumos domésticos e dos serviços, com a dos consumos abastecidos pelo SEP em Baixa Tensão (BT), que corresponde já a 54% do total. Tem-se, assim, um crescimento mais rápido nos consumos de BT do que no total (7,1% e 5,1% ao ano, respectivamente, entre 1977 e 1996).

Por outro lado, o comportamento dos consumos industriais tem sido acompanhado pela evolução dos fornecimentos da Rede Pública nos restantes níveis de tensão (Muito Alta, Alta e Média), cuja evolução tem sido mais lenta (3,5% por ano no período 1977/1996).

Nota-se ainda o crescente peso do consumo directamente absorvido pelos pequenos produtores independentes, essencialmente ligados à actividade industrial.

CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR SECTOR DE ACTIVIDADE E NÍVEL DE TENSÃO

TOTAL DO CONTINENTE | **REDE PÚBLICA (SEP)**

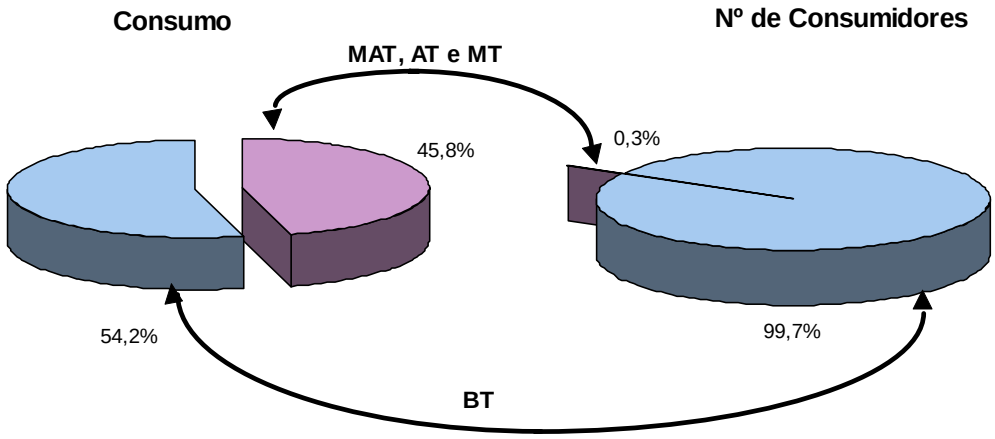


Fontes: DGE e EDP
Os valores referentes a 1996 são estimados; a agricultura está incluída na indústria.

Figura 2.3.2.3

No SEP, em 1996, os consumos de MAT, AT e MT, que representam quase metade do consumo, correspondem a uma diminuta percentagem dos consumidores, conforme ilustrado na Figura 2.3.2.4.

ESTRUTURA DO CONSUMO E Nº DE CONSUMIDORES POR NÍVEIS DE TENSÃO (1996)



Fonte: EDP

Figura 2.3.2.4

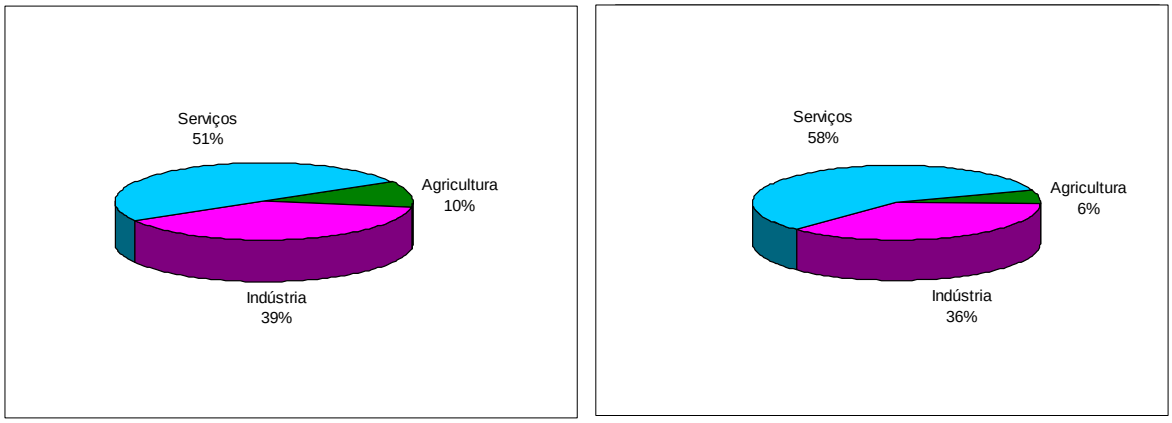
A Figura 2.3.2.5 permite comparar a evolução da estrutura da actividade económica, medida através do Valor Acrescentado Bruto (VAB) por sector de actividade, entre 1980 e 1995, com a estrutura do consumo de electricidade na actividade produtiva (excluindo o consumo doméstico).

Pode, portanto, concluir-se que a contribuição dos serviços para o total do VAB, já superior a 50% em 1980, tem continuado a aumentar. A terciarização da economia tem sido feita à custa da redução do peso da indústria e da agricultura.

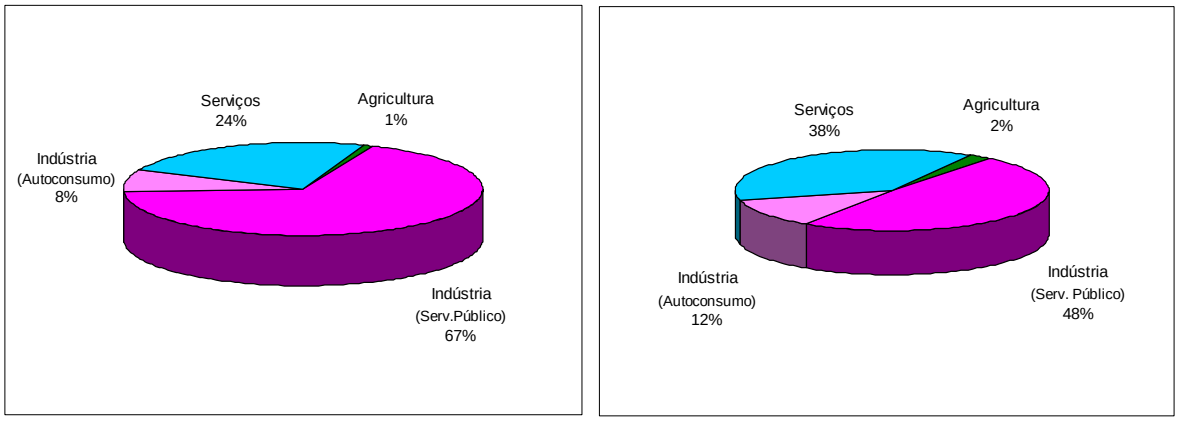
ESTRUTURA DA ACTIVIDADE ECONÓMICA E DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE (CONTINENTE)

1980 **1995**

VAB

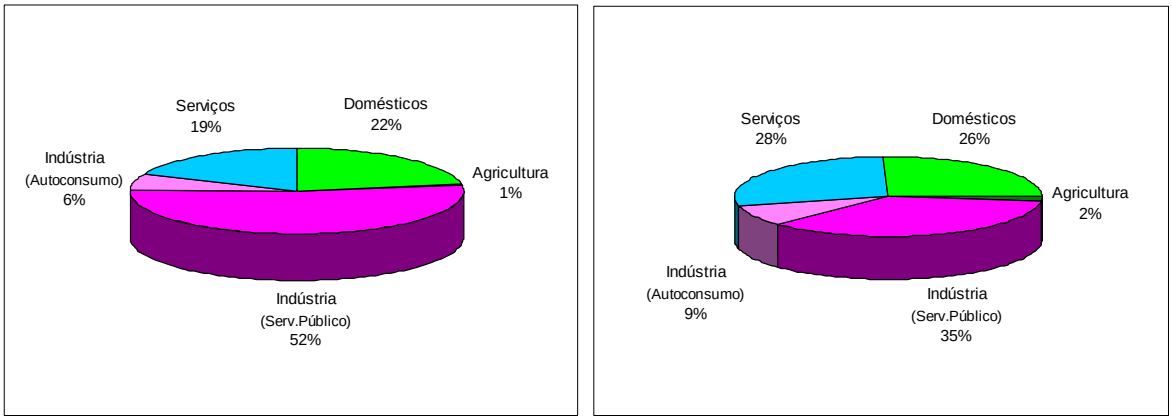


CONSUMO DE ELECTRICIDADE NA ACTIVIDADE PRODUTIVA *



* Exclui consumo doméstico

CONSUMO TOTAL DE ELECTRICIDADE NO CONTINENTE



Fontes: INE e DGE

Figura 2.3.2.5

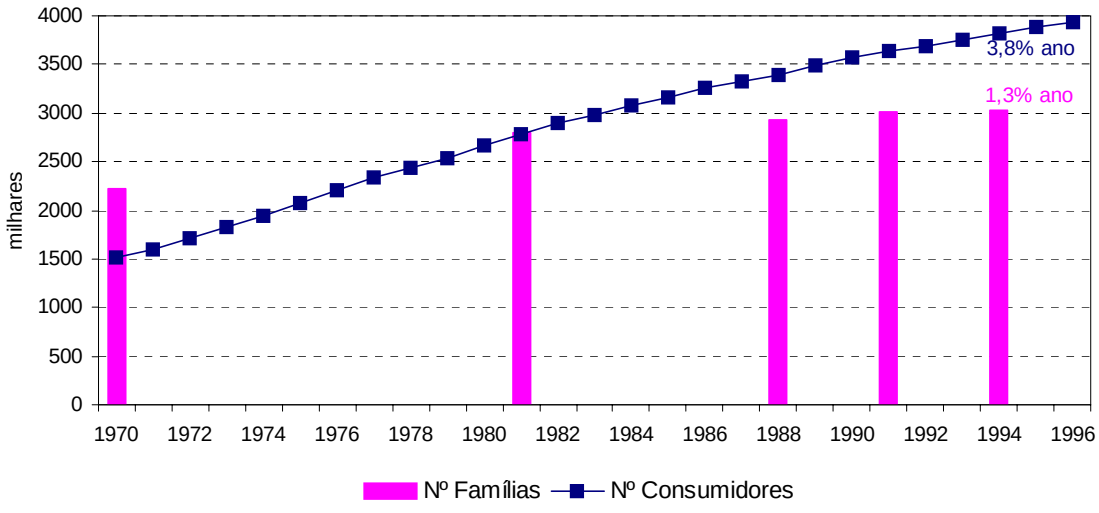
Relativamente ao consumo de electricidade, assistiu-se a um acréscimo bastante mais forte no peso dos serviços (no período em análise), a par duma redução considerável no peso da indústria; o forte crescimento do autoconsumo veio determinar uma quebra ainda mais significativa na percentagem do consumo industrial alimentado pela rede pública.

A comparação entre a estrutura do VAB e a do consumo de electricidade permite concluir que a actividade industrial apresenta uma maior intensidade eléctrica do que a actividade terciária, enquanto a actividade agrícola é muito pouco intensiva em electricidade. Na medida em que o sector dos serviços é o que se apresenta mais dinâmico, a terciarização da economia tem contribuído (e deverá continuar a contribuir) para o abrandamento no ritmo de crescimento do consumo de electricidade.

Os últimos dois gráficos da Figura 2.3.2.5 permitem visualizar a evolução da estrutura do consumo total de electricidade no mesmo período, incluindo o sector doméstico, que não faz parte do universo relativo à actividade produtiva.
Assim, para além do acréscimo no peso relativo dos serviços, que em 1995 absorveram já 28% do consumo total, assistiu-se a um crescimento significativo na proporção do consumo de electricidade no sector doméstico, a que correspondeu 26% do consumo total em 1995.

O forte crescimento do consumo doméstico está associado à evolução do número de consumidores, bastante mais rápida do que a evolução do número de famílias, conforme ilustrado na Figura 2.3.2.6.

FAMÍLIAS E CONSUMIDORES DOMÉSTICOS DE ELECTRICIDADE
(Continente)



Fontes: DGE, EDP e INE

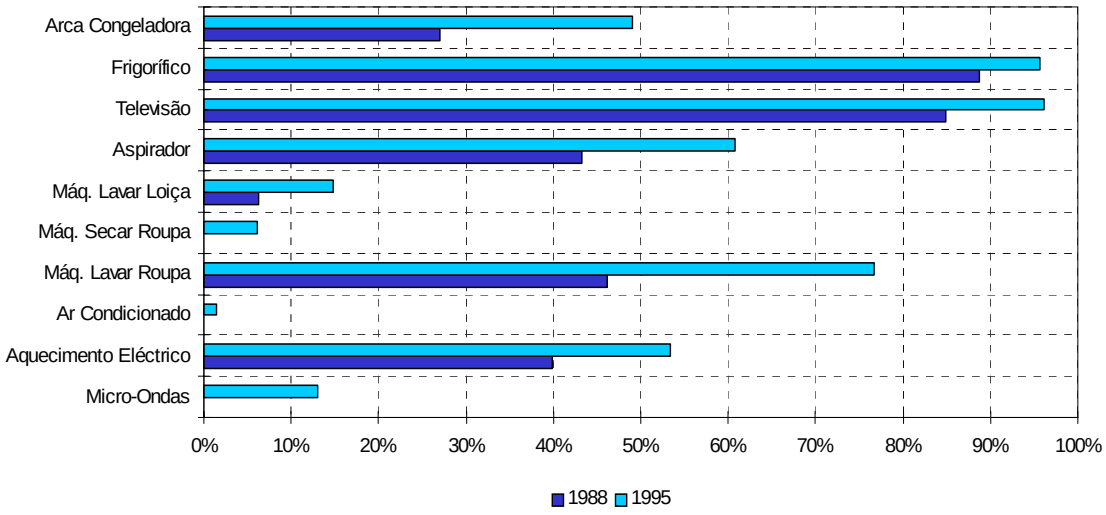
Figura 2.3.2.6

Enquanto que no início dos anos 70 havia uma parte significativa de famílias que não dispunham de electricidade, em 1995 a taxa de electrificação foi já superior a 99%; por outro lado, o número de consumidores domésticos excede já o número de famílias em cerca de 25%, como consequência do alargamento progressivo do número de segundas residências.

Outro factor determinante na evolução do consumo de electricidade em usos domésticos é a evolução do Rendimento Disponível das famílias, com efeitos no conjunto de electrodomésticos de que dispõem.

A Figura 2.3.2.7 mostra a evolução das taxas de posse dos principais equipamentos, entre 1988 e 1995; para além dos acréscimos observados nos equipamentos já existentes em 1988, é curioso notar o surgimento de novos equipamentos cuja expressão é já considerável.

EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE POSSE DOS ELECTRODOMÉSTICOS

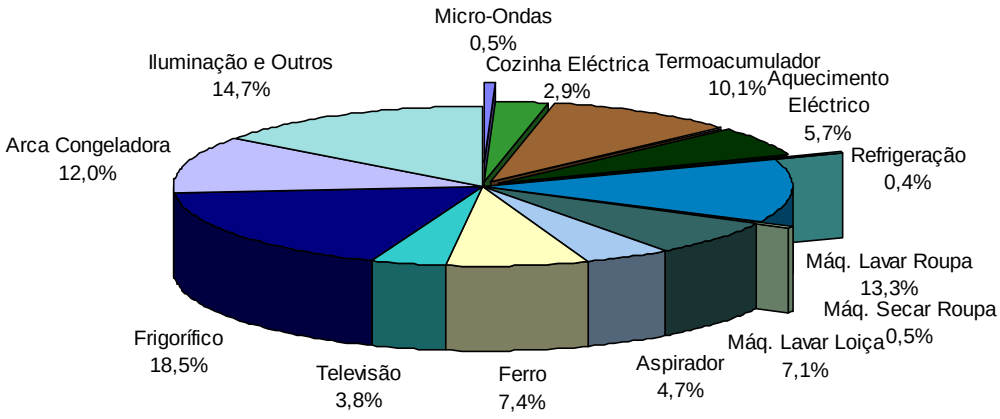


Fonte: INE

Figura 2.3.2.7

Combinando as taxas de posse em 1995, com uma estimativa dos consumos de electricidade por equipamento, é possível estimar a desagregação do consumo doméstico, que se apresenta na Figura 2.3.2.8:

ESTRUTURA DO CONSUMO DOMÉSTICO DE ELECTRICIDADE POR EQUIPAMENTO
1995



Fontes: EDP, DGE e INE

Figura 2.3.2.8

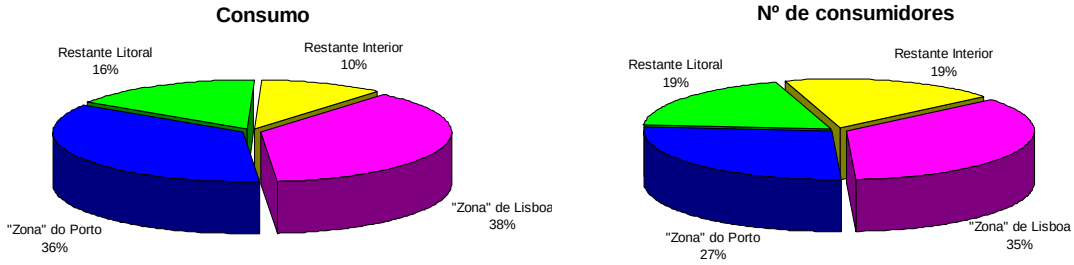
Pode, assim, concluir-se que cerca de 30% do consumo residencial é absorvido na produção de frio, enquanto cerca de um quarto corresponde à iluminação, televisão e ferro de engomar. Por outro lado, as utilizações passíveis de substituição por outras formas de energia (cozinha, aquecimento de água e aquecimento ambiente) ocupam menos de 20% do total.

2.3.3 ESTRUTURA REGIONAL

A repartição do consumo pelas várias regiões do país é bastante desigual, com uma grande concentração à volta das grandes cidades de Lisboa e Porto. Só a Área Metropolitana de Lisboa (18 concelhos) representa cerca de 30% do consumo do Continente, estando aí localizados cerca de 28% dos consumidores; o Grande Porto (9 concelhos) ultrapassa os 15% do consumo, com cerca de 11% do total dos consumidores. A Figura 2.3.3.1 mostra a distribuição do consumo e do número de consumidores em diferentes áreas do Continente, constatando-se que as "zonas" de Lisboa e Porto repartem cerca de 74% do consumo, em partes sensivelmente iguais, enquanto que o restante litoral e interior têm cerca de 16% e 10%, respectivamente [1].

DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DO CONSUMO E Nº DE CONSUMIDORES

[1] "Zona" de Lisboa — distritos de Lisboa, Setúbal e Santarém
"Zona" do Porto — distritos do Porto, Aveiro e Braga
Restante Litoral — distritos de Leiria, Coimbra, Faro, Viana do Castelo e concelho de Odemira
Restante Interior — distritos de Viseu, Castelo Branco, Beja (excepto concelho de Odemira), Évora, Guarda, Vila Real, Portalegre e Bragança.

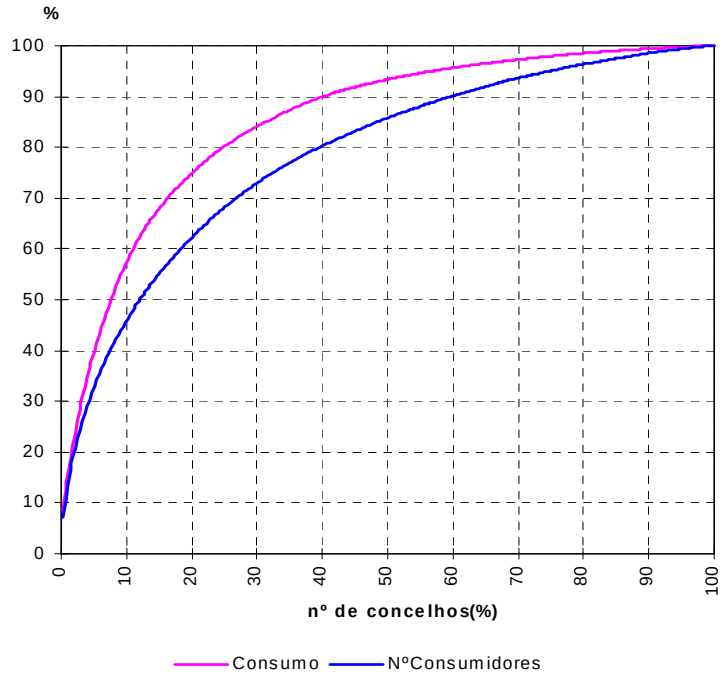


Fontes: EDP e DGE

Figura 2.3.3.1

A Figura 2.3.3.2 mostra a concentração do consumo final e do número de consumidores pelos 275 concelhos do Continente.

CONCENTRAÇÃO DO CONSUMO E DO Nº DE CONSUMIDORES



Fontes: EDP e DGE

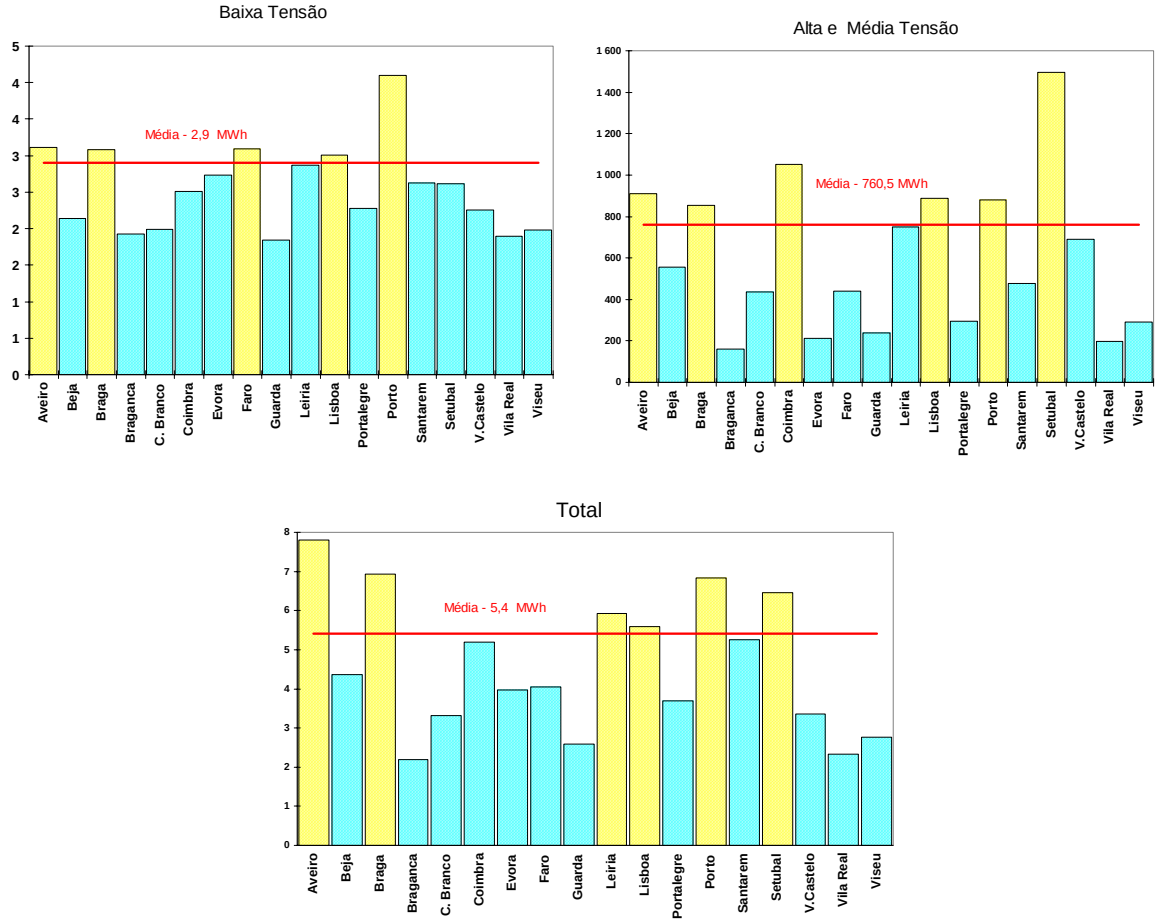
Figura 2.3.3.2

Como se pode verificar, a concentração do consumo é maior do que a do número de consumidores: assim, enquanto os fornecimentos a 20% dos concelhos representam 75% do consumo total, a mesma percentagem de concelhos (mas não o mesmo conjunto de concelhos) são apenas uma amostra de 62% do número total de consumidores.

O consumo total médio por consumidor situou-se, em 1995, na ordem dos 5,4 MWh. A distribuição pelos 18 distritos foi, como se pode observar na

Figura 2.3.3.3, bastante heterogénea, verificando-se que os do litoral têm, em geral, consumos iguais ou superiores à média, enquanto que os situados mais para o interior apresentam baixos consumos.

CONSUMO MÉDIO POR DISTRITO (1995)
MWh / consumidor

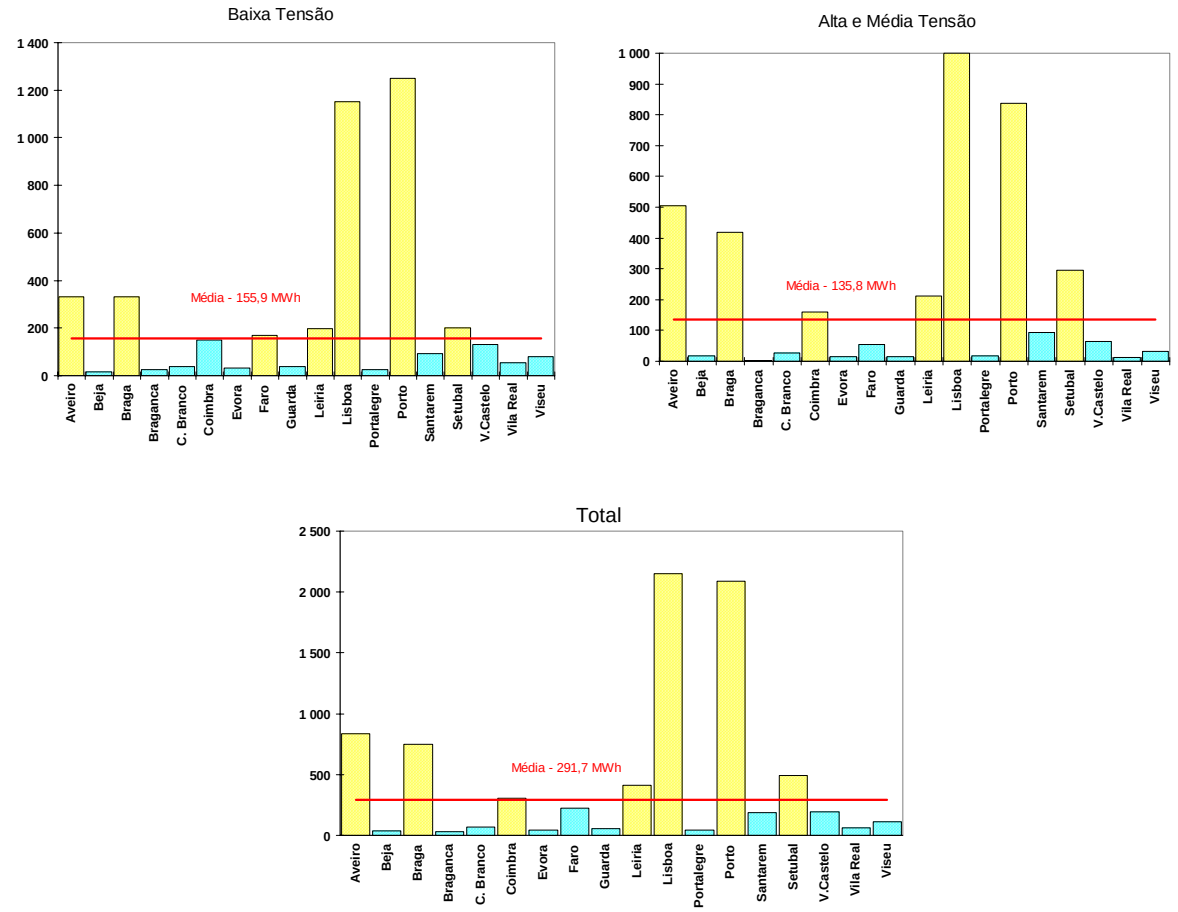


Fontes: EDP e DGE

Figura 2.3.3.3

Quanto ao consumo total médio por km^2 (Figura 2.3.3.4), verificou-se em 1995 um valor um pouco superior a 290 kWh. Mais uma vez os distritos situados no litoral apresentam os valores mais elevados, apresentando Lisboa e Porto valores cerca de 7 vezes superiores à média, devido à grande concentração de população.

CONSUMO MÉDIO POR DISTRITO (1995)
MWh / km^2



Fontes: EDP e DGE

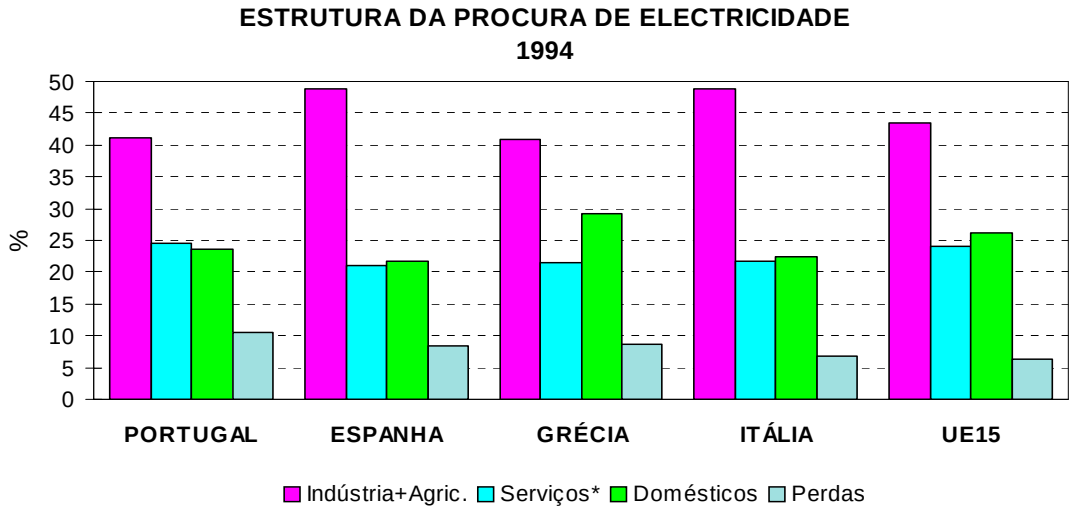
Figura 2.3.3.4

2.3.4 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

A Figura 2.3.4.1 permite enquadrar a estrutura da procura de electricidade em Portugal Continental (consumo mais perdas de transporte e distribuição), com a do conjunto dos 15 países que integram a União Europeia (UE 15), permitindo concluir que a estrutura do consumo é bastante próxima — a diferença mais significativa refere-se à percentagem de perdas, que em Portugal é bastante mais elevada que na UE 15.

A comparação com os restantes países do sul revela diferenças mais significativas. Espanha e Itália, com estruturas bastante semelhantes entre si,

apresentam um maior peso da indústria e menor consumo na actividade terciária, em termos relativos. No caso da Grécia, assiste-se a uma grande proximidade na parcela do consumo absorvida pela indústria, relativamente a Portugal, embora o peso relativo dos consumos domésticos seja bastante mais elevado. Quanto a perdas, Portugal mantém a posição mais desfavorável.



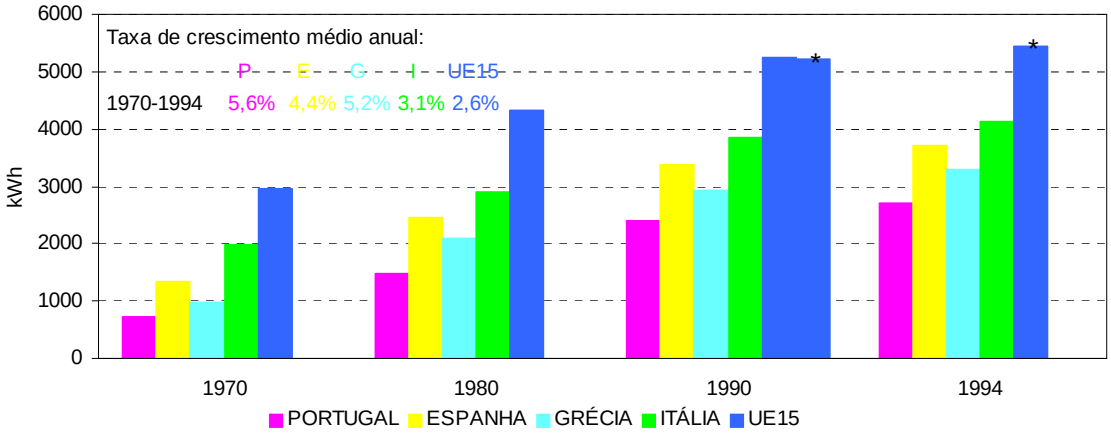
* Inclui Transportes
Fonte: Unipede

Figura 2.3.4.1

A Figura 2.3.4.2 mostra que a evolução do consumo de electricidade *per capita* em Portugal, entre 1970 e 1994 (5,6% ao ano), foi superior à verificada nos restantes países da União Europeia em que as condições climatéricas são mais próximas das portuguesas, sendo de notar que o crescimento do conjunto dos 15 países que integram a União ficou bastante aquém do registado em Portugal.

Estas evoluções levaram a que em 1994 o consumo de electricidade *per capita* em Portugal se tenha situado em cerca de metade do valor médio da UE 15, e em 82% do correspondente valor na Grécia; a mesma comparação em 1970 situava Portugal em 25% da média europeia, e em 75% da Grécia.

CONSUMO DE ELECTRICIDADE PER CAPITA



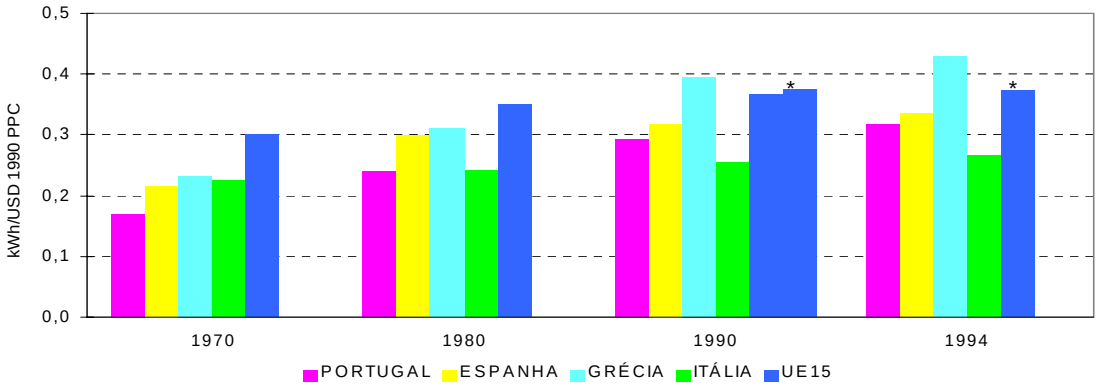
***Inclui a ex-RDA**
Fontes: Unipede e Eurelectric

Figura 2.3.4.2

A comparação referente à intensidade eléctrica, medida pela relação entre a procura de electricidade e o Produto Interno Bruto, convertido para dólares americanos (USD) de 1990 através das Paridades de Poder de Compra (PPC)[1], mostra que a distância entre Portugal e a média da União Europeia é bastante mais atenuada do que no caso do consumo *per capita* — como consequência de um crescimento mais rápido da intensidade eléctrica em Portugal do que na UE entre 1970 e 1994, a posição portuguesa, que em 1970 ficava aquém de 60% da média, atingiu 85% do valor da União, em 1994 (Figura 2.3.4.3).

Relativamente aos restantes países do sul, em 1994 verifica-se uma intensidade bastante elevada na Grécia, enquanto que em Itália uma evolução mais moderada do que a do conjunto da UE conduz a uma posição relativa inferior à média.

INTENSIDADE ELÉCTRICA



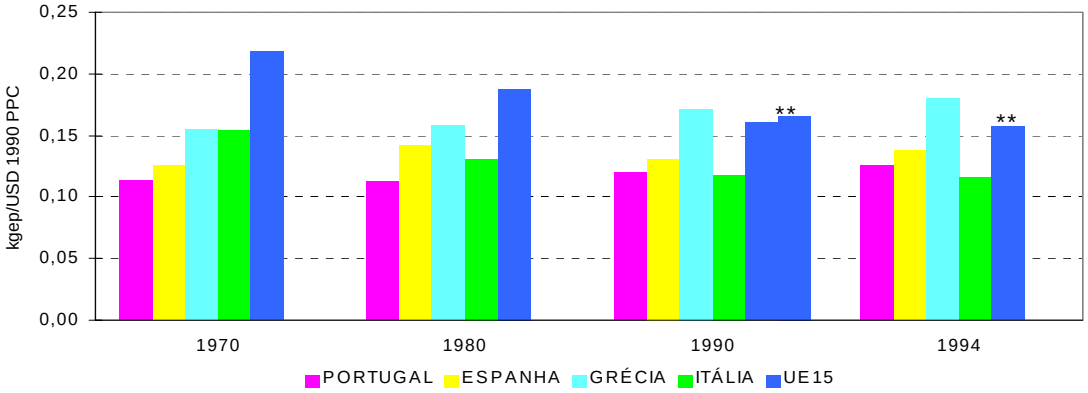
* Inclui a ex-RDA
Fontes: UNIPEDE e EURELECTRIC

Figura 2.3.4.3

[1] Medição do produto de cada país através de um dado cabaz de bens e serviços.

No caso da intensidade energética, considerando a relação entre o consumo final de energia e o PIB (medido também em dólares de 1990 através da Paridade de Poder de Compra), a Figura 2.3.4.4 ilustra que a progressiva redução no conjunto dos 15 países da UE (entre 1970 e 1994), acompanhada por um acréscimo em Portugal, conduz a uma aproximação dos indicadores.

INTENSIDADE ENERGÉTICA *



* Exclui usos não energéticos
** Inclui a ex-RDA
Fontes: Unipede e Eurelectric

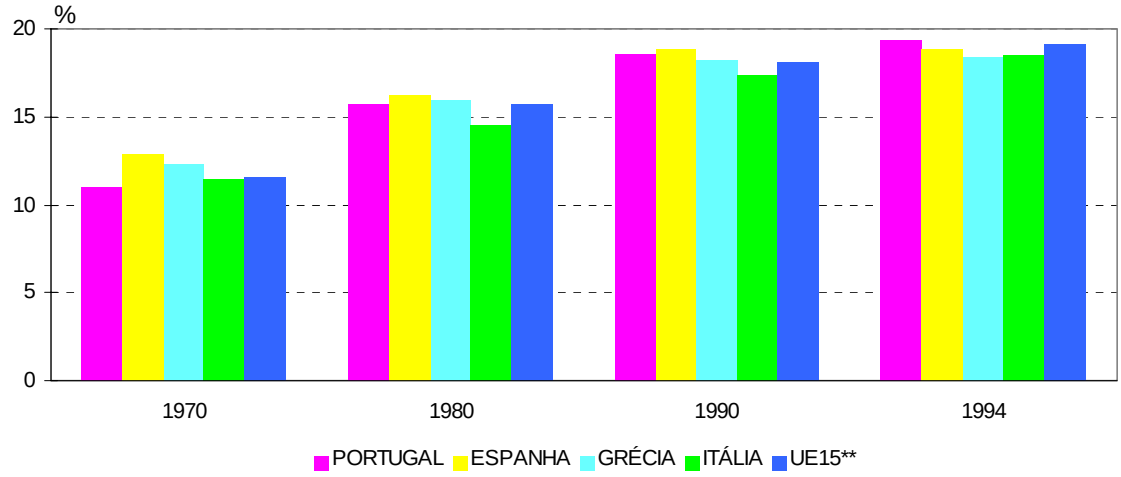
Figura 2.3.4.4

Relativamente à penetração da electricidade no consumo final de energia[1] (Figura 2.3.4.5), observa-se uma inversão na posição relativa de Portugal entre 1970 e 1994, embora as diferenças sejam quase insignificantes (0,5 e 0,2 pontos percentuais em 1970 e 1994, respectivamente). A maior taxa de penetração em Portugal, em 1994, deve-se a um menor consumo de energia global em termos relativos (explicado por razões climatéricas e socio-económicas), uma vez que o consumo de electricidade *per capita* é o mais baixo do conjunto em análise.

Finalmente, é de notar a tendência crescente na penetração da electricidade no consumo final de energia, quer no conjunto da UE, quer em cada um dos países apresentados.

[1] Relação entre o consumo de electricidade e o consumo final de energia.

PENETRAÇÃO DA ELECTRICIDADE NO CONSUMO FINAL DE ENERGIA *



* Exclui usos não energéticos

** Nos anos de 1990 e 1994 inclui a ex-RDA

Fontes: Unipede e Eurelectric

Figura 2.3.4.5

2.4 OFERTA DE ELECTRICIDADE

2.4.1 EMPRESAS DO SECTOR ELÉCTRICO

Actualmente, o sector eléctrico é constituído pelas empresas do Grupo EDP-Electricidade de Portugal, S.A., pela Tejo Energia, pela TURBOGÁS e por pequenos produtores e distribuidores independentes.

No SEP estão integradas as seguintes empresas:

Produção	
CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.	(Grupo EDP)
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	
TURBOGÁS - Produtora Energética, S.A.	
Transporte	
REN - Rede Eléctrica Nacional , S.A.	(Grupo EDP)
Distribuição	
EN - Electricidade do Norte, S.A.	(Grupo EDP)
CENEL - Electricidade do Centro, S.A.	(idem)
LTE - Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A.	(idem)
SLE - Electricidade do Sul. S.A.	(idem)

No SEI operam o SENV e os pequenos produtores independentes ao abrigo de legislação específica.

Pertencem ao SENV as empresas de produção do Grupo EDP ligadas às redes de distribuição:

HDN - Energia do Norte, S.A.	(Grupo EDP)
HIDROCENEL - Energia do Centro, S.A.	(idem)
Hidrotejo - Hidroeléctrica do Tejo, S.A.	(idem)

No âmbito das empresas de produção pertencentes ao SEI há ainda mais de uma centena de pequenos produtores: em aproveitamentos hidroeléctricos (até 10 MVA de potência aparente instalada), a partir de outras energias renováveis e em instalações de cogeração.

Refere-se ainda a existência de cerca de uma dezena de pequenos distribuidores (essencialmente de BT), sendo a maioria cooperativas eléctricas situadas na zona norte do país.

2.4.2 ESTRUTURA DA PRODUÇÃO

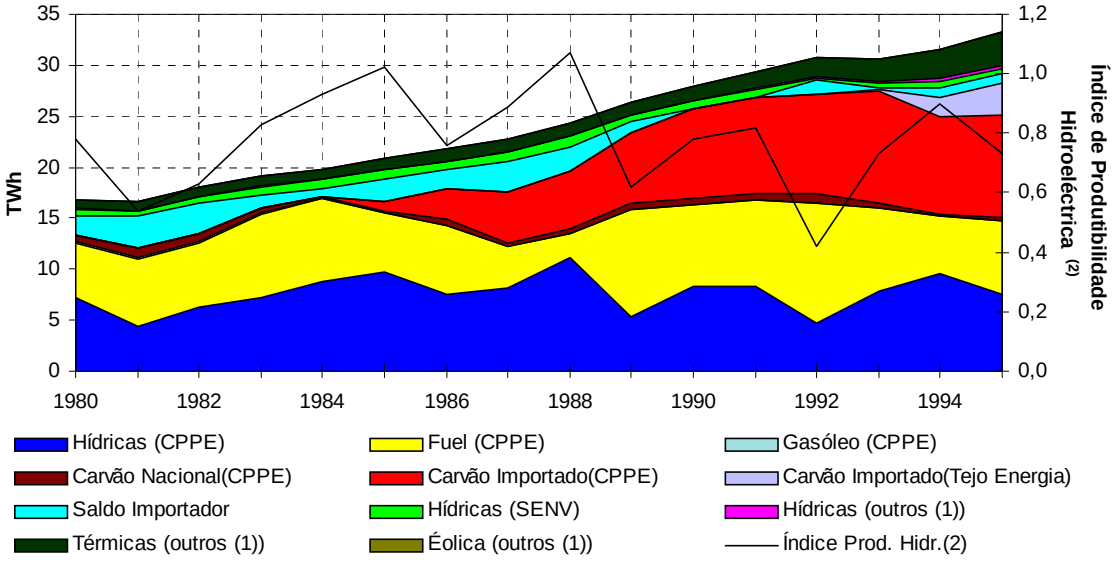
A evolução da produção e importação de electricidade em Portugal Continental, a partir de 1980, está ilustrada na Figura 2.4.2.

Para além da contribuição das diferentes formas de energia, a figura apresenta a repartição da produção entre o SEP, constituído pela CPPE e Tejo Energia, e o SEI, constituído pelas centrais hídricas não vinculadas do Grupo EDP e pelos restantes produtores[1].

A oscilação da produção hidroeléctrica nos diferentes anos é explicada pelas diferenças de hidraulicidade, ilustradas através do índice de produtibilidade hidroeléctrica [2]. A crescente contribuição do carvão importado a partir de 1985, reflecte a progressiva entrada em serviço dos 4 grupos da central de Sines, complementada a partir de 1994 com a nova central do Pego, detida pela Tejo Energia. Finalmente, a figura mostra a recente expansão dos pequenos produtores independentes[1] que em 1995 representaram já 11% da produção total do Continente.

PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO DE ELECTRICIDADE NO TOTAL DO CONTINENTE

Contribuição das Diferentes Formas de Energia



Fontes: EDP e DGE

Figura 2.4.2

[1] Produtores de energia eléctrica a partir de mini-hídricas (com potência instalada inferior a 10 MVA), de outras energias renováveis e de cogeração.

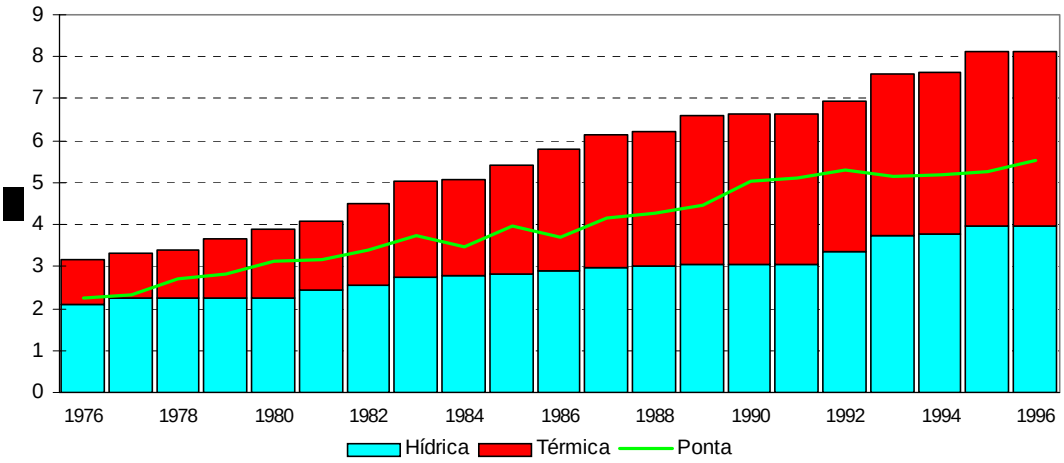
[2] Relação entre a produção anual e a produtibilidade média num determinado período de anos.

2.4.3 CENTROS PRODUTORES

No SEP, no final de 1996, estavam em exploração 25 centrais hidroeléctricas e 8 centrais térmicas, com uma potência instalada de 7 853 MW (4 170 MW térmicos). Todas estas centrais, à excepção da térmica do Pego (615 MW), pertencente à empresa Tejo Energia, são da CPPE (Grupo EDP).

No SENV, que faz parte do SEI, encontravam-se em exploração 31 centrais hidroeléctricas, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 271 MW. Estas centrais pertencem a 3 empresas do Grupo EDP: HDN (11 centrais, com 98 MW), HIDROCENEL (15 centrais, com 88 MW) e Hidrotejo (5 centrais, com 85 MW).
A evolução da potência instalada do SEP e SENV nos últimos 20 anos é a que se pode ver na Figura 2.4.3.1.

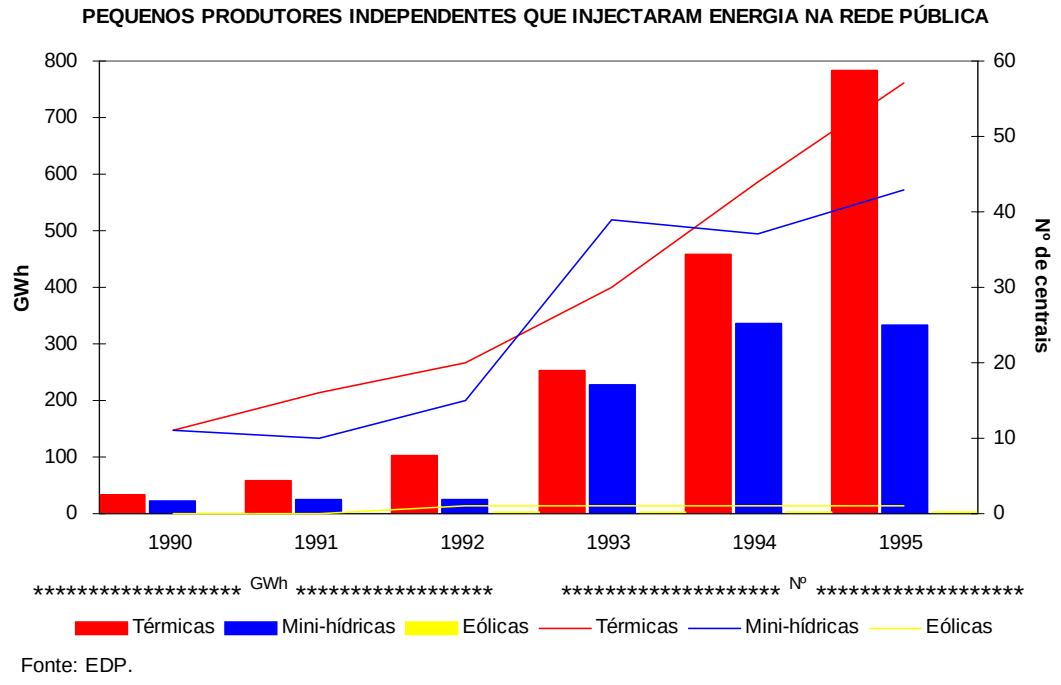
POTÊNCIA INSTALADA NO SEP E SENV



Fonte: EDP.

Figura 2.4.3.1

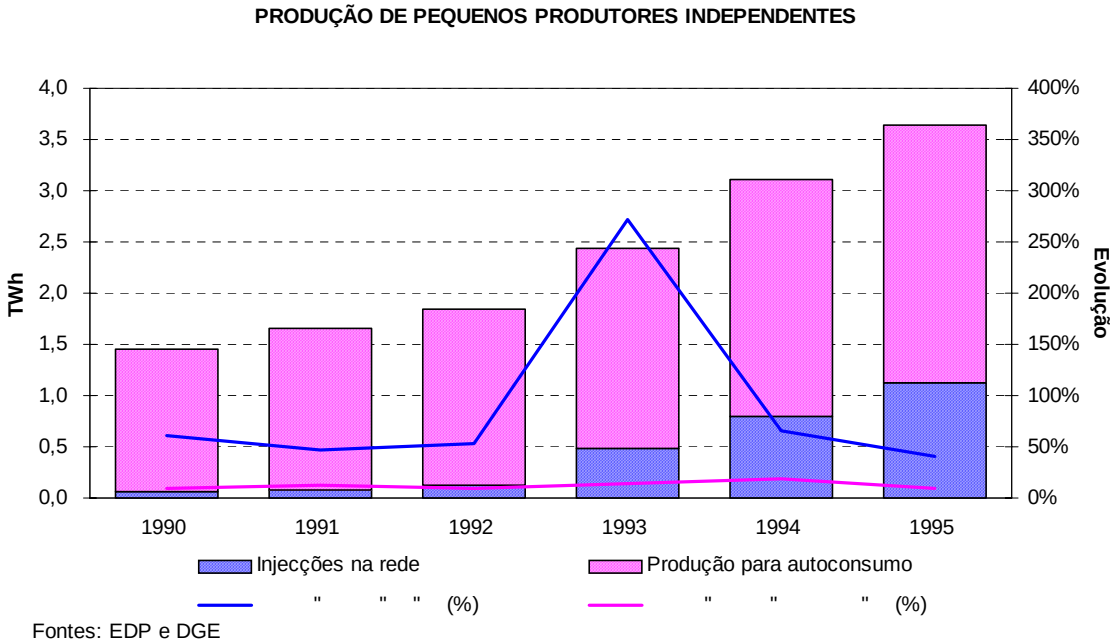
Vários diplomas fomentaram a construção e exploração de centros electroprodutores independentes assegurando-lhes a compra de energia pela EDP, não se impondo restrições de potência a instalar no caso da cogeração. A Lei nº 2/92, de 9 de Março, concedeu isenção do imposto sobre os produtos petrolíferos às empresas cuja actividade principal fosse a produção de electricidade, ou de electricidade e calor (cogeração) ou ainda de gás de cidade. A consequência destas medidas foi o rápido surgimento de vários pequenos produtores independentes, representando um acréscimo de cerca de 4 vezes em número de produtores e de cerca de 20 vezes em termos do volume de energia injectada nas redes do SEP, no período 1990 a 1995, como se pode verificar na Figura 2.4.3.2.



Fonte: EDP.

Figura 2.4.3.2

Na Figura 2.4.3.3 mostra-se a evolução da produção destes produtores, desdobrada na parte que foi injectada na rede pública e na parte que é absorvida pelo autoconsumo.



Fontes: EDP e DGE

Figura 2.4.3.3

2.4.4 REDE DE TRANSPORTE E INTERLIGAÇÃO

A rede de transporte e interligação permite a ligação entre os principais centros electroprodutores e as redes de distribuição. É através da rede de transporte e interligação que são realizadas as trocas de energia com a rede espanhola e, através dela, com a rede europeia. A integração do sistema eléctrico português no quadro da UCPTE é fundamental para assegurar a sua estabilidade e segurança.

A rede de transporte e interligação é uma rede aérea, sendo usadas as tensões de 400, 220 e 150 kV.

Como regra, a rede de transporte dispõe de redundância a nível de transformadores e linhas, pelo que a alimentação das redes de distribuição e o escoamento da produção está assegurado mesmo em caso de não disponibilidade de um elemento da rede.

Nos últimos 20 anos houve um acréscimo de cerca de 60% na extensão das linhas de Muito Alta Tensão (MAT). Em 1979, ano de entrada em exploração do 1º grupo da central de Setúbal (250 MW) e do 2º grupo da do Barreiro (potência total instalada de 64,5 MW), foi iniciada a exploração das primeiras linhas a 400 kV (Figura 2.4.4.1). A rede de 400 kV teve uma evolução bastante acentuada no quinquénio 1985/90, a que não foram alheios o início da exploração da central de Sines (4x300 MW), bem como o estabelecimento de uma nova linha Norte - Sul.

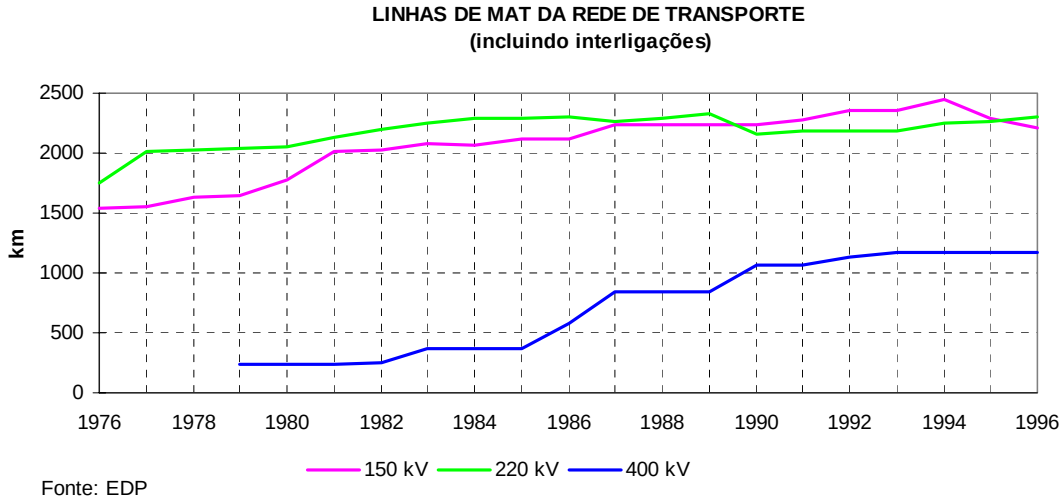


Figura 2.4.4.1

A potência de transformação e autotransformação mais do que triplicou nos últimos 20 anos, ultrapassando actualmente os 16 GVA instalados em 43 subestações (Figura 2.4.4.2).

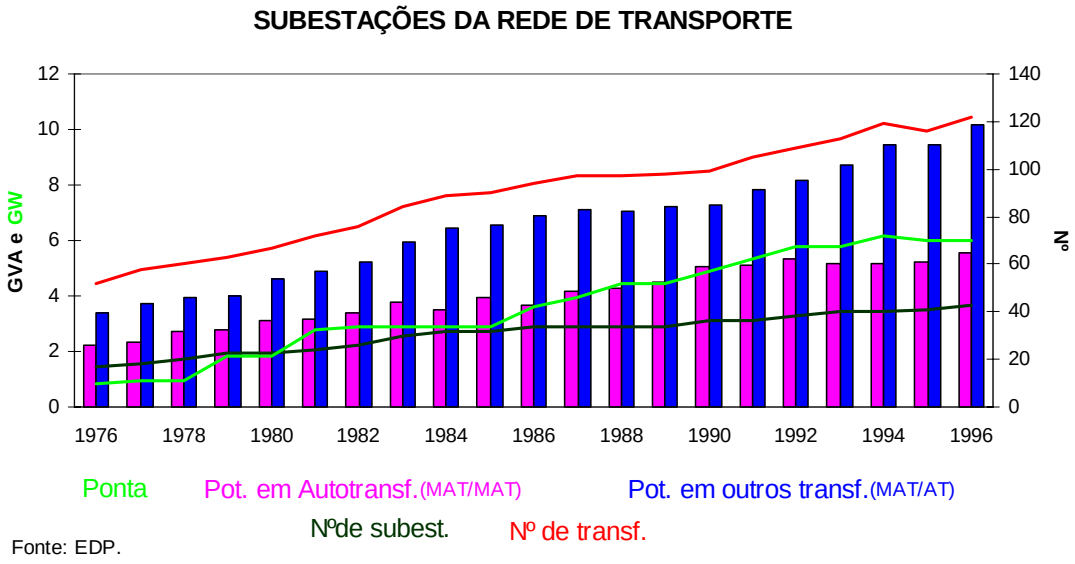


Figura 2.4.4.2

O desenvolvimento da rede de transporte está dependente, por um lado, da ligação de novos centros electroprodutores à rede e, por outro, da abertura de novas subestações de apoio às redes de distribuição e do reforço da capacidade de transporte para grandes centros urbanos.
A construção de novas linhas e subestações tem estado cada vez mais condicionada pela disponibilidade de corredores e de terrenos para a sua implantação e pelas preocupações ambientais.

A capacidade das linhas de interligação

A interligação veio trazer uma maior estabilidade e fiabilidade à operação da rede de transporte, acompanhada de diminuição de perdas.

O acréscimo de capacidade que a interligação traz ao sistema permite reduzir as necessidades de sobre-equipamento a nível do sistema produtor, para fazer face a situações de emergência.

LINHAS DE INTERLIGAÇÃO NO FINAL DE 1996
(MVA)

Linhas	Tensões de Serviço		
	400 kV	220 kV	TOTAL
Pocinho-Saucelle		310	310
Bemposta-Aldeadávila		310	310
Pocinho-Aldeadávila		310	310
Pego-Cedillo	1435		1435
Alto Lindoso-Cartelle	1500		1500
T O T A L	2935	930	3865

Quadro 2.4.4

Outras ligações à rede espanhola, designadamente Lindoso-Conchas a 130 kV e Elvas-Badajoz a 60 kV, alimentam zonas bem delimitadas mas, por não contribuírem para o funcionamento em paralelo das redes, não podem ser classificadas como interligações.

O somatório das capacidades (a 15º C de temperatura ambiente) das linhas de interligação situa-se actualmente em 3 865 MVA. No entanto, o valor da capacidade disponível é substancialmente inferior devido a alguns condicionalismos técnicos, dos quais se enumeram os de maior severidade:

- capacidade térmica das linhas, dependente da temperatura ambiente;
- distribuição dos trânsitos de energia pelas interligações;
- margem de segurança para fazer face ao disparo de uma das interligações;
- margem de segurança para fazer face ao incidente mais gravoso.

Para dar uma ideia do impacte destes condicionalismos, observe-se que:

- a capacidade térmica das linhas a 35º C é cerca de $^{2}/_{3}$ dos valores a 15º C;
- a distribuição dos trânsitos, resultado dos regimes de produção das diferentes centrais portuguesas e espanholas, leva a que em algumas das linhas de interligação o trânsito de energia seja no sentido Portugal-Espanha e noutras no sentido inverso;
- a falha da linha de interligação com maior capacidade térmica reduz a capacidade total em 1 500 MVA (a 15º C);
- o incidente mais gravoso será, regra geral, o disparo do elemento da rede de transporte que provoque a maior perda de produção; na situação actual a falha de um troço de barramento na subestação de Sines pode conduzir à perda de cerca de 600 MW.

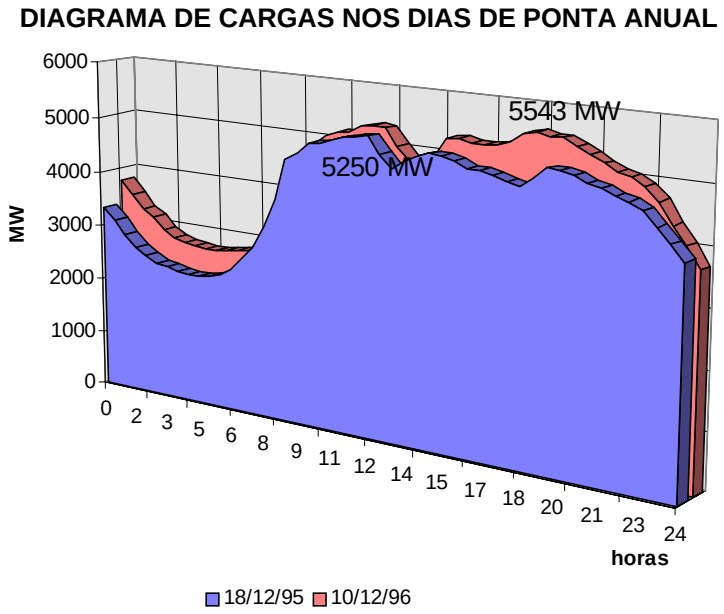
A severidade destes condicionalismos, a que é imperativo atender para assegurar o abastecimento dos consumos com a segurança e qualidade necessárias, é tal que o valor inicialmente referido se reduz significativamente.

Despacho

O Despacho está integrado na entidade concessionária da RNT e tem como função realizar, em cada instante, o encontro entre a oferta e a procura de energia eléctrica.

Compete-lhe assegurar que a potência necessária ao abastecimento dos consumos esteja disponível, em cada momento, nas subestações da RNT que alimentam as redes de distribuição e nos clientes directamente alimentados pela RNT. Como os consumos variam continuamente é necessário ir adaptando a produção para que a frequência se mantenha e a rede tenha um comportamento estável. Compete-lhe, ainda, optimizar a gestão dos centros electroprodutores no sentido de minimizar o custo de produção, recorrendo a importações e promovendo exportações de energia, quando tal se mostre favorável.

Para exercer estas funções o Despacho possui informação sobre as características técnicas dos centros electroprodutores, linhas e transformadores da rede de transporte e interligação. Possui também meios de cálculo que lhe permitem elaborar previsões de consumos e simular o comportamento estático e dinâmico da rede.



Fonte: EDP

Figura 2.4.4.3

Dispõe de um sistema de comunicações que lhe permite conhecer em tempo real as tensões, intensidades de corrente e potências nos principais elementos da rede de transporte e interligação e lhe possibilita o comando à distância da maioria dos órgãos de corte dessa rede.

O Despacho tem uma participação decisiva nos planos de indisponibilidade programada dos centros electroprodutores e da rede de transporte e interligação.

Semanalmente, elabora previsões de necessidades de potência e energia que lhe permitem dar instruções aos centros electroprodutores despacháveis, indicando-lhes o regime de exploração a que vão estar submetidos.

O Despacho vigia em permanência os trânsitos de energia e as tensões nas subestações da RNT mais importantes e emite instruções para as centrais sobre as energias, activa e reactiva, a produzir por cada grupo, válidas para intervalos de meia hora. Actua sobre os elementos da RNT, baterias de condensadores e relações de transformação nos autotransformadores, que contribuem para a regulação de tensão.

Em situações de emergência, o Despacho adopta medidas de limitação do incidente, podendo mesmo desligar compulsivamente alguns consumos, como última forma de evitar a iminente supressão generalizada do fornecimento de energia.

2.4.5 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição têm como função disponibilizar a potência e fornecer a energia necessária às instalações consumidoras, ligando-as a subestações da rede de transporte e interligação. Os centros electroprodutores de pequena dimensão estão ligados às redes de distribuição.

As redes de distribuição compreendem as redes de AT, a 60 kV, as redes de MT, fundamentalmente a 30, 15 e 10 kV e as redes de BT a 230/400 V. Além de linhas, as redes são constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. Fazem ainda parte das redes de distribuição as instalações de iluminação pública e as ligações a instalações consumidoras e a centros electroprodutores.

EQUIPAMENTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

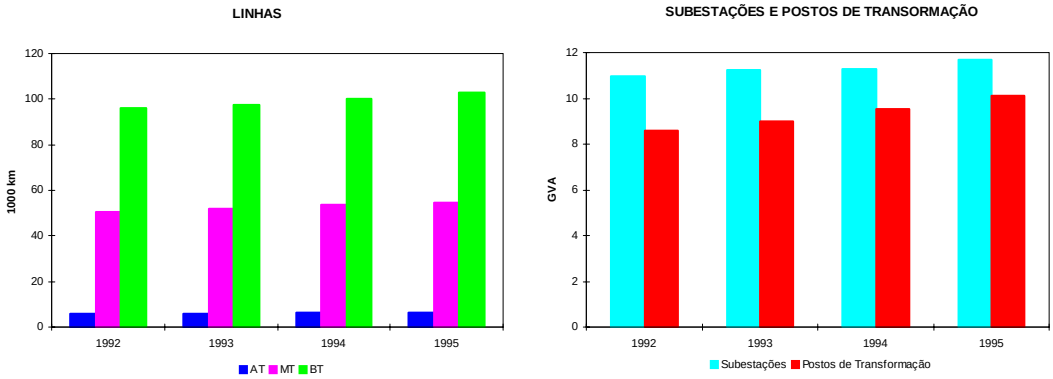


Figura 2.4.5.1

Na sequência dos programas de electrificação que foram sendo realizados, a rede de distribuição serve praticamente a totalidade das localidades do território continental. De acordo com os Indicadores de Conforto do INE, 99,3% dos alojamentos existentes no Continente, em 1995, dispunham de electricidade.

Nos principais centros urbanos as redes são subterrâneas, sendo aéreas no restante território. As redes subterrâneas, tanto de MT como de BT, têm tido um desenvolvimento mais rápido do que as redes aéreas. Em 1995, o comprimento das redes subterrâneas representava cerca de 15% do total na MT e cerca de 18% na BT (Figura 2.4.5.2).

REDES SUBTERRÂNEAS

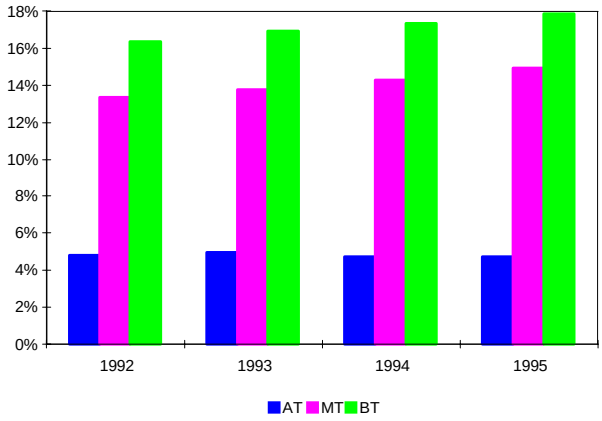


Figura 2.4.5.2

Na generalidade dos casos, mas com maior incidência nas zonas servidas por redes aéreas, nem sempre é garantida a alimentação de clientes em caso de não disponibilidade de um elemento da rede.

A satisfação dos acréscimos de consumos e a garantia de uma qualidade de serviço adequada têm conduzido à necessidade de reforçar as redes existentes.

Sobretudo nas redes rurais extensas, em termos de dimensionamento, o principal objectivo tem sido garantir uma queda de tensão dentro dos limites regulamentares. A intensidade máxima admissível nos condutores é condicionante nos centros urbanos, onde se verifica um consumo por unidade de superfície elevado.

Os trabalhos de extensão das redes estão sobretudo ligados à alimentação de habitações e explorações agrícolas mais isoladas e de novos empreendimentos habitacionais e industriais. Assume também algum relevo a criação de condições para a ligação de centros electroprodutores, designadamente assegurando uma potência de curto-circuito suficiente.

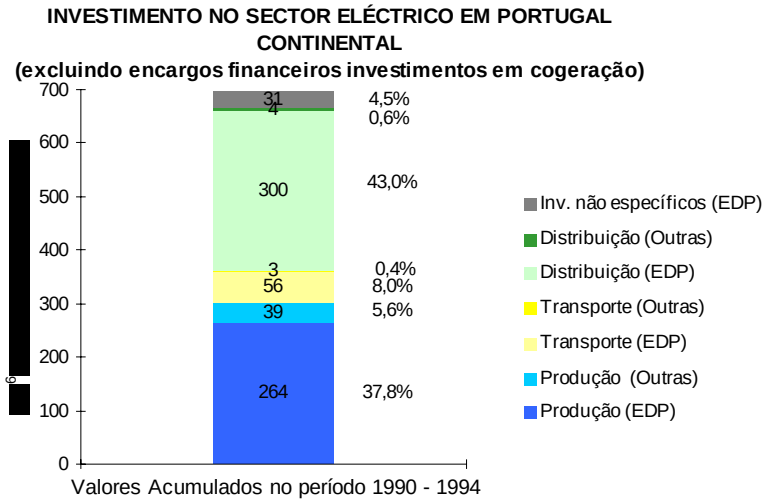
O reforço e extensão das redes, conjugados com a ligação de novos clientes, a interacção com vias de comunicação, os interesses dos proprietários dos terrenos atravessados pelas linhas e as crescentes preocupações ambientais, conduzem a que as redes de distribuição sejam uma realidade em permanente mutação.

2.4.6 INVESTIMENTO

O dimensionamento da oferta de electricidade para fazer face ao crescimento da procura, a par de uma cada vez maior exigência na qualidade, tem conduzido a que o volume de investimentos no sector eléctrico do Continente se apresente bastante significativo. Em termos médios anuais o sector eléctrico absorveu cerca de 140 milhões de contos de investimento, a preços de 1996, no período 1990 a 1994 (Figura 2.4.6.1), excluindo encargos financeiros e investimentos em cogeração.

Actualmente, os investimentos destinados à expansão e melhoria das redes de distribuição de electricidade apresentam valores muito semelhantes aos que se destinam à actividade da produção, enquanto que nos anos 70 e 80 a maior parte dos investimentos foi dedicada à construção de novos centros produtores. A actividade da rede de transporte e interligação tem mantido uma quota de cerca de 8% do investimento total do sector.

A Figura mostra ainda que o investimento no sector eléctrico foi na sua maioria realizado pela EDP.



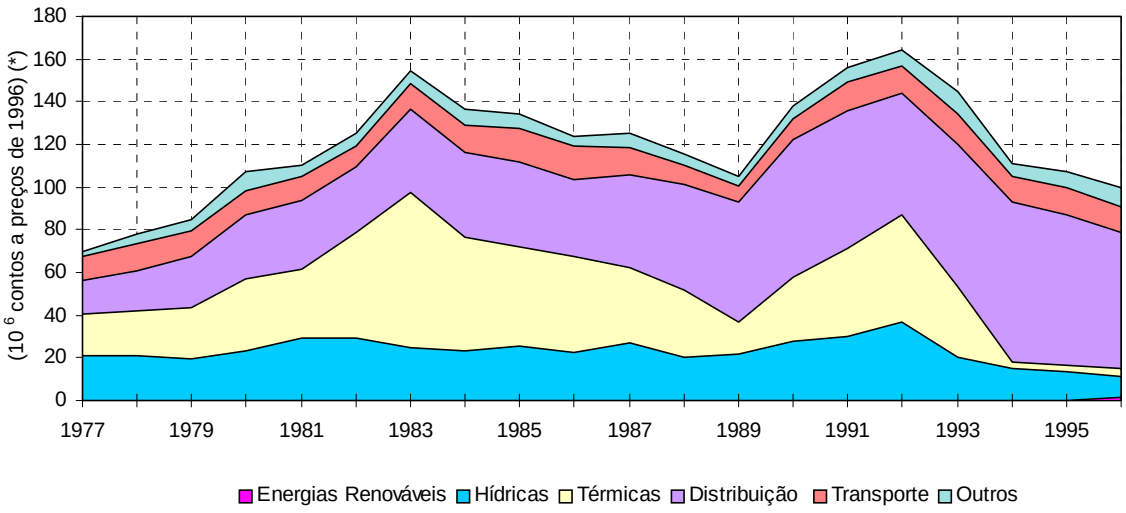
(*) Com base no preço implícito na Formação Bruta de Capital Fixo (Novas Contas Nacionais do INE)
Estimativas

Figura 2.4.6.1

A Figura 2.4.6.2 permite observar a evolução do investimento da EDP desde a sua constituição até ao momento actual, por sector de actividade. O acréscimo do investimento na actividade de distribuição ao longo dos anos, reflecte dominantemente a progressiva integração na EDP dos serviços anteriormente a cargo de outras entidades (autarquias locais e outros distribuidores).

Por outro lado, o investimento da EDP na produção, que sempre apresentou um peso significativo, diminuiu consideravelmente nos últimos anos, como consequência da liberalização da produção de energia eléctrica.

INVESTIMENTO A CUSTOS TÉCNICOS
(EDP)



(*) Com base no preço implícito na Formação Bruta de Capital Fixo (Novas Contas Nacionais do INE)
Fonte: EDP

Figura 2.4.6.2

2.4.7 RENDAS

Os municípios recebem rendas anuais, que podem ser de dois tipos:

- relativas à concessão da distribuição de energia eléctrica em BT [1];
- relativas à influência de centros electroprodutores.

As primeiras surgiram em 1982, na sequência da publicação de vários diplomas. Na Resolução nº 112/82, de 14 de Julho, o Conselho de Ministros definiu alguns princípios fundamentais, nomeadamente o reconhecimento do direito histórico de distribuição de energia eléctrica aos Municípios. Seguiu-se a publicação do Decreto-Lei nº 344-B/82, de 1 de Setembro, estabelecendo que a distribuição de electricidade em BT competiria aos municípios, que a poderiam exercer em regime de exploração directa ou em regime de concessão; neste último caso, só poderia ser exercida por empresas públicas, que passariam a assegurar a exploração dos equipamentos pertencentes aos municípios, devendo, por isso, o pagamento de uma renda a essas autarquias. Na Portaria nº 1076/82, de 17 de Novembro, foi fixado o cálculo dessa renda, cuja aplicação levou a resultados que geraram algumas desigualdades devidas à falta de rigor com que eram apurados alguns dos elementos relativos a esse cálculo. Assim, houve necessidade de

[1] Pagas trimestralmente.

introduzir melhorias ao processo, pelas Portarias nºs 966/83 e 148/84, de 9 de Novembro e 15 de Março, respectivamente; nesta última foram redefinidos os contratos-tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

Continuando, no entanto, a sentir-se algumas lacunas na legislação em vigor, em Abril de 1991 foi firmado um Protocolo entre a Associação Nacional de Municípios e a EDP, homologado pelo Governo, estabelecendo novas regras a que deveriam obedecer os contratos de concessão — Portaria nº 90-A/92, de 10 de Fevereiro, e também novas fórmulas de cálculo dos valores das rendas a pagar pela EDP pela concessão da distribuição de energia eléctrica em BT — Portaria nº 90-B/92, de 10 de Fevereiro. São estas as Portarias que se encontram em vigor actualmente e que estabelecem o cálculo do valor da renda com base num valor percentual (entre 4% e 12%, decrescente com a densidade dos consumidores em BT por km^2) sobre as vendas de energia eléctrica em BT na área do respectivo município.

Em 1995 as empresas distribuidoras do SEP pagaram aos municípios cerca de 20 milhões de contos.

Quanto às rendas dos centros produtores, o seu estabelecimento foi consequência, por um lado, do aumento do número e da capacidade de novos centros electroprodutores e, por outro, da crescente sensibilização das populações para os efeitos de qualquer actividade industrial — houve necessidade de compensar os municípios pela influência de centrais.

O Decreto-Lei nº 424/83, de 6 de Dezembro, veio colmatar a falha existente na legislação, neste âmbito, consagrando o pagamento de rendas aos municípios situados nas zonas de influência de centrais produtoras de energia eléctrica.

O cálculo do montante global da renda relativa a cada um dos centros electroprodutores tem como base a tarifa de MAT (taxa de potência e média aritmética das taxas de energia), e os seguintes parâmetros associados às centrais:

- a potência instalada e uma utilização média anual fixada no decreto, para as centrais termoeléctricas, e
- a potência instalada, a capacidade útil de armazenamento e a produtibilidade média no caso de centrais hidroeléctricas.

Esta renda é repartida pelos municípios que estiverem dentro da sua zona de influência, de acordo com o estabelecido no decreto.

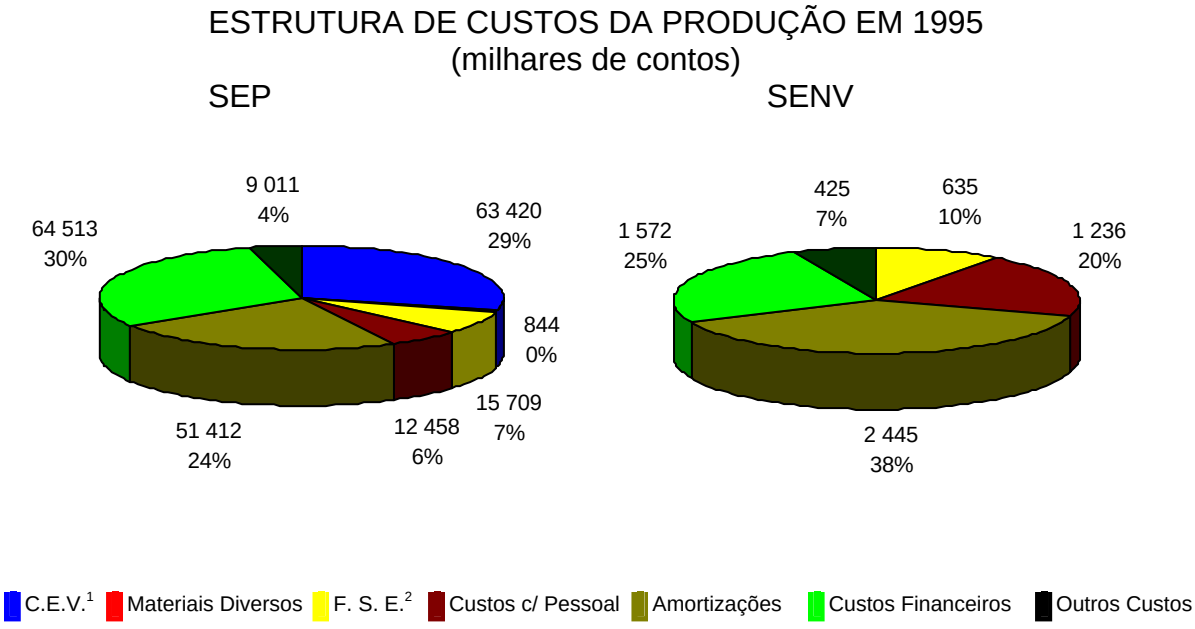
Em 1995 as rendas pagas aos municípios pelas empresas de produção do SEP, devidas pela influência de centros produtores de energia eléctrica, ultrapassou o milhão de contos.

2.4.8 ALGUNS INDICADORES FINANCEIROS DAS PRINCIPAIS EMPRESAS DO SEN

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como já foi anteriormente referido, está dividido em dois sistemas: Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e Sistema Eléctrico Independente (SEI), compreendendo este o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e outros pequenos produtores independentes (cogeradores, mini-hídricas até 10 MVA e outros produtores de energia a partir de outras energias renováveis).
A análise que se segue pretende, unicamente, dar uma breve perspectiva da situação económico-financeira das principais empresas que operam no sector eléctrico, tendo por base a informação referente a 1995.

2.4.8.1 Produção

Em 1995, a produção total de energia eléctrica (32 424 GWh) repartia-se do seguinte modo: SEP - 87,4%, SENV - 1,4% e outros - 11,2%.
A Figura 2.4.8.1 mostra as estruturas de custos, em 1995, no SEP e no SENV, não se dispondo de informação suficiente sobre os custos das restantes empresas que constituem o SEI.



Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 - CPPE\HDN\HIDROCENEL\Hidrotejo e Revista Exame (Out/96) - Tejo Energia

Figura 2.4.8.1

A estrutura de custos das empresas do SENV não pode ser vista como a média das empresas do SEI uma vez que os produtores de energia eléctrica em

[1] C.E.V. = Custo das Existências Vendidas (combustíveis para a produção de electricidade)
[2] F.S.E. = Fornecimentos e Serviços Externos

instalações de cogeração possuem uma forte componente de custos com combustíveis.

Tendo presente que os valores de cada um dos sistemas apresentam uma magnitude bastante diferente, constata-se que em termos de estrutura, quer no SEP quer no SENV, os custos operacionais (C.E.V., F.S.E., custos com o pessoal e amortizações) representavam cerca de 2/3 dos custos, 66% e 68%, respectivamente. Saliente-se, ainda, o facto de, no SEP, estes custos incluírem um peso bastante significativo de custos relacionados com consumo de combustíveis (29%). Os custos fixos (custos com o pessoal, amortizações e custos financeiros) representam 60% no SEP e 83% no SENV.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento acumulado por MW instalado e o preço médio de venda de energia eléctrica, com referência a 1995, para os vários sistemas.

INDICADORES ECONÓMICOS DA PRODUÇÃO EM 1995

	Potência Instalada	Taxa de Disponibilidade	Imobilizado Bruto Específico / Potência Instalada	Vendas				Preço Médio		
				Potência	Energia	Total	Qtd.	Potência	Energia	Total
	MW	(%)	contos/MW	10^6 contos	10^6 contos	10^6 contos	GWh	contos/kW	esc/kWh	esc/kWh
SEP	7 854	91,5%	142,6	169,2	66,0	235,2	26 964	23,5	2,45	8,72
SEI										
SENV	281	a)	157,7	b)	b)	6,3	435	b)	b)	14,56
Outros	a)	a)	a)	a)	a)	12,5	1 121	a)	a)	11,14
Total	a)	a)	a)	a)	a)	254,0	28 520	a)	a)	8,91

a) De momento, não existem dados disponíveis.
b) Das três empresas do SENV, só a Hidrotejo é que tem um contrato especial que lhe permitiria separar a potência da energia, no entanto, não apresenta esses valores desagregados

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da CPPE, HDN, HIDROCENEL e Hidrotejo e Revista Exame (Out/96) para a Tejo Energia

Quadro 2.4.8.1.1

Os diferentes preços médios de venda decorrem das tarifas subjacentes aos contratos comerciais ou às normas legais aplicáveis a cada sistema. Assim:

- as empresas do SEP regem-se por Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados com a entidade concessionária da RNT, onde predominam os custos fixos;
- as empresas do SENV, com excepção das vendas da central de Belver, pertencente à Hidrotejo, vendem a uma tarifa estabelecida internamente no Grupo EDP baseada na tarifa para os consumidores finais em Alta Tensão (AT), opção de longas utilizações.

Relativamente à central de Belver, existe um acordo tarifário celebrado com a LTE, em vigor desde início de 1995 e válido por 5 anos, em que se estabelece uma tarifa baseada numa taxa de remuneração dos activos da central e num determinado regime de disponibilidade dos grupos;

- os produtores de energia eléctrica em instalações de cogeração regem-se pelo Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho, segundo o qual a energia é facturada pela tarifa aplicada aos consumidores finais abastecidos pela rede do SEP, no nível de tensão imediatamente superior àquele em que é feita a ligação, opção de longas utilizações;
- quanto aos restantes produtores abrangidos pelo Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro, a energia é facturada pela tarifa de venda a consumidores finais em AT, opção de médias utilizações.

O quadro seguinte sintetiza alguns indicadores que caracterizam o sector da produção:

INDICADORES FINANCEIROS DA PRODUÇÃO EM 1995(a)

	Rentabilidade dos Capitais Próprios [1]	Rentabilidade dos Capitais Empregues [2]	Rentabilidade do Activo [3]	Rotação do Activo [4]	Margem Líquida [5]	Autonomia Financeira [6]
	%	%	%	%	%	%
SEP	2,6	8,2	7,5	b)	40,4	41,3
SEI SENV	0,9	6,5	5,7	12,4	47,0	63,5

a) De momento, não existem dados disponíveis para o restante SEI
b) Não se dispõe do valor do Activo da Tejo Energia em 1994

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da CPPE, HDN, HIDROCENEL e Hidrotejo e, Revista Exame (Out/96) para a Tejo Energia

Quadro 2.4.8.1.2

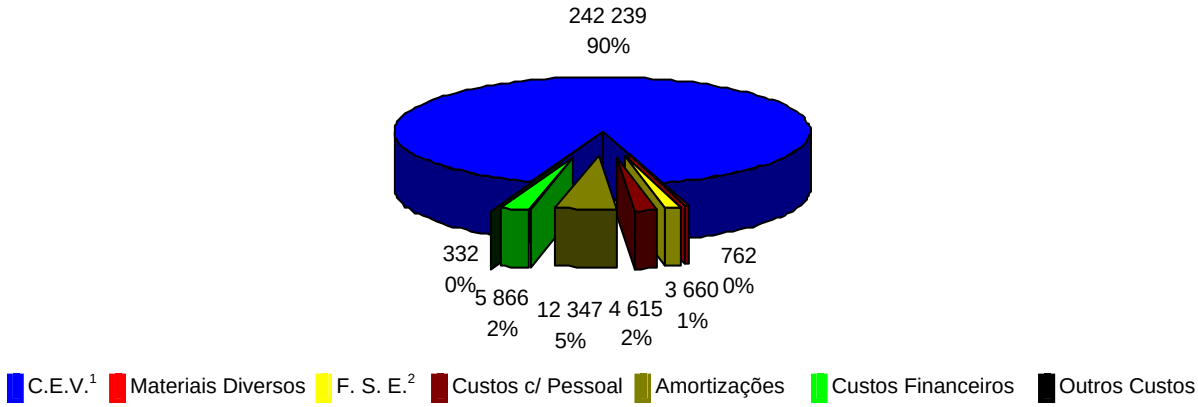
2.4.8.2 Transporte

Na actividade do transporte a análise resume-se aos dados da Rede Eléctrica Nacional (REN), empresa concessionária da rede nacional de transporte.

[1] Rentabilidade dos Capitais Próprios = Resultado Líquido / Capitais Próprios * 100
[2] Rentabilidade dos Capitais Empregues = (Resultados Operacionais - Encargos Financeiros Imputados ao Investimento + Amortização do Imobilizado Comparticipado + Proveitos de Aplicações Financeiras) / (Capitais Próprios + Capital Financeiro - Imobilizado em Curso) * 100
[3] Rentabilidade do Activo = Resultado Operacional / Activo Líquido * 100
[4] Rotação do Activo = (Vendas + Prestações de Serviços) / Activo Líquido Médio * 100
[5] Margem Líquida = Resultados Operacionais / (Vendas + Prestações de Serviços) * 100
[6] Autonomia Financeira = Capitais Próprios / Activo Líquido * 100

A estrutura de custos da REN em 1995 encontra-se representada na figura seguinte.

ESTRUTURA DE CUSTOS DA REN EM 1995
(milhares de contos)



Fonte: Relatório do exercício de 1995 da REN

Figura 2.4.8.2

Ressalta, imediatamente, que a quase totalidade dos seus custos (90%) se refere à compra de electricidade [3], representando as amortizações, rubrica de custos seguinte com maior peso, apenas 5%.

Estes custos de aquisição de energia eléctrica correspondem a uma energia entrada de 29 148 GWh, o que resulta num preço médio de compra de 8$31/kWh. No entanto, se atendermos ao volume das perdas no transporte, a energia entregue pela REN cifrou-se em 28 148 GWh o que implica um custo médio de aquisição de 8$61 por kWh vendido.

No Quadro 2.4.8.2.1 apresenta-se a margem bruta unitária das vendas da REN em 1995.

MARGEM BRUTA UNITÁRIA DAS VENDAS DA REN EM 1995[(a)]

	Vendas			Compras de Electricidade			Amortização de Terrenos afectos à Produção		Margem Bruta
	Valor	Energia Fornecida	Preço Médio	Valor	Diferencial da Correcção de Hidraulicidade	Preço Médio			
	10^3 contos	GWh	esc/kWh	10^3 contos	10^3 contos	esc/kWh	10^3 contos	esc/kWh	esc/kWh
REN	271 336	28 148	9,64	253 762	-11 463	8,61	3 242	0,11	0,92

a) Preço médio por kWh vendido

Fonte: Relatório do exercício de 1995 da REN

Quadro 2.4.8.2.1

[1] C.E.V. = Custo das Existências Vendidas (combustíveis para a produção de electricidade)
[2] F.S.E. = Fornecimentos e Serviços Externos
[3] O custo das existências vendidas encontra-se corrigido para ano hidrológico médio

Verifica-se que os proveitos referentes à energia entregue pela REN correspondem a um preço médio de 9$64 por kWh; deduzindo os custos com a aquisição de electricidade e as amortizações dos terrenos afectos à produção de electricidade, no montante de 8$72 por kWh vendido, sobram 0$92/kWh para cobrir os restantes custos da REN (transporte de energia e outros).

O quadro seguinte sintetiza alguns indicadores da REN:

INDICADORES FINANCEIROS DA REN EM 1995

	Rentabilidade dos Capitais Próprios[1] %	Rentabilidade dos Capitais Empregues[2] %	Rentabilidade do Activo[3] %	Rotação do Activo [4] %	Margem Líquida [5] %	Autonomia Financeira [6] %
REN	2,4	12,4	4,2	79,6	5,2	65,4

Fonte: Relatório do exercício de 1995 da REN

Quadro 2.4.8.2.2

2.4.8.3 Distribuição

A distribuição vinculada de energia eléctrica encontra-se atribuída às quatro empresas distribuidoras que integram o Grupo EDP: EN - Electricidade do Norte, S.A., CENEL - Electricidade do Centro, S.A., LTE - Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A. e SLE - Electricidade do Sul, S.A..

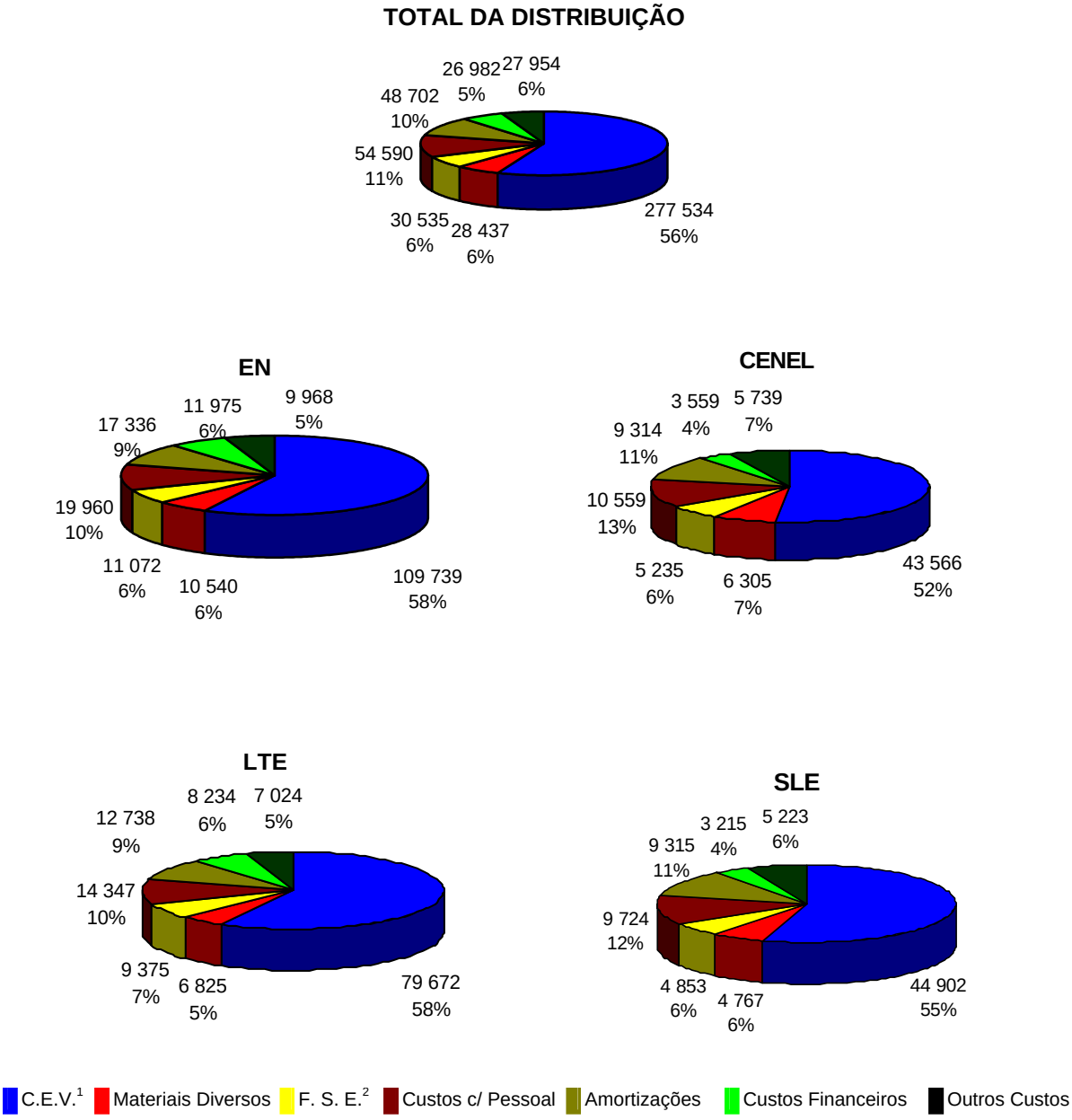
O volume de negócios dos distribuidores provém, sobretudo, da venda de energia eléctrica. Estando o exercício desta actividade subordinado, por um lado, ao princípio da uniformidade tarifária e, por outro, ao facto de terem de operar em áreas geográficas delimitadas, as empresas não podem concorrer entre si.

Assim, não existindo mercado concorrencial, as características próprias de utilização, consumo e concentração geográfica dos clientes da área onde actuam condicionam os resultados dos distribuidores. Refira-se ainda que têm uma função financeira centralizada e recorrem a prestações de serviços internas ao Grupo EDP ao qual pertencem.

[1] Rentabilidade dos Capitais Próprios = Resultado Líquido / Capitais Próprios * 100
[2] Rentabilidade dos Capitais Empregues = (Resultados Operacionais - Encargos Financeiros Imputados ao Investimento + Amortização do Imobilizado Comparticipado + Amortização dos Terrenos Afectos à Produção de Electricidade + Proveitos de Aplicações Financeiros)/(Capital Próprio + Capital Financeiro - Imobilizado em Curso - Terrenos Afectos à Produção de Electricidade) * 100
[3] Rentabilidade do Activo = Resultados Operacionais / Activo Líquido * 100
[4] Rotação do Activo = (Vendas + Prestações de Serviços) / Activo Líquido Médio * 100
[5] Margem Líquida = Resultados Operacionais / (Vendas + Prestações de Serviços) * 100
[6] Autonomia Financeira = Capitais Próprios / Activo Líquido * 100

A actividade de Distribuição compreende várias funções às quais estão associadas diferentes parcelas de custo que integram as tarifas finais de venda de energia eléctrica. Não dispondo, por ora, dessa desagregação dos custos, apresenta-se na Figura 2.4.8.3.1, com referência a 1995, as diferentes estruturas de custos globais de cada um dos distribuidores e do conjunto da distribuição.

ESTRUTURA DE CUSTOS DA DISTRIBUIÇÃO EM 1995
(milhares de contos)



Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Figura 2.4.8.3.1

[1] C.E.V. = Custo das Existências Vendidas (combustíveis para a produção de electricidade)
[2] F.S.E. = Fornecimentos e Serviços Externos

O aspecto mais visível é a semelhança da estrutura de custos dos distribuidores. Face à estrutura de custos no total da Distribuição, refere-se o maior peso na EN e na LTE dos custos das existências vendidas (compras de electricidade) e dos custos financeiros, enquanto que na CENEL e na SLE pesam mais os custos com pessoal e as amortizações.

No Quadro 2.4.8.3.1 comparam-se o preço médio de venda de cada distribuidor e os correspondentes custos de aquisição de energia.

VENDAS E COMPRAS DE ELECTRICIDADE EM 1995

	Total da Distribuição[1]	EN	CENEL	LTE	SLE
VENDAS					
VALOR (10^3 contos)	526 726	206 673	84 177	150 393	86 600
QUANTIDADES (GWh)	26 091	10 219	4 138	7 338	4 418
PREÇO MÉDIO (esc/kWh)	20,19	20,22	20,34	20,49	19,60
COMPRAS					
VALOR (10^3 contos)					
GRUPO EDP[2]	271 197	107 516	41 441	77 683	44 902
SENV	6 337	2 223	2 125	1 989	0
Total	277 534	109 739	43 566	79 672	44 902
QUANTIDADES (GWh)					
GRUPO EDP	28 131	11 073	4 324	7 937	4 820
SENV	435	185	163	88	0
Total	28 566	11 259	4 486	8 025	4 820
PREÇO MÉDIO (esc/kWh)					
GRUPO EDP	9,64	9,71	9,58	9,79	9,32
SENV	14,56	12,00	13,07	22,73	
Total	9,72	9,75	9,71	9,93	9,32

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Quadro 2.4.8.3.1

A leitura do quadro anterior permite constatar que apesar de existir um tarifário de venda de energia eléctrica aplicável em todo o território continental, quando se analisa em termos de preços médios de venda (potência + energia), estes variam de distribuidor para distribuidor. O mesmo se pode observar em relação ao preço médio de aquisição de energia à REN.

[1] O total da Distribuição não coincide com a soma dos quatro distribuidores, na medida em que existem trocas entre eles, que se anulam a nível global.
[2] Nos quatro distribuidores, os dados referem-se não só às aquisições à REN, mas também aos outros distribuidores.

Tais factos são devidos, não só, às diferentes utilizações da potência como aos diferentes diagramas de carga (horas de ponta, cheias e de vazio) decorrentes da dissemelhante estrutura dos clientes, e respectivos consumos por nível de tensão.

Na Figura 2.4.8.3.2 estão representadas as estruturas de consumos por empresa. É de salientar o grande peso dos consumos em MAT/AT verificado na SLE, o que explica o menor preço médio de venda.

ESTRUTURA DOS CONSUMOS EM 1995

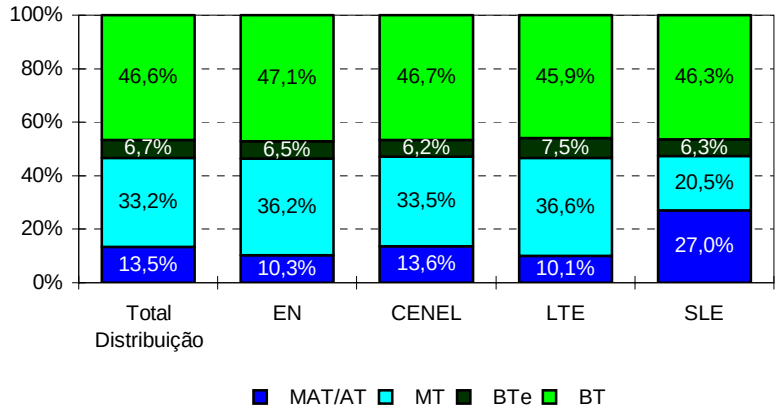


Figura 2.4.8.3.2

No quadro seguinte, apresenta-se a margem bruta unitária das vendas por distribuidor, tendo em conta os seus diferentes níveis de perdas.

MARGEM DAS VENDAS EM 1995

	Total da Distribuição	EN	CENEL	LTE	SLE
Margem Bruta Unitária (Esc./kWh)[1]	9,55	9,49	9,81	9,64	9,44
Margem (%) [2]	89,8	88,3	93,2	88,8	92,9
Perdas (%) [3]	8,7	9,1	7,7	8,5	8,3

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Quadro 2.4.8.3.2

Constata-se que todas as empresas de distribuição apresentam margens brutas (unitárias e globais) semelhantes, pelo que as diferentes rentabilidades, apresentadas no Quadro 2.4.8.3.3, não poderão ser explicadas pelos custos de aquisição de energia, mas sim, pelos restantes custos operacionais. Estes custos, diferem de empresa para empresa e resultam não só da estrutura de

[1] Margem Bruta Unitária = (Vendas - Compras de Electricidade) / Quantidades Vendidas
[2] Margem = (Vendas - Compras) / Compras * 100
[3] Perdas = (Energia Entrada - Energia Saída) / Energia Entrada * 100

consumidores (Figura 2.4.8.3.2) e respectivos consumos unitários (Quadro 2.4.8.3.4) mas também da área geográfica de intervenção de cada distribuidor.

INDICADORES ECONÓMICO-FINANCEIROS DA DISTRIBUIÇÃO EM 1995

	Rentabilidade dos Capitais Próprios [1]	Rentabilidade dos Capitais Empregues [2]	Rentabilidade do Activo [3]	Rotação do Activo [4]	Margem Líquida [5]	Autonomia Financeira [6]	Produtividade [7]
	%	%	%	%	%	%	10^3 contos
EN	10,5	19,3	11,8	52,0	21,0	41,3	20,27
CENEL	5,7	10,6	6,9	41,8	15,4	57,1	16,43
LTE	16,0	21,9	13,2	57,3	22,7	40,0	22,97
SLE	8,5	14,5	8,7	46,5	18,4	52,6	18,81
Total	10,2	17,3	10,7	50,4	20,2	46,0	19,92

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Quadro 2.4.8.3.3

NÚMERO DE CONSUMIDORES EM 1995

Unidade: Milhares

	Total da Distribuição	EN	CENEL	LTE	SLE
Em MAT, AT e MT	16	6	3	5	3
Em BT	4771	1667	919	1354	831
Total	4787	1672	922	1359	834

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Quadro 2.4.8.3.4

Para corroborar o que se disse anteriormente, apresentam-se no quadro seguinte outros indicadores, que evidenciam valores mais desfavoráveis para a CENEL e SLE, nomeadamente, em termos de consumidores por km^2 e de energia fornecida por consumidor.

[1] Rentabilidade dos Capitais Próprios = Resultado Líquido / Capitais Próprios * 100
[2] Rentabilidade dos Capitais Empregues = (Resultados Operacionais - Encargos Financeiros Imputados ao Investimento + Amortização do Imobilizado Comparticipado + Proveitos de Aplicações Financeiras) / (Capitais Próprios + Capital Financeiro - Imobilizado em Curso) * 100
[3] Rentabilidade do Activo = Resultado Operacional / Activo Líquido * 100
[4] Rotação do Activo = (Vendas + Prestações de Serviços) / Activo Líquido Médio * 100
[5] Margem Líquida = Resultados Operacionais / (Vendas + Prestações de Serviços) * 100
[6] Autonomia Financeira = Capitais Próprios / Activo Líquido * 100
[7] Produtividade = VAB / Nº Médio de Efectivos
VAB = Vendas + Prestações de Serviços + Proveitos Suplementares ± Variação da Produção + Trabalhos p/ Própria Empresa (exclui os encargos financeiros imputados ao investimento) - Compras de Electricidade - Materiais Diversos - Fornecimentos e Serviços Externos - Impostos Indirectos

OUTROS INDICADORES DA DISTRIBUIÇÃO EM 1995

	Área	Linhas[1]	Número Médio de Trabalhadores	Consumidores p/ km^2	Consumidores p/ km de linha	Vendas p/ Consumidor[2]	Consumidores p/ Trabalhador[3]	Vendas p/ Trabalhador[4]
	km^2	km				MWh		MWh
EN	21 775	59 379	4 449	77	28	6,1	376	2 285,7
CENEL	21 283	38 015	2 308	43	24	4,5	400	1 811,6
LTE	18 215	34 280	2 898	74	40	5,4	469	2 530,0
SLE	27 671	32 601	2 129	30	25	5,2	392	2 046,4
Total	88 944	164 275	11 784	54	29	5,4	406	2 210,8

Fonte: Relatórios do Exercício de 1995 da EN, CENEL, LTE e SLE

Quadro 2.4.8.3.5

[1] As linhas em BT incluem ramais
[2] Vendas p/ Consumidor = Quantidades Vendidas / Número de Consumidores
[3] Consumidores por Trabalhador = Número de Consumidores / Número Médio de Trabalhadores
[4] Vendas por Trabalhador = Quantidades Vendidas / Número Médio de Trabalhadores

2.4.9 CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

No sistema produtor de electricidade do Continente, a componente hidroeléctrica é bastante importante, havendo lugar a variações nos custos com combustíveis de ano para ano, em consequência da variabilidade nas condições hidrológicas. Com o sistema produtor actual, a produção hidroeléctrica representa cerca de 40% do total em condições médias de afluências, podendo descer a um pouco menos de 20% em anos bastante secos e subir a cerca de 65% em anos particularmente húmidos.

O desejo de estabilidade nos preços da electricidade tem levado a que as tarifas de venda a consumidores finais sejam calculadas para condições médias de hidraulicidade. Esta opção leva a que os consumidores não sejam imediatamente informados da variabilidade destes custos, nem recebam sinais de incentivo a um menor consumo nos anos secos e a um maior consumo nos anos húmidos.

A par desta estabilidade nos preços, tem também sido desejada uma estabilidade nos resultados das empresas. Assim, desde longa data (1960) que existe no sector um mecanismo especial de estabilização, com regras que têm sofrido uma certa evolução, designadamente no que se refere à autonomia (conta interna das empresas do sector ou Fundo Autónomo), ao cálculo dos movimentos em cada ano (com repercussão nos custos e proveitos do sector no referido ano) e ao mecanismo de cobertura de défices.

O regime actualmente em vigor foi estabelecido pelo Decreto-Lei nº 338/91, de 10 de Setembro.

De acordo com este regime, os custos e os proveitos da REN em cada ano são corrigidos através das seguintes parcelas:

- o diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência:
  - o primeiro é obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor para as afluências reais, o nível de enchimento inicial das albufeiras e as taxas consideradas normais de disponibilidade do equipamento;
  - o segundo é obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor para a série histórica de ciclos hidrológicos anuais, o nível de enchimento inicial das albufeiras e as taxas consideradas normais de disponibilidade do equipamento;
- os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da correcção de hidraulicidade;
- os encargos ou proveitos correspondentes ao montante necessário para tornar o valor esperado do saldo igual a um adequado nível de referência num prazo de 10 anos.

Interessa salientar neste regime a existência de um saldo positivo suficientemente elevado na situação de partida, bem como de um mecanismo de estabilização

deste saldo, correspondente à última parcela acima referida.
No final do ano de 1996, o saldo da conta situava-se em 77,7 milhões de contos, valor coincidente com o nível de referência estabelecido.

No regime anterior, a não existência destes mecanismos conduziu a um saldo negativo do Fundo bastante elevado, que chegou a atingir quase 100 milhões de contos no final de 1987.

A título ilustrativo do grau de estabilização em causa é de referir que, na ausência de qualquer mecanismo de estabilização, e nas actuais condições, os preços da electricidade poderão variar cerca de ± 5% em relação à média, caso a variação de custos com combustíveis seja repercutida nas tarifas, privilegiando a estabilidade nos resultados das empresas do sector. Por outro lado, para manter a estabilidade dos preços, poderão verificar-se variações de ± 30 milhões de contos nos resultados.

2.5 PREÇOS DA ELECTRICIDADE

2.5.1 TARIFÁRIO

2.5.1.1 Consumidores Finais

Regime de Fixação dos Preços

Até 1989, as tarifas de venda de energia eléctrica foram fixadas por diploma legal emanado do Governo. Entre 1983 e 1988 a fixação foi feita através de Portaria suportada no Decreto-Lei nº 344-A/82, de 1 de Setembro.

Desde 1989, de acordo com o Decreto-Lei nº 18-A/89, de 12 de Janeiro, as tarifas de venda a clientes finais têm sido estabelecidas por Convenção. Esta é celebrada entre a Direcção Geral de Concorrência e Preços (actualmente Direcção Geral do Comércio e da Concorrência) e a EDP-Electricidade de Portugal, SA, e ratificada pelos Ministros da Indústria e Energia e do Comércio e Turismo.

Tem sido prática habitual a celebração de uma convenção para um período de um ano, em geral no final de cada ano, para aplicação no ano civil completo seguinte.

Foi também celebrada uma Convenção Especial, habitualmente denominada Adenda à Convenção Geral dos Preços da Electricidade, regulamentando o regime de interruptibilidade e o regime transitório de antecipação da correcção da distorção tarifária. Esta Convenção foi celebrada em 30 de Setembro de 1993, com efeitos desde o dia 1 de Outubro do mesmo ano.

Nos termos do artigo 42º do DL nº 187/95, o DL nº 18-A/89 será revogado no momento da entrada em vigor das tarifas fixadas ao abrigo do Regulamento Tarifário.

Tarifário

A tarifa paga pelos consumidores finais de electricidade é constituída tipicamente pelas seguintes componentes:

- um preço para a potência (esc/kW);
- preços para a energia, variáveis com o período em que a energia é consumida (horas de ponta, horas cheias e horas de vazio) e com a estação do ano (Inverno, Verão) (esc/kWh);
- um preço para a energia reactiva indutiva que exceder determinado montante (esc/kvarh);

- um preço para a energia reactiva emitida para a rede nas horas de vazio (esc/kvarh).

Relativamente à potência, salientam-se as seguintes características fundamentais:

- a potência facturada em cada mês corresponde a uma média ponderada da potência contratada (com um peso de 20%) e da potência máxima no período mensal em causa (com um peso de 80%);
- a potência máxima é o maior valor das sucessivas potências médias de 15 minutos;
- a potência contratada é automaticamente actualizada sempre que for excedida;
- se o consumidor solicitar uma redução de potência contratada, o distribuidor pode só facturar o novo valor após terem decorrido doze meses em que a potência máxima não tenha excedido o novo valor;
- por opção, os consumidores podem dispor de dupla medição da ponta, sendo feita a medição separada da potência tomada nas horas de vazio e fora das horas de vazio. Neste caso, a potência a considerar para determinação da potência máxima mensal é a potência medida no período fora das horas de vazio. Para efeitos de eventual actualização da potência contratada, é considerada a potência máxima em qualquer momento, no vazio ou fora do vazio.

Em termos de períodos tarifários, com diferenciação de preços da energia, tem-se:

- dois períodos sazonais: Inverno (de 1 de Novembro a 30 de Abril) e Verão (de 1 de Maio a 31 de Outubro);
- três períodos "horários": horas de ponta, horas cheias e horas de vazio.
  O consumidor pode optar por uma definição destes períodos com um ciclo semanal ou um ciclo diário:
  - ♦ no caso do ciclo semanal, tem-se tipicamente: dias úteis com 3 (no Verão) ou 5 (no Inverno) horas de ponta, 14 ou 12 horas cheias e 7 horas de vazio; Sábados com 7 horas cheias e 17 horas de vazio; Domingos com 24 horas de vazio;
  - ♦ no caso do ciclo diário, tem-se tipicamente: 4 horas de ponta, 10 horas cheias e 10 horas de vazio.

A energia reactiva indutiva facturada é a que, nas horas de ponta e cheias, exceder 40% da energia activa no mesmo período.

Os preços dependem da tensão a que é fornecida a energia eléctrica, sendo considerados quatro níveis:

- muito alta tensão (MAT) — acima de 110 kV (150 ou 220 kV)
- alta tensão (AT) — entre 45 e 110 kV (em regra 60 kV)
- média tensão (MT) — entre 1 e 45 kV (em regra 10, 15 ou 30 kV)
- baixa tensão (BT) — inferior a 1kV.

Para cada nível de tensão, o consumidor pode optar por várias tarifas dependendo da utilização da potência. Em geral, há opções para curtas, médias e longas utilizações.

Em regra, as tarifas não dependem do uso que o consumidor dá à energia eléctrica. Há no entanto algumas excepções:

- iluminação pública;
- pequenos consumidores domésticos;
- anúncios, cabines telefónicas, etc;
- instalações temporárias.

Relativamente à iluminação pública, existe uma tarifa específica que corresponde a uma simplificação da tarifa normal, em virtude de o diagrama ser suficientemente conhecido, e não a uma tarifa com preços especiais.

Relativamente aos pequenos consumidores domésticos, existe uma tarifa social para consumos relativos a casas de habitação (mesmo que nelas seja exercida uma pequena actividade profissional), com potência contratada de 1,1 kVA e consumo anual não superior a 270 kWh. Esta tarifa caracteriza-se por um desconto de cerca de 75% no preço da potência. No que se refere ao consumo em anúncios isolados, cabines telefónicas e outras situações similares, não tem sido hábito colocar aparelhagem de medição, procedendo a EDP a uma facturação estimada, habitualmente designada por avença, face ao conhecimento da potência instalada e do período de funcionamento.

Para consumidores em que os encargos com uma aparelhagem de medida complexa são significativos quando comparados com o montante da factura, ou onde se presume que o consumidor não tem capacidade para reagir a sinais tarifários mais complexos, têm sido adoptadas tarifas com uma estrutura mais simplificada do que a indicada atrás como correspondendo à estrutura típica.

O caso mais comum de uma tarifa simplificada corresponde à tarifa aplicada aos consumidores alimentados em BT com uma potência contratada até 19,8 kVA, dominantemente domésticos. Esta tarifa tem um preço fixo mensal (dependente da potência contratada) e um preço de energia. A potência não é medida, sendo colocado um disjuntor que limita a potência ao valor contratado. Em opção, pode ser escolhida uma tarifa com dois preços de energia (tarifa bi-horária).

Os consumidores com possibilidade de reduzirem a carga em pelo menos 4 MW, em períodos definidos pelo distribuidor, podem optar pela tarifa interruptível. Como contrapartida, é-lhes concedido um desconto que depende da relação entre a potência susceptível de ser interrompida e a potência tomada do consumidor.
Nos últimos anos tem-se verificado uma redução das tarifas em termos reais, menos acentuada para as tarifas de BT até 39,6 kVA. Antecipando esta gradual correcção da posição relativa das tarifas, tem sido proporcionado um desconto aos grandes consumidores, a ser progressivamente anulado.

Finalmente, interessa assinalar a existência de opções especiais para consumos sazonais.

As tarifas actualmente existentes encontram-se sintetizadas nos quadros seguintes:

OPÇÕES TARIFÁRIAS

Tensão de fornecimento	Limites da Potência Contratada	Opções Tarifárias
Baixa Tensão	1,1 kVA	Tarifa Social (BT1SO)
	1,1 a 19,8 kVA	Tarifa Simples (BT1SI)
	3,3 a 19,8 kVA	Tarifa Bi-Horária (BT1BH)
	26,4 a 39,6 kVA	Tarifa Simples (BT2SI)
	26,4 a 39,6 kVA	Tarifa de Médias Utilizações (BT2MU)
	26,4 a 39,6 kVA	Tarifa de Longas Utilizações (BT2LU)
	$>$ 39,6 kVA	Tarifa de Médias Utilizações (BT3MU)
	$>$ 39,6 kVA	Tarifa de Longas Utilizações (BT3LU)
	3,3 a 19,8 kVA	Tarifa Sazonal Simples (BTSSI)
	3,3 a 19,8 kVA	Tarifa Sazonal Bi-Horária (BTSBH)
	26,4 a 39,6 kVA	Tarifa Sazonal Tri-Horária (BTSTH)
	-	Tarifa de Iluminação Pública (BTIP)
Média Tensão	-	Tarifa de Curtas Utilizações (MTCU)
	-	Tarifa de Médias Utilizações (MTMU)
	-	Tarifa de Longas Utilizações (MTLU)
Alta Tensão	$\geq$ 6 MW	Tarifa de Curtas Utilizações (ATCU)
	$\geq$ 6 MW	Tarifa de Médias Utilizações (ATMU)
	$\geq$ 6 MW	Tarifa de Longas Utilizações (ATLU)
Muito Alta Tensão	$\geq$ 25 MW	Tarifa única (MAT)
MT, AT ou MAT	$\geq$ 4 MW	Interruptibilidade

Fonte: Sistema Tarifário de Venda de Energia Eléctrica - 1997

Quadro 2.5.1.1

TARIFAS DE VENDA A CONSUMIDORES FINAIS (1997)

OPÇÃO TARIFÁRIA	**Potência** (esc/kW.mês) (1)	**Energia Activa** (esc/kWh) (1)						**En. Reactiva** (esc/kvarh) (1)	
		Inverno			Verão				
		Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Indut.	Capac.
BT1SI	302,7 a 359,3 esc/kVA (2)	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	-	-
BT1BH	302,7 a 359,3 esc/kVA + 409,0 esc/mês (2)	18,38	18,38	10,80	18,38	18,38	10,80	-	-
BT1SO	75,45 (3)	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	18,38	-	-
BT2SI	460,58 (3)	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	-	-
BT2UM	498,38 (3)	34,41	14,70	9,77	34,41	14,70	9,77	-	-
BT2LU	1400,79 (3)	19,67	11,23	7,62	19,67	11,23	7,62	-	-
BT3MU	498,40	34,41	14,70	9,77	34,41	14,70	9,77	2,97	2,24
BT3LU	1400,80	19,67	11,23	7,62	19,67	11,23	7,62	2,97	2,24
BTSSI	63,3 a 71,9 esc/kW (2)	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	-	-
BTSBH	63,3 a 71,9 esc/kW + 409,0 esc/mês (2)	25,98	25,98	10,80	25,98	25,98	10,80	-	-
BTSTH	99,67 (3)	42,20	18,83	9,77	42,20	18,83	9,77	-	-
BTIP	-	16,32	16,32	16,32	16,32	16,32	16,32	-	
MTCU	496,90	34,32	14,66	9,76	34,32	14,66	9,76	2,68	2,02
MTMU	910,60	19,04	11,06	7,33	20,63	11,97	8,61	2,68	2,02
MTLU	1247,90	18,16	10,59	6,95	18,96	11,04	8,04	2,68	2,02
ATCU	398,10	31,36	13,41	9,05	31,36	13,41	9,05	2,53	1,90
ATMU	767,60	17,22	10,05	6,62	17,95	10,46	7,66	2,53	1,90
ATLU	1135,4	13,10	10,03	6,36	13,10	10,42	7,45	2,53	1,90
MAT	813,80	12,71	9,54	5,85	12,71	9,92	6,87	2,49	1,87

(1) - Aos valores apresentados acresce o IVA à taxa reduzida (5%).
(2) - Valores crescentes com a potência e apresentados em esc/mês no tarifário.
(3) - Valores apresentados em esc/mês no tarifário.

Quadro 2.5.1.2

2.5.1.2 Vendas da REN aos Distribuidores Vinculados

Regime de Fixação dos Preços

Até à cisão da EDP (1994), existiu uma tarifa interna destinada a valorizar as cedências de energia eléctrica, designadamente entre o transporte e a distribuição.

A actual legislação prevê a existência de uma tarifa regulada, estabelecida pela ERSE e regulamentada no Regulamento Tarifário.

As tarifas para 1995, 1996 e 1997 entre a REN e os distribuidores vinculados foram fixadas pelo Conselho de Administração da EDP, na continuação de um procedimento anterior e dado não estar instalada na altura a ERSE.

Tarifário

A tarifa tem uma estrutura (relações entre os preços) semelhante à da tarifa de AT de longas utilizações.

O nível da tarifa tem sido definido para proporcionar à REN uma rendibilidade objectivo.

2.5.1.3 Entregas dos Distribuidores Vinculados à REN

Regime de Fixação dos Preços

Tal como no caso das vendas da REN aos distribuidores vinculados, estes preços, bem como as respectivas regras de aplicação, têm sido fixados pelo Conselho de Administração da EDP.

Tarifário

Tem sido aplicada a tarifa de venda da REN aos distribuidores vinculados com algumas pequenas adaptações (designadamente na facturação da energia reactiva).

2.5.1.4 Vendas a Pequenos Distribuidores

Nas entregas dos distribuidores vinculados a outros pequenos distribuidores tem sido aplicada a correspondente tarifa de venda a clientes finais.

A Portaria nº 396/87, de 11 de Maio, que estabeleceu novos preços da electricidade, ao abrigo do DL nº 344-A/82, determinou a aplicação de um desconto de 5% nos fornecimentos a distribuidores na condição de praticarem o tarifário nacional. O DL nº 18-A/89, ao estabelecer um novo regime de fixação dos preços, revogou o DL nº 344-A/82. No entanto, apesar de não constar de nenhuma das Convenções celebradas ao abrigo do referido DL 18-A/89, foi mantido o desconto de 5%, pelo menos para alguns distribuidores.

2.5.1.5 Produção Não Vinculada Propriedade dos Distribuidores

Regime de Fixação dos Preços

As empresas de produção hidroeléctrica não vinculada — HDN, HIDROCENEL e Hidrotejo — vendem a energia produzida aos distribuidores vinculados, que por sua vez são detentores do capital das empresas referidas.

Os preços e as respectivas regras de aplicação usados nestas transacções têm sido fixados pelo Conselho de Administração da EDP.

Tarifário

A energia produzida pelas centrais da HDN e HIDROCENEL tem sido vendida à EN e CENEL, respectivamente, sendo valorizada pela tarifa de venda da REN aos distribuidores vinculados.

A energia produzida pelas centrais da Hidrotejo tem sido vendida à LTE com base num Acordo Tarifário celebrado entre as duas empresas para um período de cinco anos. Nos termos deste Acordo:

- para a central de Belver, a valorização da energia eléctrica é feita tendo por base uma taxa de remuneração dos activos da central e um regime de disponibilidade dos grupos, previamente acordado;
- para as centrais do Sistema da Ribeira de Nisa, a valorização da energia eléctrica é feita pela tarifa de venda da REN aos distribuidores vinculados.

2.5.1.6 Entregas entre Distribuidores Vinculados

Quanto ao regime de fixação dos preços, tal como no caso acima referido das vendas da REN aos distribuidores vinculados, os preços e as respectivas regras de aplicação usados nestas transacções entre distribuidores têm sido fixados pelo Conselho de Administração da EDP.

Relativamente ao Tarifário, as entregas de um distribuidor vinculado a outro distribuidor vinculado têm sido facturadas com base na tarifa correspondente de venda a clientes finais.

2.5.1.7 Produtores do SEI excluindo SENV

Os preços e condições de venda destes produtores ao SEP são estabelecidos por Diploma Legal do Governo.

O regime em vigor foi definido pelos seguintes Diplomas:

- DL nº 189/88, de 27 de Maio
- DL nº 313/95, de 24 de Novembro
- DL nº 186/95, de 27 de Julho

Os DLs nºs 189/88 e 313/95 aplicam-se aos produtores que utilizem recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e a aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA. O DL nº 186/95 aplica-se à cogeração.

Relativamente ao Tarifário, há que realçar os seguintes aspectos:

- No caso dos produtores abrangidos pelos DLs nºs 189/88 e 313/95, a energia fornecida à rede do SEP para potências de ligação até 10 MVA é facturada pela tarifa de venda a consumidores finais em AT, opção de médias utilizações.
- No caso dos cogeradores, a energia eléctrica fornecida à rede do SEP até 10 MVA é facturada pela tarifa aplicada aos consumidores finais abastecidos pela rede do SEP, no nível de tensão imediatamente superior àquele em que é estabelecida a ligação, opção de longas utilizações.
- A potência facturada em cada período mensal é 80% do menor dos seguintes dois valores: potência média nas horas de ponta ou potência média nas horas de ponta e cheias.
- Os produtores devem, nos períodos de fora do vazio, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40% da energia activa fornecida. A energia reactiva em défice nas horas fora de vazio e a energia reactiva fornecida nas horas de vazio são pagas pelo produtor aos preços da energia reactiva indutiva e capacitiva, respectivamente, da tarifa de venda a clientes finais do nível de tensão de ligação (equivalente a comprarem à rede o que não forneceram ou forneceram indesejadamente).
- Para potências de ligação superiores a 10 MVA, os primeiros 10 MVA são facturados como indicado acima. Os fornecimentos suplementares são valorizados pelo critério dos custos evitados totais.

Os valores dos custos evitados totais são, de acordo com a legislação, estabelecidos pelo Director-Geral de Energia, ouvidas a ERSE e a entidade concessionária da RNT.

A legislação garante ao produtor tarifas não inferiores a 90% das tarifas em vigor no ano de entrada em exploração da instalação, em termos reais, a aplicar aos fornecimentos correspondentes aos primeiros 10 MVA. A garantia é de oito anos, ou durante o período de retorno do investimento se inferior a oito anos, para os produtores abrangidos pelo DL nº 313/95. O período de garantia é de cinco anos para os cogeradores.

2.5.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

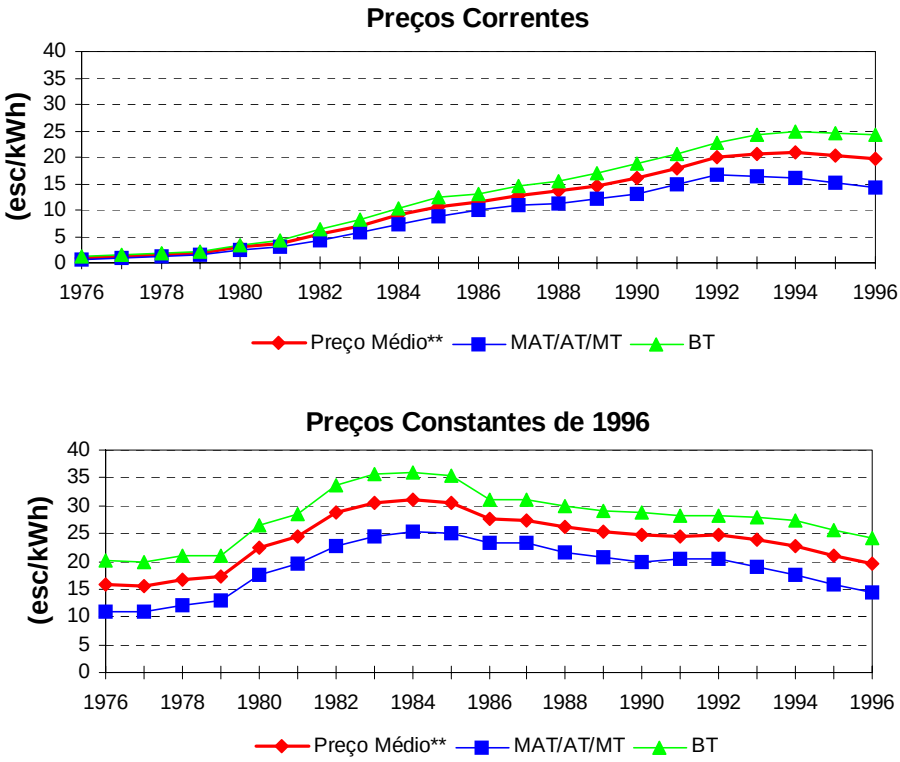
A evolução dos preços médios de electricidade, a preços correntes, apresenta uma inversão na tendência crescente a partir de 1994 — o preço médio global sofre uma redução superior a 5% entre 1994 e 1996, se for adoptada a estrutura de fornecimentos de 1996, a fim de corrigir os efeitos induzidos pelas diferenças nas taxas de crescimento dos consumos por nível de tensão. [1]

Uma análise desagregada entre a BT e os restantes níveis de tensão mostra que a referida quebra no preço médio resultou essencialmente da evolução registada em AT e MT (cerca de 10% entre 1994 e 1996), conforme ilustrado na Figura 2.5.2.1.

Considerando a evolução dos preços em termos reais, deflacionados através do índice de preços implícito no PIB, verifica-se que os fortes acréscimos observados entre 1976 e 1984 foram seguidos por sucessivas reduções que permitem situar os preços actuais aos níveis de 1979/1980.

[1] A ausência desta correcção conduz a uma quebra nos preços um pouco inferior a 5% (4,8%), uma vez que os fornecimentos em Baixa Tensão, em que o preço médio é mais elevado, apresentaram um crescimento superior à média.

PREÇOS MÉDIOS DE ENERGIA ELÉCTRICA*
(EDP)



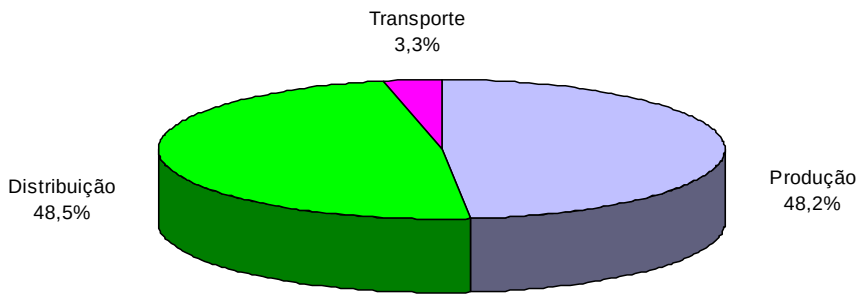
* Inclui o adicional para o ex-FAT (Fundo de Apoio Térmico)
** Calculado de acordo com a estrutura de fornecimentos em 1996
Fonte: EDP

Figura 2.5.2.1

A Figura 2.5.2.2 evidencia a repartição do preço de electricidade em 1995 pelas diferentes actividades — produção, transporte e distribuição. Pode assim concluir-se que o conjunto relativo ao transporte e distribuição corresponde a pouco mais de 50% do total (quase metade do preço médio é absorvido pela produção de electricidade).

REPARTIÇÃO DO PREÇO MÉDIO POR ACTIVIDADE

1995

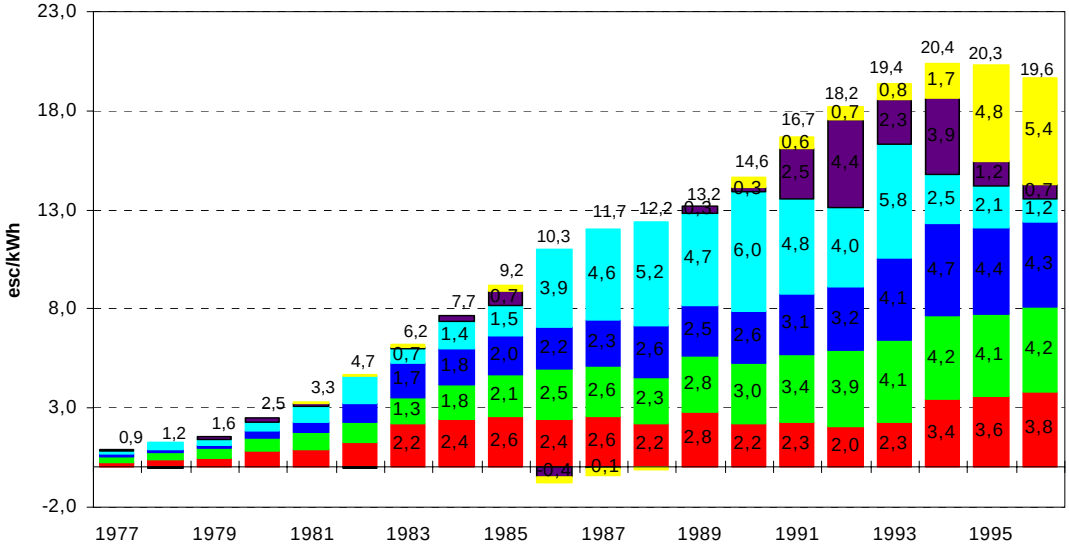


Fonte: EDP

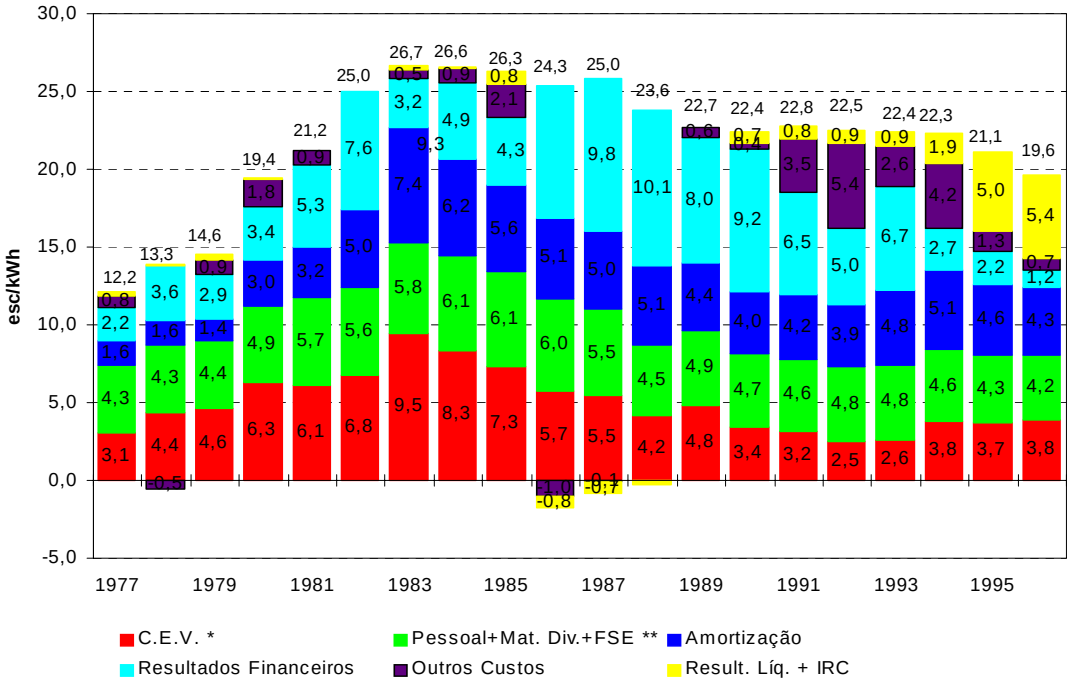
Figura 2.5.2.2

DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE VENDA DA EDP

PREÇOS CORRENTES



PREÇOS CONSTANTES de 1996



Fonte: EDP

*C.E.V. = Custo das Existências Vendidas = Combustíveis + Aquisição de Energia ± Correcção de Hidraulicidade
**F.S.E. = Fornecimentos e Serviços Externos
Amortização líquida da amortização do imobilizado comparticipado
Resultados financeiros líquidos de encargos financeiros imputados ao investimento

Figura 2.5.2.3

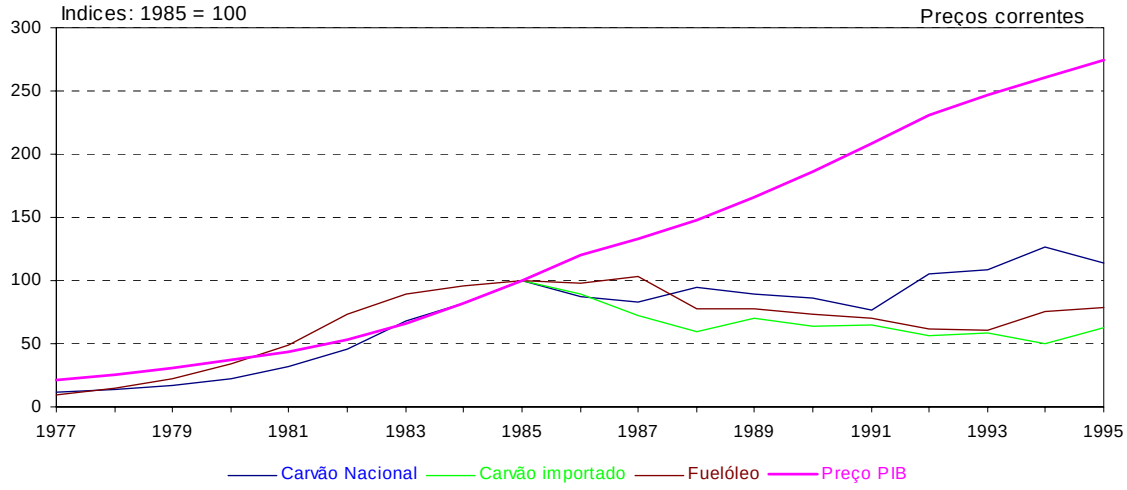
A Figura 2.5.2.3 apresenta a decomposição do preço médio de venda da EDP ao longo do período 1977-1996, quer a preços correntes quer a preços constantes de 1996.

A análise a preços constantes mostra que a contribuição das diferentes componentes do preço tem vindo a alterar-se ao longo dos anos. No primeiro quinquénio dos anos 80, assistiu-se a fortes acréscimos de preços, determinados pelos elevados custos com combustíveis, amortizações e encargos financeiros, associados a valores de inflação e taxas de juro também elevados. O decréscimo dos preços dos combustíveis, foi seguido pela redução dos encargos financeiros, que permitiu uma redução dos preços nos últimos anos e um acréscimo nos resultados antes de impostos.

A este propósito, é interessante observar o comportamento das variáveis mais relevantes na oscilação do preço da electricidade.

A Figura 2.5.2.4 ilustra a evolução do preço médio dos diferentes combustíveis utilizados para produção de energia eléctrica, em comparação com o preço implícito no PIB (a preços de mercado) entre 1977 e 1995.

EVOLUÇÃO DO PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS PARA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE

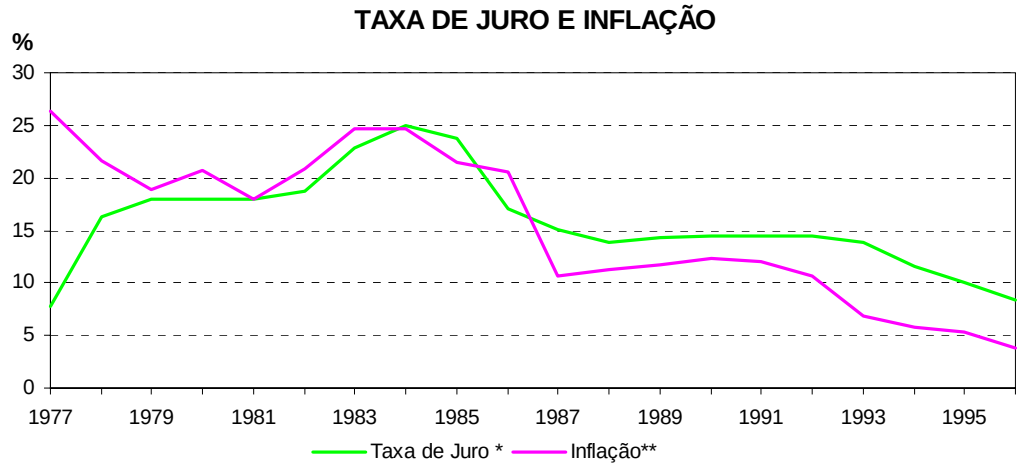


Fontes: Relatórios do Exercício da EDP e Contas Nacionais do INE (base 86)

Figura 2.5.2.4

Pode assim observar-se que o preço do fuelóleo, depois duma subida muito acentuada entre 1977 e o primeiro quinquénio dos anos 80, apresentou uma quebra significativa no período posterior. Relativamente ao carvão importado, tem vindo a verificar-se uma progressiva redução de preço, desde a sua introdução no sector eléctrico (1985). Neste contexto, é possível concluir que a evolução dos preços dos combustíveis para produção de electricidade na última década ficou bastante aquém da evolução dos preços implícitos no Produto Interno Bruto do país.

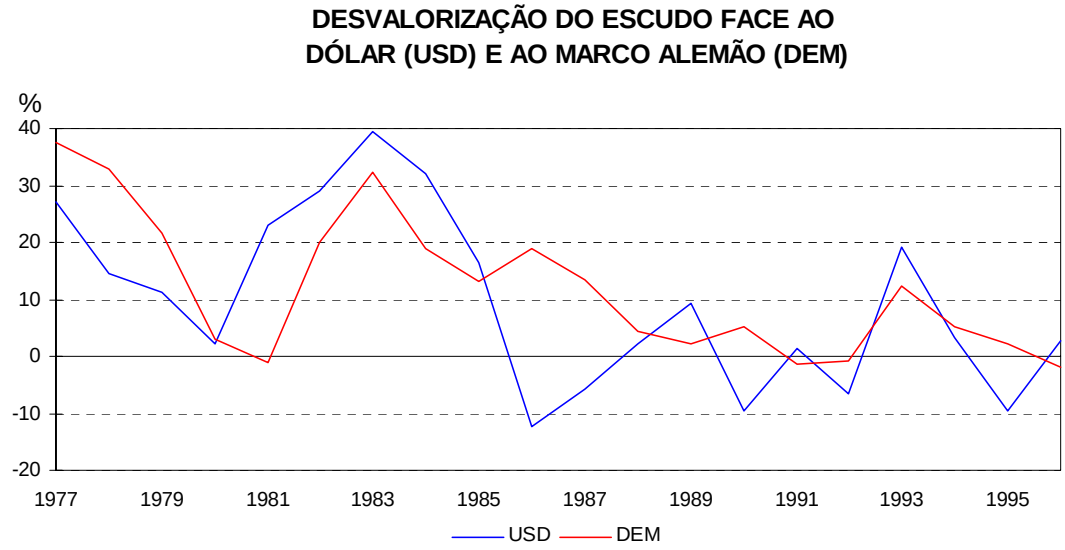
Por outro lado, a evolução das taxas de juro e de inflação apresentam também uma quebra significativa a partir de 1985 (Figura 2.5.2.5).



*Taxa de desconto do Banco de Portugal ponderada em cada ano pelo número de dias que esteve em vigor.
**Variação dos preços implícitos no PIB.
Fontes: Diário da República, Contas Nacionais do INE (base 86) e Orçamento de Estado para 1997.

Figura 2.5.2.5

Finalmente, a Figura 2.5.2.6 ilustra a desvalorização anual do escudo face ao dólar americano e ao marco alemão. Estes indicadores são relevantes para a análise da evolução dos custos com aquisição de combustíveis e dos encargos financeiros suportados pelo sector eléctrico, na medida em que uma parte significativa dos empréstimos da EDP, foi no passado contraída no mercado externo.



Fonte: Relatórios do Banco de Portugal

Figura 2.5.2.6

2.5.3 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

Para além da evolução dos preços ao longo do tempo em Portugal, é interessante conhecer o seu posicionamento face aos preços praticados noutros países, designadamente nos membros da União Europeia.

Esta comparação envolve algumas dificuldades e não se conhece nenhuma metodologia que seja isenta de críticas, e universalmente aplicável. A título exemplificativo, refere-se a impossibilidade de definir um consumidor que seja representativo para todos os países objecto da comparação. Por outro lado, é necessário expressar os preços dos diferentes países numa unidade comum, podendo ser usados como factores de conversão as taxas de câmbio, as paridades de poder de compra ou os salários.

No presente documento foram considerados os consumidores-tipo domésticos e industriais adoptados pela EUROSTAT e as taxas de câmbio. Os preços são apresentados em escudos por kWh e correspondem à situação verificada em 1 de Janeiro de 1996.

Os consumidores-tipo domésticos, codificados de D_a a D_e[1], são definidos para os seguintes consumos médios anuais:

CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMIDORES-TIPO DOMÉSTICOS

Consumidor Tipo	Consumo Anual kWh	
	Total	à noite
D_a	600	-
D_b	1 200	-
D_c	3 500	(1 300)
D_d	7 500	(2 500)
D_e	20 000	(15 000)

Fonte: Eurostat

Quadro 2.5.3.1

[1] A título indicativo, a estes consumidores-tipo poderão corresponder os equipamentos electrodomésticos seguintes:
D_a: Iluminação, rádio, televisão e frigorífico e pequenos aparelhos eléctricos;
D_b: Equipamentos D_a mais máquina de lavar a roupa;
D_c: Equipamentos D_b mais arca congeladora e máquina de lavar louça;
D_d: Todo o equipamento eléctrico incluído em D_c mais aquecimento eléctrico / termoacumulador.
D_e: Equipamentos D_c mais secador de roupa, termoacumulador, aquecimento eléctrico e ar condicionado.

Os consumidores-tipo industriais, codificados de I_a a I_i, são definidos de acordo com os seguintes consumos médios anuais:

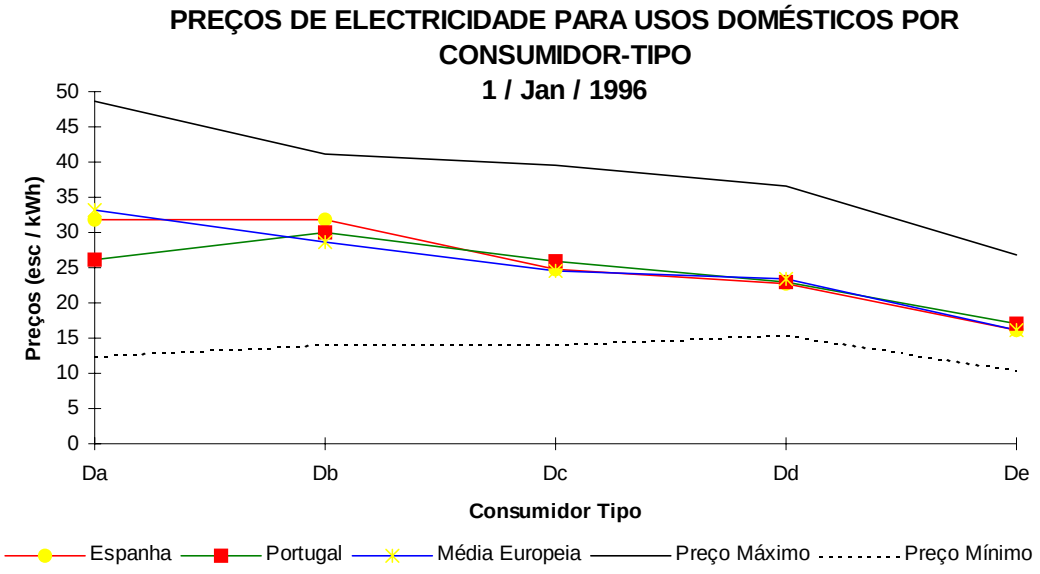
CARACTERIZAÇÃO DOS CONSUMIDORES-TIPO INDUSTRIAIS

Consumidor Tipo	Consumo Anual MWh
I_a	30
I_b	50
I_c	160
I_d	1 250
I_e	2 000
I_f	10 000
I_g	24 000
I_h	50 000
I_i	70 000

Fonte: Eurostat

Quadro 2.5.3.2

Como pode ser observado na Figura 2.5.3.1, os preços da electricidade em Portugal para usos domésticos situam-se ligeiramente acima da média europeia, excepto no caso dos consumidores de menor consumo (tipo Da), em que os preços são claramente inferiores à média.

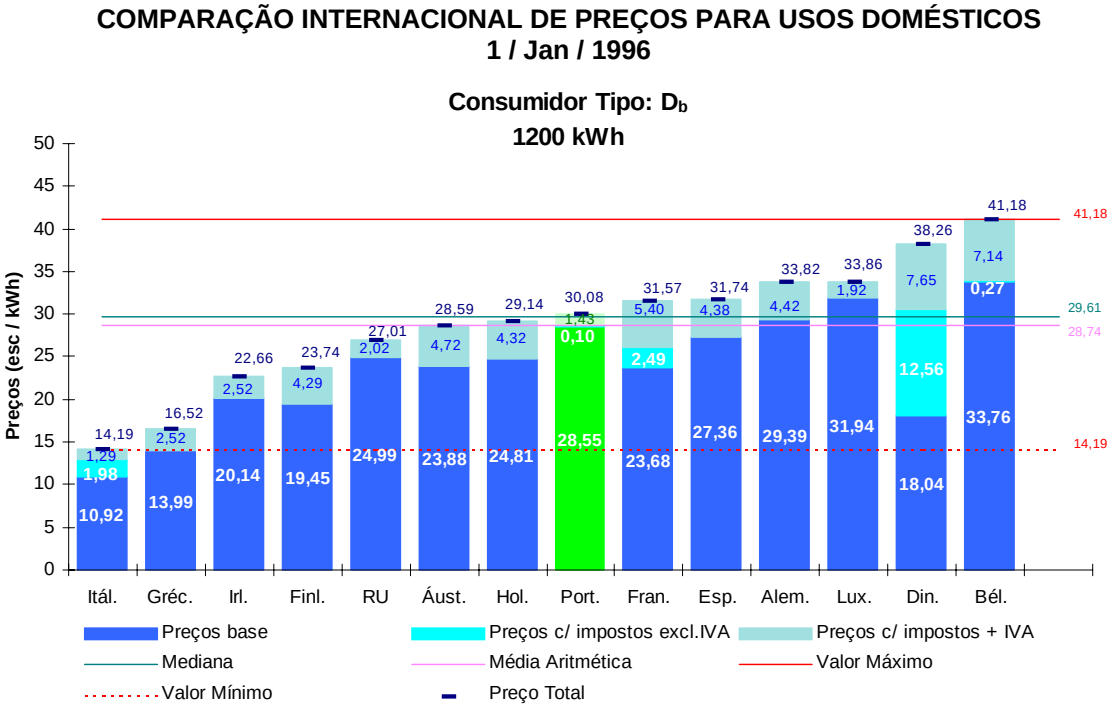


Fonte: EUROSTAT

Figura 2.5.3.1

A posição relativa de Portugal face a cada um dos países da UE pode ser observada na Figura 2.5.3.2, que representa os preços de electricidade praticados para o consumidor-tipo D_b. Este foi considerado como um dos mais representativos em Portugal, tendo em conta o número de consumidores que engloba.

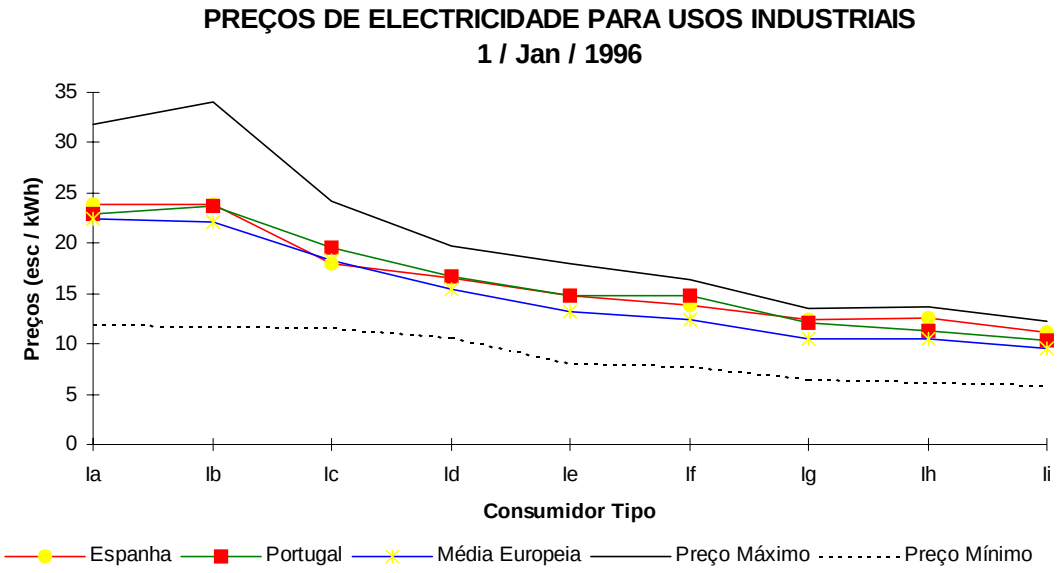
Com base neste gráfico, pode verificar-se que Portugal se situa muito próximo da mediana, sendo dos países em que a taxa de IVA é mais reduzida.



Fonte: EUROSTAT

Figura 2.5.3.2

No que respeita aos preços praticados pelos países da UE para cada consumidor-tipo na Indústria, pode concluir-se que Portugal está um pouco acima da média europeia, qualquer que seja o consumidor-tipo, sempre acompanhado de perto por Espanha (ver Figura 2.5.3.3).



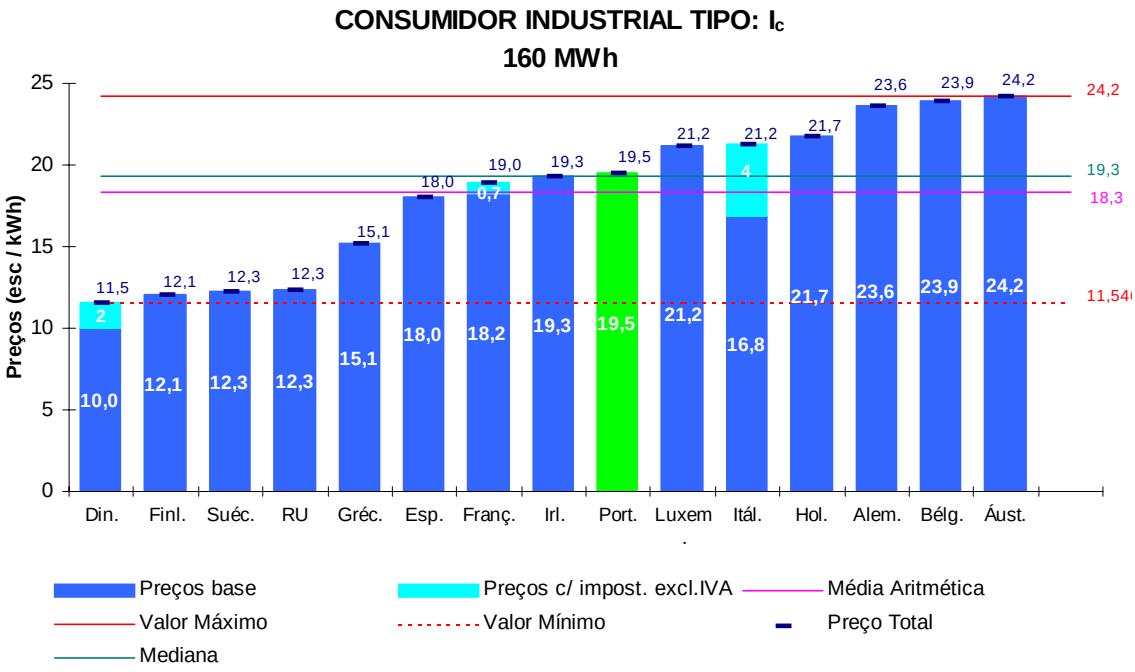
Fonte: EUROSTAT

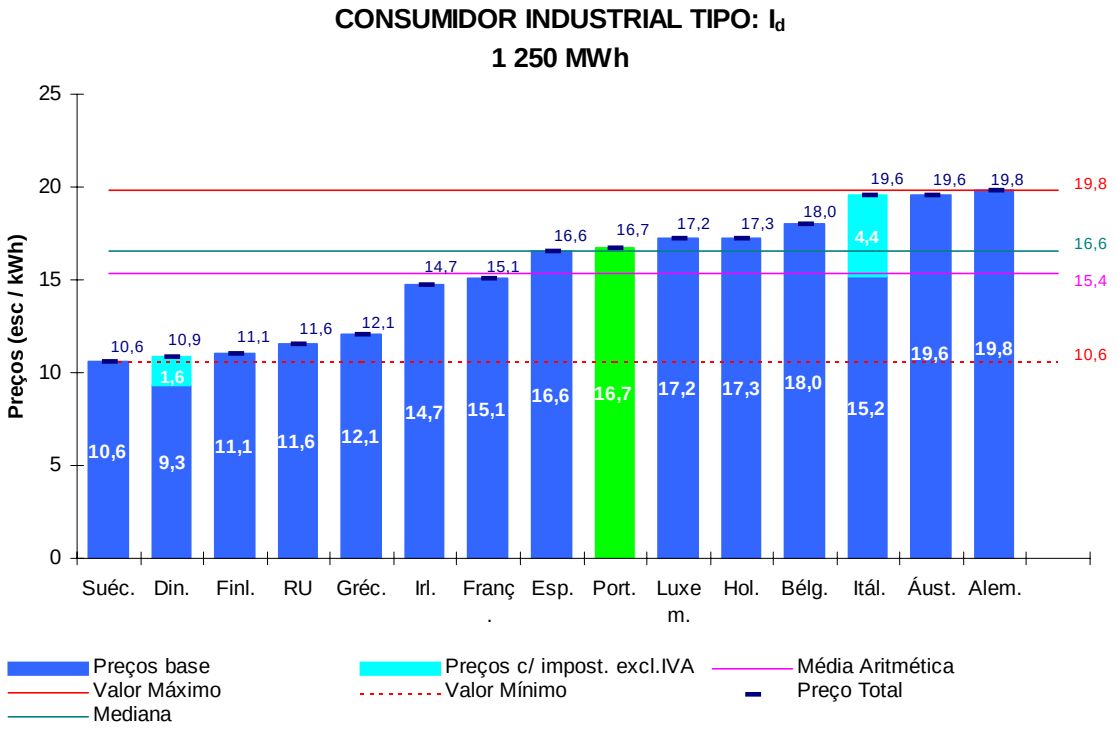
Figura 2.5.3.3

A Figura 2.5.3.4 representa os preços em cada país para os consumidores-tipo mais significativos em Portugal, em termos de número de indústrias.

Da sua análise verifica-se que os preços em Portugal se encontram muito próximos da mediana e mais perto dos valores máximos do que dos valores mínimos.

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE PREÇOS PARA USOS INDÚSTRIAIS
1 / Jan / 1996





Fonte: EUROSTAT

Figura 2.5.3.4

2.6 QUALIDADE DE SERVIÇO

A qualidade de serviço no sector eléctrico está associada à capacidade de satisfazer as necessidades de electricidade com segurança, fiabilidade e em condições técnicas e comerciais adequadas. De um ponto de vista estritamente técnico, a qualidade da electricidade está associada aos desvios dos valores característicos da onda de tensão sinusoidal.

A qualidade de serviço é assegurada conjuntamente pelos sistemas de produção, transporte e distribuição. No entanto, a grande maioria dos problemas surgem nos sistemas de transporte e distribuição. Por esta razão, e devido ao facto de a quase totalidade dos consumidores finais do sistema eléctrico ser alimentada pela rede de distribuição, a discussão deste assunto é muitas vezes limitada à actividade de distribuição.

Em Portugal, um conjunto alargado de diplomas legais e normas técnicas referem matérias relacionadas, directa ou indirectamente, com a qualidade de serviço. Não se verifica, no entanto, uma total coerência entre diplomas legais, normas e regulamentos em vigor, nomeadamente no que diz respeito aos valores de referência da tensão e limites de variação considerados admissíveis.

A União Europeia, ao considerar a electricidade como um produto (Directiva D85/374/CEE), tornou evidente a necessidade de proceder à definição dos parâmetros mínimos caracterizadores do produto “electricidade”. A norma NP EN 50 160 veio definir as características físicas, no ponto de entrega ao consumidor, da tensão de alimentação fornecida por uma rede de distribuição pública em baixa ou média tensão, em condições normais de exploração. Apesar de ser considerada incompleta e pouco restritiva relativamente aos limites de variação admissíveis das grandezas eléctricas, esta norma constitui uma referência importante e obrigatória no contexto dos países europeus.

Contrariamente ao que já se verifica em alguns países europeus, a celebração de contratos de fornecimento prevendo níveis de qualidade de serviço superiores aos preconizados nas normas não é ainda prática no nosso país.

De referir, no entanto, que o tarifário em vigor já permite, a um número limitado de clientes a possibilidade de realização de contratos de “interruptibilidade” em que estes, para poderem beneficiar de tarifas reduzidas, aceitam ficar, em contrapartida, sujeitos a satisfazer pedidos de redução de potência em determinados períodos estabelecidos no contrato. Poderão aderir a esta opção tarifária os clientes com possibilidade de reduzir a carga no mínimo em 4 MW nos períodos definidos no contrato de fornecimento de energia eléctrica.

Seguidamente apresenta-se uma breve análise da situação da qualidade de serviço verificada em Portugal para as actividades da produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

Produção

No que diz respeito à produção, a qualidade de serviço é avaliada através da análise do comportamento, entre outras, das seguintes variáveis:

- disponibilidade dos grupos;
- indisponibilidades não programadas;
- saídas intempestivas de paralelo por cada 7000 horas de funcionamento;
- taxa de arranques bem sucedidos (centrais termoeléctricas);
- taxa de sucesso nas manobras de mudança de estado (centrais hidroeléctricas).

Nos últimos anos verificou-se uma melhoria muito significativa no desempenho dos centros produtores nacionais. Os indicadores de desempenho podem considerar-se bastante favoráveis quando comparados com os valores médios da UNIPEDE (União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica), normalmente utilizados como referência para os produtores de electricidade. Particularmente no que diz respeito aos indicadores de "disponibilidade" e "indisponibilidade não planeada", os valores obtidos são, na quase totalidade das centrais, melhores do que a média da UNIPEDE. No que diz respeito aos indicadores de fiabilidade das centrais térmicas, "disparos por cada 7000 horas" e "taxa de arranques bem sucedidos", os valores obtidos, embora possam ser considerados razoáveis, são, para algumas centrais, piores que a média da UNIPEDE.

Transporte

No que diz respeito à rede de transporte, a qualidade de serviço é normalmente avaliada através da análise do comportamento, entre outras, das seguintes variáveis:

- amplitude (valor eficaz) e frequência da tensão;
- desequilíbrio da tensão;
- harmónicas;
- cavas de tensão ("voltage dips");
- interferências radioeléctricas;
- número e duração das interrupções;
- número de incidentes por ano;
- número de incidentes por cada 100 km de linha;
- energia não fornecida.

A Energia Não Fornecida (ENF) e o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) têm sido os indicadores mais frequentemente utilizados para avaliar a qualidade de serviço na rede de transporte. Em 1996, a ENF atingiu um valor próximo dos 362 MWh a que corresponde o TIE de 6 minutos e 47 segundos (no período 1984-1990 o valor médio deste indicador foi 32,7 minutos).

Para além destes indicadores, a CIGRÉ (Conferência Internacional de Grandes Redes Eléctricas) utiliza ainda os seguintes: SAIFI ("System Average Interruption Frequency Index"); SAIDI ("System Average Interruption Duration Index") e SARI ("System Average Restoration Index"). Os valores destes indicadores têm vindo a registar uma evolução positiva sendo de salientar que os indicadores SAIDI (minutos de interrupção por ponto de entrega) e SARI (tempo médio de reposição de serviço por interrupção) revelam um desempenho da RNT superior à média da CIGRÉ. Ao contrário, o indicador SAIFI (número de interrupções por ponto de entrega) continua ainda distante da média da CIGRÉ.

Distribuição

Na distribuição, a qualidade é normalmente analisada segundo as três vertentes a seguir indicadas:

1) *Qualidade da tensão*, normalmente analisada através das seguintes variáveis:

- amplitude (valor eficaz) e frequência da tensão;
- desequilíbrio da tensão;
- harmónicas;
- cavas de tensão ("voltage dips");
- tremulação ("flicker");
- interferências radioeléctricas.

2) *Continuidade de serviço*, definida para um determinado período, passa pela análise de parâmetros do seguinte tipo:

- nº de microcortes (inferiores a 1 segundo e superiores a 20 ms);
- nº de cortes de curta duração (duração compreendida entre 1 segundo e 3 minutos);
- nº de cortes longos (duração superior a 3 minutos);
- nº de interrupções programadas;
- duração acumulada de cortes programados e não-programados;
- Energia Não Fornecida.

3) *Qualidade comercial*, normalmente avaliada através da análise de um conjunto alargado de indicadores, de que poderão constituir exemplo os seguintes:

- prontidão na execução de serviços solicitados pelos consumidores (novas ligações, aumentos de potência, reparação de avarias, etc.);
- erros de medição, leitura e facturação;
- taxa de reclamações dos consumidores;
- informação prestada aos clientes (em termos de quantidade e oportunidade);
- qualidade do atendimento ao público;
- cumprimento de horários acordados com os clientes para a prestação de serviços.

Os indicadores normalmente tornados públicos nos Relatórios de Exercício dos distribuidores são os seguintes: número de incidentes; número de incidentes por cada 100 km de rede; energia não fornecida e tempo de interrupção equivalente.
Seguidamente e a título de exemplo, apresentam-se os indicadores de qualidade de serviço publicados pela SLE - Electricidade do Sul, S.A. (Relatório do Exercício de 1995):

- nº de incidentes 1825
- nº incidentes/100 km linha 13,2
- TIE (horas) 6,51
- ENF (MWh) 3250

A implantação de um novo sistema comercial, SEGEC (Sistema Empresarial de Gestão Comercial), no início da década de 90, veio introduzir melhorias na qualidade do atendimento comercial dispensado aos consumidores de electricidade. O telefone centralizado, grátis e único para todo o país, veio facilitar o relacionamento dos consumidores com o seu fornecedor de electricidade. Refira-se que o "telefone eléctrico" está hoje acessível todos os dias do ano, 24 horas por dia.

A entrada em funcionamento deste sistema introduziu alterações substanciais na actividade comercial das empresas de distribuição, nomeadamente: possibilidade de resolver a maioria dos assuntos utilizando o telefone; modernização e maior conforto dos locais de atendimento; tempos de atendimento mais curtos; modalidades de pagamento diversificadas; facturas com mais informação; etc..

O Sistema de Gestão de Incidentes (SGI), recentemente introduzido, veio trazer melhorias na forma de comunicação e resolução de avarias nas redes de distribuição. Todos os assuntos relacionados com avarias podem agora ser tratados através do "telefone eléctrico", anteriormente referido.

Este sistema introduziu importantes desenvolvimentos no processo de recolha, tratamento e análise da informação relativa à continuidade de serviço verificada nas redes da distribuição. Para além de possibilitar uma ligação com outros módulos dos sistemas de gestão, permite um tratamento uniformizado da qualidade de serviço nas diferentes empresas de distribuição.

Apesar da evolução favorável anteriormente referida, existem ainda diversos aspectos de qualidade de serviço onde será necessário introduzir melhorias significativas. Referem-se, a título de exemplo, os seguintes:

- interrupções de serviço com duração excessiva para um número de consumidores significativo;
- informação insuficiente sobre um conjunto alargado de matérias (opções tarifárias, interpretação das facturas, leitura de contadores, utilização racional de energia, etc.);
- reparação demorada de avarias;
- demora dos trabalhos na via pública.

Assim, poderemos concluir que:

- no que diz respeito às actividades de produção e transporte, os índices de qualidade de serviço, com as excepções anteriormente indicadas, podem-se considerar próximos dos verificados nos restantes países europeus;
- nas redes de distribuição, embora reconhecendo os progressos verificados, constata-se ainda a existência de um potencial de melhoria significativo;
- no que diz respeito à qualidade da onda de tensão, é necessário reconhecer que não tem sido feito um trabalho sistemático que permita um conhecimento rigoroso da actual situação das redes portuguesas.

2.7 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO ÂMBITO DO SEP

O relacionamento comercial entre os distribuidores e os clientes finais encontra-se instituído desde longa data, existindo diversa legislação específica que lhe é aplicável. Por outro lado, o relacionamento entre os distribuidores e a entidade concessionária da RNT e entre esta entidade e os produtores vinculados, é de natureza recente. No primeiro caso o relacionamento é exclusivamente interno ao Grupo EDP e no segundo decorre dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) firmados pela entidade concessionária da RNT com os produtores.

2.7.1 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES DO SEP

2.7.1.1 Novas Ligações à Rede

A ligação de novas instalações de consumo à rede inicia-se com uma requisição de fornecimento de energia efectuada pelo cliente junto do distribuidor.
O fundamental da solicitação centra-se na indicação do local de consumo e da potência a alimentar.

O estabelecimento da ligação propriamente dita e dos prolongamentos e reforços da rede eventualmente necessários, têm cabido, na generalidade dos casos, ao distribuidor.

A satisfação da requisição assume carácter de obrigatoriedade, mas corresponde-lhe, de acordo com diversos diplomas legais, nomeadamente Decreto-Lei nº 43335, de 19 de Novembro de 1960 (condições de venda em AT) e Lei nº 2122, de 14 de Janeiro de 1964, o dever do cliente de indemnizar o distribuidor pelos encargos de estabelecimento das redes necessárias.

O montante das indemnizações assenta basicamente na Portaria nº 270/79, de 6 de Junho e no Despacho 29/93, de 10 de Novembro, que se referem ao custo de ramais, chegadas ou entradas, estabelecendo preços máximos para chegadas dentro de determinadas condições de potência e comprimento, além de regras para o cálculo das indemnizações nos restantes casos.

2.7.1.2 Contratação

A contratação de clientes processa-se na base de minutas-tipo, umas válidas para fornecimentos em MAT, AT, MT e BT com potência contratada acima dos 39,6 kVA, outras válidas para fornecimentos em BT com potência contratada até 39,6 kVA.

Listam-se os principais elementos constantes dos contratos:

- identificação dos contratantes;
- regulamentos e normas gerais aplicáveis;
- objecto do contrato (fornecimento de energia eléctrica);
- local onde será feito o fornecimento;
- duração (normalmente 1 mês para BT até 39,6 kVA inclusive, prorrogável por iguais períodos, até 31 de Dezembro para os restantes casos, prorrogável por períodos de 1 ano);
- nº de fases, tensão e frequência a que o fornecimento é feito;
- continuidade do fornecimento e interrupções;
- potência de transformação instalada (quando aplicável, tem interesse para a potência contratada);
- potência contratada;
- limite rede/instalação do cliente;
- medição da energia;
- tarifa aplicável;
- liquidação de débitos;
- caução prestada (forma e valor).

Os contratos poderão ainda incluir cláusulas especiais, por exemplo sobre a evolução prevista da potência contratada.

A caução é opcional ('...o distribuidor pode exigir...') e pode assumir 3 formas: numerário, garantia bancária ou seguro-caução.

Os clientes em BT, até 39,6 kVA de potência contratada, e os domésticos prestam a caução em numerário. Os distribuidores vinculados têm isentado de caução os clientes que optem pelo pagamento por transferência bancária.

Os outros clientes BT e os clientes MT, AT e MAT podem optar por qualquer das modalidades de prestação de caução e têm preferido as duas últimas.

A fórmula de cálculo do quantitativo da caução encontra-se fixada no
DL nº 103-C/89, de 4 de Abril. Em caso de interrupção por falta de pagamento o distribuidor pode solicitar reforço da caução para o dobro ou para o triplo.

A caução, além de ser actualizável com o tarifário e a potência contratada, é utilizável para saldar dívidas e, se for em numerário, é reembolsável com a resolução do contrato.

2.7.1.3 Alterações à Potência Contratada

BT até 39,6 kVA

Para clientes em BT até 39,6 kVA inclusive, a potência contratada é controlada por dispositivo próprio (disjuntor diferencial). As modificações (aumentos ou reduções) só são feitas a pedido expresso do cliente e consistem na modificação da regulação do disjuntor. As reduções são atendidas imediatamente; os aumentos exigem confirmação da existência de condições de fornecimento com o novo valor desejado.

MAT, AT, MT e BT acima de 39,6 kVA

Para os restantes clientes a potência contratada pode aumentar sempre que a potência tomada num mês ultrapasse a potência contratada. As alterações decorrentes deste regime são normalmente pequenas e progressivas.

Aumentos importantes da potência contratada resultam de alterações da instalação consumidora e são objecto de contactos tendo em vista assegurar a sua viabilidade. Podem conduzir ao reforço/substituição da ligação ou da rede alimentadora e, como consequência, o distribuidor solicitar indemnização pelos encargos de estabelecimento.

O cliente pode solicitar a redução da potência contratada. O pedido será obrigatoriamente aceite se, nos 12 meses anteriores, a potência tomada não tiver ultrapassado a potência contratada agora pretendida. Se o pedido de redução tiver resultado de o cliente ter procedido a investimentos tendo em vista a utilização mais racional da energia, será atendido imediatamente.

2.7.1.4 Interrupções

Contratualmente, o fornecimento é permanente e contínuo, podendo no entanto ser interrompido por casos fortuitos ou de força maior, por razões de interesse público, de serviço ou segurança ou ainda por facto imputável ao cliente ou a terceiros. Actualmente, as interrupções programadas têm lugar, preferencialmente, ao domingo (máximo de 18 domingos por ano), entre as 5h e as 15h, com a duração máxima de 9h.

Alguns clientes têm contratos especiais, com cláusulas de interruptibilidade (Adenda à Convenção Geral de Electricidade, secção I), que lhes proporcionam descontos sobre o tarifário em vigor.

O não pagamento das facturas ou a introdução de perturbações que afectem a qualidade de serviço, dão ao fornecedor o direito de interromper o fornecimento. Tanto para um caso como para outro encontra-se prevista a necessidade de um pré-aviso ao cliente, para possibilitar a correcção da situação.

A interrupção de fornecimento por não pagamento de facturas e a posterior religação são debitadas ao cliente, a quem pode ser exigido o reforço da caução.

2.7.1.5 Medição

Grandezas a medir

Para a generalidade dos clientes, as grandezas que caracterizam o fornecimento de energia eléctrica para efeitos comerciais são a energia activa, a energia reactiva, a potência tomada e a potência contratada.

Em casos especiais, de pequenos consumos de diagrama de cargas bem conhecido (suportes publicitários, cabines telefónicas ...), não é instalado equipamento de medida.

Para as classes tarifárias de mais baixa potência contratada, BT até 39,6 kVA inclusive, apenas é medida a energia activa. O distribuidor garante, através da instalação de um disjuntor de controlo, que a potência contratada não é ultrapassada.

Para as outras classes, a que correspondem potências contratadas superiores, o tarifário actual prevê a consideração da energia activa, da potência tomada e da energia reactiva. Não se encontram instalados dispositivos limitadores da potência tomada.

Discriminação horária

Energia activa

Actualmente, no que respeita à energia activa, existem diversas modalidades de discriminação horária que, no seguimento, se referem por ordem crescente de complexidade:

- sem discriminação horária, modalidade em que se situa a quase totalidade dos clientes BT com potência contratada não superior a 19,8 kVA;
- tarifa bi-horária, modalidade para os clientes de BT que discrimina os consumos em horas de vazio e em horas fora de vazio;
- tarifa tri-horária, discriminando os consumos em horas de vazio, cheias e de ponta.

À discriminação horária acresce a discriminação sazonal Inverno/Verão e o ciclo, que pode ser diário (todos os dias de uma dada estação têm as mesmas horas de vazio, cheias e ponta) ou semanal (com tratamento diferenciado dos sábados, domingos e restantes dias da semana). No ciclo semanal existe ainda a possibilidade de tratamento de dias feriados como períodos de vazio.

Potência tomada

A potência tomada mensal para efeitos de facturação é susceptível de discriminação horária. A potência tomada é o máximo da potência média num período de 15 minutos.

A potência tomada em horas de vazio pode apenas influir na potência contratada, a potência tomada em horas fora de vazio influi na potência tomada e na potência contratada. Encontra-se previsto que o acréscimo de custo dos equipamentos de medição para discriminação horária da potência tomada possa ser debitado directamente ao cliente.

Energia reactiva

A energia reactiva tem tratamento diferenciado em horas de vazio e em horas fora de vazio. Em horas de vazio é medida a energia capacitiva. Em horas fora de vazio a medida incide sobre a energia indutiva.

Equipamento de medição

Constituição

Nos casos mais simples, o equipamento de medição é constituído por um contador inserido em série no circuito de alimentação do cliente, designado por contador de ligação directa. A esse contador, caso tenha possibilidade de discriminação horária, encontra-se associado um relógio, que pode ser interno ou externo.

Para potências contratadas elevadas, a que correspondem correntes e/ou tensões também elevadas, usam-se contadores de ligação indirecta, inseridos em circuitos secundários de transformadores de medição. A estes contadores encontram-se quase sempre associados relógios.

No caso de contadores de ligação indirecta é necessário determinar os factores multiplicativos, que dependem das relações de transformação dos transformadores de medição e também das relações entre as características nominais dos respectivos secundários e dos contadores. Esquemas de ligação incorrectos e factores multiplicativos deficientemente calculados são causa de erros de facturação de difícil detecção e que podem acontecer durante longos períodos.

Ao conjunto contador, relógio, transformadores de medição, é usual chamar-se equipa de contagem.

Classes de precisão

A classe de precisão dos contadores de energia activa encontra-se, por um lado, condicionada pela possibilidade de existência de duas equipas de contagem (uma do distribuidor, outra do consumidor) em que é imposta uma diferença máxima de 3% e, por outro, por Directiva do Conselho (76/891/CEE) que fixa como mínimo a classe 2.

Os contadores estão sujeitos a controlo metrológico periódico. Nos termos da lei o controlo deverá ser feito por amostragem ao fim de 15 anos e na totalidade ao fim de 20 anos.

Enquanto nenhuma das partes solicitar a aferição do contador, as suas indicações são consideradas válidas para efeitos de facturação.

2.7.1.6 Facturação

Periodicidade

Tipicamente a facturação é mensal, conforme Portaria nº 637/83, de 31 de Maio. Há, no entanto, zonas em que a facturação BT, com potência contratada não superior a 39,6 kVA, é bimestral. A energia para iluminação pública é facturada trimestralmente.

Consumo para efeitos de facturação

Para a BT, acima de 39,6 kVA de potência contratada, e para os restantes níveis de tensão, os consumos são lidos mensalmente pelo distribuidor e usados para efeitos de facturação. Se existirem 2 contadores (um do cliente, outro do fornecedor) o consumo para efeitos de facturação será a média dos consumos lidos.

Para os clientes em BT, com potências contratadas não superiores a 39,6 kVA, a facturação poderá ter como base consumos lidos pelo distribuidor, comunicados pelo cliente ou estimados. As estimativas (que dão origem a 2 facturações em cada 3, aproximadamente) podem ser feitas a partir de diversas fórmulas, sendo assignado a cada cliente um dos diversos tipos de estimativa disponíveis.
Os clientes ignoram, na maior parte dos casos, a fórmula de cálculo das estimativas.

No caso do contador não estar acessível ao distribuidor é possível que a facturação por estimativa se prolongue por longos períodos, limitados pelos sistemas comerciais utilizados.

Regras supletivas

<u>Características dos contadores</u>

À introdução de novas modalidades de discriminação horária e a mudanças de opção tarifária por parte dos clientes, nem sempre tem correspondido a substituição imediata ou em prazo curto dos equipamentos de medição. Assim sendo, existem diversas regras supletivas e tarifas especiais, que permitem que instalações que, em princípio, deveriam estar dotadas de contadores bi-horários ou tri-horários, mas que não estão, sejam facturadas a partir das indicações dos equipamentos existentes. Os casos mais importantes estão associados à tarifa bi-horária, ‘simulada’ a partir de contadores sem discriminação horária, para o caso da BT até 39,6 kVA de potência contratada e para a tarifa tri-horária, ‘simulada’ a

partir de contadores apenas com discriminação entre as horas de vazio e as horas fora de vazio.

Grande parte das instalações não dispõe de contadores de energia reactiva capacitiva, pelo que não é possível a sua facturação.

Montagem dos contadores

Muitos fornecimentos em MT, a que deveriam corresponder medições em média tensão são de facto facturados a partir de contadores ligados em baixa tensão. As perdas nos transformadores são, assim, estimadas e adicionadas à energia lida.

Regras de cálculo

A facturação inclui diversas parcelas:

- potência: para BT até 39,6 kVA inclusive, é facturado o valor fixado no tarifário para a potência contratada; nos outros casos a potência facturada, à qual se aplica a tarifa correspondente, é a soma de 20% da potência contratada com 80% da potência tomada. Os fornecimentos para iluminação pública não comportam parcela de potência.
- energia activa: consumo, para efeitos de facturação, a multiplicar pela tarifa, que comportará ou não discriminação horária.
- energia reactiva indutiva: é facturada a energia reactiva que exceda 40% da energia activa consumida fora das horas de vazio.
- energia reactiva capacitiva: toda a energia reactiva fornecida à rede durante as horas de vazio poderá ser facturada.

São ainda incluídas na factura taxas (DGE e radiodifusão) nos casos em que a lei prevê que sejam cobradas conjuntamente com a factura da energia eléctrica.
O cliente pode optar por não pagar a taxa de radiodifusão mediante uma declaração escrita.

Correcções

Os sistemas comerciais em uso comportam algumas verificações dos consumos lidos (verificações de verosimilhança). Nestes casos a correcção das facturas é promovida pelo distribuidor antes da emissão e antes que o cliente se aperceba.

Consumos estimados por excesso poderão dar origem a correcções aquando da próxima leitura pelo distribuidor e à devolução dos montantes indevidamente cobrados.

2.7.1.7 Vencimento das Facturas

O DL nº 103-C/89 estabelece os prazos de vencimento das facturas de energia eléctrica, fixando-os em 30 dias, a partir da data da emissão, para consumidores não domésticos em BT com potências contratadas acima de 39,6 kVA e consumidores em MT, AT e MT e em 10 dias, a partir da data de apresentação da factura, para consumidores domésticos ou com potências contratadas não superiores a 39,6 kVA.

Note-se que está previsto um tratamento dependente do uso. Um consumidor doméstico em BT com mais de 39,6 kVA não paga no mesmo prazo do que um não doméstico.

2.7.1.8 Juros de Mora e Compensações por Atraso de Pagamento

Vencida a factura, encontra-se previsto o pagamento de juros de mora, fixados em 5 pontos percentuais acima da taxa de desconto do Banco de Portugal, por parte dos clientes com potência contratada acima de 39,6 kVA.

Os clientes de BT com potência contratada não superior a 39,6 kVA estão sujeitos a uma taxa de compensação por atraso de pagamento, independente do montante e do atraso, de valor actualizável com o Índice de Preços no Consumidor (IPC).

2.7.2 RELACIONAMENTO ENTRE A REN E OS PRODUTORES VINCULADOS

A REN e os produtores vinculados relacionam-se de acordo com Contratos de Aquisição de Energia celebrados entre as partes. O relacionamento é suportado pelo Sistema de Informação do Mercado de Energia (SIME), em fase de implementação pela entidade concessionária da RNT.

2.7.3 RELACIONAMENTO ENTRE A REN E OS DISTRIBUIDORES VINCULADOS

O relacionamento comercial entre a REN e os distribuidores vinculados processa-se com base em normas internas ao Grupo EDP, basicamente derivadas das regras de relacionamento distribuidor-cliente aplicáveis a fornecimentos AT de longas utilizações.

Entre as mais importantes diferenças salientam-se:

- não existência de contrato formal;
- consideração integrada (na medida do permitido pelo equipamento de medição) da potência tomada nos diversos pontos de entrega reais (para clientes do SEP, a parcela de potência - como, de resto, todas as outras - é calculada ponto de entrega a ponto de entrega);
- tarifário indicativo, acertado na altura do fecho de contas anual;
- pagamento a 25 dias.

A REN tem assumido os encargos decorrentes das aquisições a produtores independentes e os descontos proporcionados aos clientes ao abrigo da Adenda à Convenção Geral de Electricidade. Estes quantitativos têm contribuído para a formação da tarifa de venda da REN aos distribuidores.

Secção 2

REGULAÇÃO

3. ASPECTOS GERAIS DE REGULAÇÃO

3.1 OBJECTIVOS DA REGULAÇÃO

A regulação económica tem como principal objectivo a defesa e promoção do direito do consumidor a um produto ou serviço de qualidade e preço aceitáveis.

Numa situação de mercado perfeito, o jogo da oferta e da procura permite ao consumidor obter o produto ou serviço desejado nas melhores condições, sem intervenção externa (isto é, sem regulação externa). No entanto, o mercado perfeito auto-regulado não é mais do que uma útil abstracção ideal típica; na prática, é necessário, no mínimo, codificar um conjunto de regras de concorrência, e verificar o seu cumprimento pelos agentes económicos. O Direito impede, nomeadamente, que uma empresa abuse da sua posição dominante em detrimento de outras empresas e/ou dos consumidores; controla as fusões de empresas; garante igualdade de tratamento a todos os agentes económicos, já estabelecidos ou que pretendem entrar no mercado; fomenta o pluralismo e a transparência; etc.

Devido à sua importância e especificidade, alguns sectores económicos têm sido excluídos do âmbito geral da concorrência, sendo objecto de regulação própria.
É o caso, entre outros, dos seguintes sectores: telecomunicações, água e saneamento, transporte ferroviário, gás natural e electricidade. Estes sectores têm em comum a existência de uma rede que constitui o suporte físico indispensável ao exercício da respectiva actividade económica. Durante muito tempo, foi geralmente considerado que o adequado funcionamento de tais sectores exigia a existência de monopólios regionais ou nacionais, verticalmente integrados, responsáveis pelo planeamento, operação e manutenção da respectiva rede e pelo fornecimento do produto ou serviço a todos os consumidores dentro da respectiva área.

Estes monopólios podem ser públicos, privados ou mistos, e o seu controlo pode ser efectuado directamente pela administração pública ou por autoridades independentes (“reguladores”). Em qualquer caso, trata-se de assegurar que o monopólio satisfaça as necessidades dos consumidores em condições de qualidade e preço aceitáveis, garantindo-lhe uma rendibilidade que de alguma forma traduza o baixo risco do negócio e os esforços de eficiência empreendidos.

A evolução tecnológica e económica dos últimos anos pôs em causa a necessidade de monopólios verticalmente integrados, introduzindo elementos de concorrência e impondo o direito de acesso às redes por terceiros. A tradicional “regulação do monopólio” dá assim lugar à regulação de sectores onde segmentos monopolistas (redes) coexistem com segmentos sujeitos a mecanismos de mercado. É neste contexto que têm surgido recentemente entidades reguladoras independentes, capazes de garantir um novo equilíbrio entre o interesse económico geral e o desenvolvimento dos mercados.

A definição das regras gerais de concorrência e dos mecanismos de controlo a elas associados, assim como a extensão e profundidade das excepções, varia com a tradição e com o ordenamento político-económico de cada Estado. Nos últimos anos, verifica-se contudo um intenso movimento de harmonização e generalização das regras de concorrência, tanto a nível regional (União Europeia, NAFTA, Mercosul, SADC, etc.) como global, de que a Organização Mundial do Comércio é a mais evidente manifestação. Este movimento traduz a crescente regionalização e globalização da economia e é particularmente visível no seio da União Europeia.

3.2 TIPOS DE REGULAÇÃO

No estabelecimento de regras de regulação, dois tipos fundamentais de comportamento do regulador são possíveis: uma regulação com comando ou uma regulação com incentivos.

No primeiro caso, na regulação com comando, o regulador define com bastante detalhe as obrigações a que a empresa regulada tem de satisfazer, podendo inclusivamente corresponder ao tipo de tecnologia a adoptar, aos procedimentos a ter em conta na operação e manutenção, etc.

No segundo caso, na regulação com incentivos, o regulador institui prémios e penalizações visando motivar a empresa regulada a atingir objectivos considerados desejáveis. O regulador define os objectivos e os incentivos, não prescrevendo as acções a executar.

Em resumo: no primeiro caso o regulador define o que a empresa deve fazer, enquanto que no segundo define objectivos a atingir, sendo a empresa quem determina como alcançar esses objectivos.

Em qualquer dos dois casos, pode haver uma maior ou menor participação da empresa regulada, seja na definição do que tem de fazer (no caso da regulação com comando), seja na definição dos objectivos a atingir (na regulação com incentivos).

Na escolha entre comando ou incentivos, são tidos em consideração os seguintes aspectos:

- o conhecimento do regulador sobre a empresa regulada;
- a capacidade do regulador controlar a execução dos procedimentos da empresa regulada com custos aceitáveis;
- os custos administrativos da regulação;
- a motivação da empresa regulada;
- o mercado de capitais existente, designadamente a disciplina que introduz nas empresas.

3.3 REGULAÇÃO DE PREÇOS

3.3.1 FORMAS BÁSICAS

As formas básicas de regulação mais comuns são as seguintes:

- regulação por taxa de rendibilidade [1];
- regulação directa dos preços [2];
- regulação por comparação [3].

Na regulação por taxa de rendibilidade, os preços são calculados por forma a assegurarem aos investidores uma rendibilidade adequada aos seus investimentos. Os custos, desde que aceites pelo regulador, são cobertos pela tarifa e à empresa é garantida uma determinada rendibilidade dos activos investidos. Em contrapartida, todos os ganhos de eficiência são transferidos para o consumidor.

Na regulação directa dos preços, procede-se à fixação dos preços para um dado período de tempo. Nesse período, os preços variam de acordo com um índice exógeno à empresa regulada, não ficando assim directamente ligados aos custos verificados. O índice mais comum corresponde ao índice de preços no consumidor, corrigido de um factor que traduz ganhos de eficiência esperados (IPC - X). As reduções de custo não são imediatamente traduzidas em redução de preços, constituindo um benefício da empresa.

Na regulação por comparação, a empresa é agrupada com outras empresas comparáveis, são definidas as variáveis de desempenho objecto de comparação e a empresa é remunerada de acordo com esta comparação. São também definidos os critérios para atender a diferenças entre as empresas que não devem influenciar a remuneração.

Nas formas básicas de regulação atrás descritas são visíveis os seguintes objectivos principais:

- garantia de rendibilidade das empresas, na regulação por taxa de rendibilidade;
- incentivo a uma eficiência acrescida, deixando a empresa apropriar-se dos ganhos de eficiência, na regulação directa dos preços;
- incentivo a uma eficiência acrescida, estabelecendo alguma concorrência entre empresas reguladas, na regulação por comparação.

Em cada uma destas formas básicas de regulação é dominante um dos objectivos, sendo pouco significativos os restantes.

[1] "rate of return regulation" na terminologia anglo-saxónica
[2] "price cap regulation" na terminologia anglo-saxónica
[3] "yardstick regulation" na terminologia anglo-saxónica

Na regulação por taxa de rendibilidade há uma garantia de rendibilidade da empresa, não existindo um incentivo forte a um acréscimo de eficiência, a uma redução de custos de operação e de investimento. No que se refere ao investimento, poderá haver um incentivo a soluções demasiado capital intensivas se a taxa de rendibilidade garantida for superior ao custo do dinheiro no longo prazo.

Na regulação directa dos preços há um incentivo a uma acrescida eficiência podendo, no entanto, conduzir a baixas ou elevadas taxas de rendibilidade. Poderá ainda conduzir a situações de subinvestimento e consequente redução da qualidade de serviço.

3.3.2 FORMAS MISTAS

Poderão ser estabelecidas formas mistas de regulação com diferentes combinações de vários objectivos. São exemplos destas formas mistas de regulação:

A) partilha de resultados [1] - é estabelecida uma banda de valores de rendibilidade à volta de um valor objectivo e definem-se preços com base neste valor. Se a rendibilidade decorrente destes preços estiver contida dentro desta banda, não há ajustamento de preços e a rendibilidade é totalmente apropriada pela empresa. Fora desta banda, há uma partilha entre a empresa e os consumidores, podendo ainda ser estabelecido um valor máximo e um valor mínimo de rendibilidade para a empresa.

   A título exemplificativo, considere-se uma rendibilidade objectivo de 12%, uma rendibilidade mínima garantida de 8% e uma rendibilidade máxima autorizada de 16%. Admita-se ainda que a empresa mantém a rendibilidade entre 10% e 14%, partilhando 50/50% entre 6% e 10% e entre 14% e 18% (Figura 3.3.1.1).

   Note-se que os valores numéricos apresentados são puramente ilustrativos não devendo ser considerados como indicativos do que deverá ser estabelecido para o Sector Eléctrico em Portugal nas actuais condições de mercado.

PARTILHA DE RESULTADOS

[1] "Earnings sharing" na terminologia anglo-saxónica

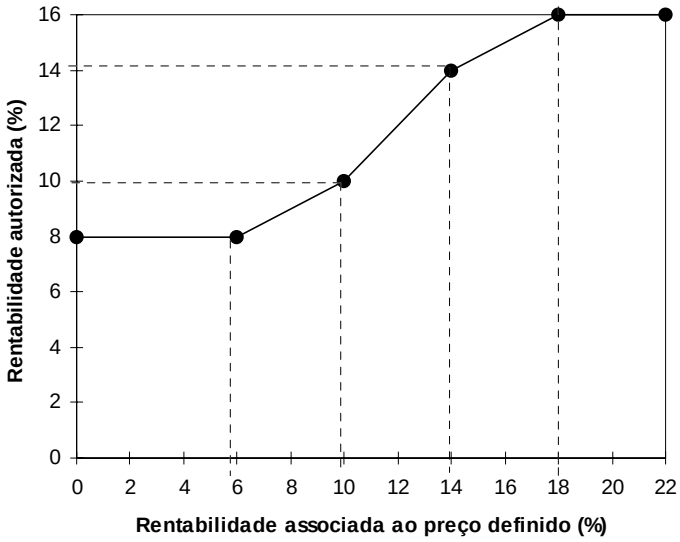


Figura 3.3.1.1

B) partilha de proveitos [1] - é estabelecido um nível de proveitos objectivo.
A empresa conserva todos os proveitos se forem inferiores ao nível objectivo. Acima desse nível só retém parte dos proveitos, podendo ser definido um valor limite máximo.
A título exemplificativo, considere-se um nível de proveitos objectivo de 10 milhões de contos e um nível máximo de 13 milhões de contos. Admita-se ainda uma retenção de apenas 50% entre 10 e 16 milhões de contos (Figura 3.3.1.2).

PARTILHA DE PROVEITOS

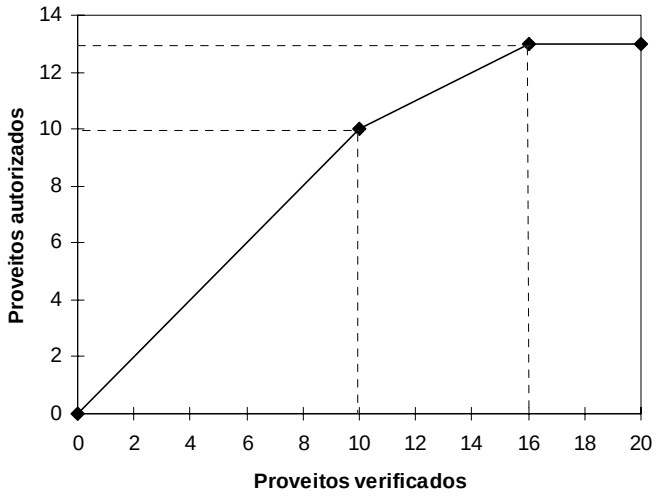


Figura 3.3.1.2

[1] "Revenue sharing" na terminologia anglo-saxónica

C) regulação baseada no desempenho[1] - associa-se a taxa de rendibilidade permitida a um certo número de variáveis de desempenho ("performance"), no sentido de incentivar as empresas a cumprir determinados objectivos de qualidade.

D) opções à escolha da empresa regulada - a empresa tem, em geral, um melhor conhecimento das suas potencialidades do que o regulador. Designadamente, a empresa sabe melhor quais os custos associados a uma melhoria de desempenho. No sentido de tirar partido deste maior conhecimento da empresa, o regulador pode pôr à opção da empresa várias hipóteses.

A título de exemplo, em 1995 a FCC (Federal Communications Comission dos Estados Unidos da América) ofereceu às empresas reguladas três hipóteses para regulação:

OPÇÕES À ESCOLHA DA EMPRESA REGULADA

Opção	Factor X de redução real dos preços	Rendibilidade Mínima (%)	Partilha Equitativa dos Resultados	Rendibilidade Máxima (%)
A	4,0 %	10,25	12,25 - 14,25	13,25
B	4,7 %	10,25	12,25 - 20,25	16,25
C	5,3%	nenhum	nenhuma	nenhum

Quadro 3.3.1

A Opção C corresponde a uma regulação directa dos preços. Se a empresa reduzir os preços de 5,3% em termos reais, retém os resultados que obtiver. Não há limite superior para a rendibilidade, não há uma taxa mínima garantida e os resultados não são partilhados com os consumidores. Nas Opções A e B, a empresa retém todos os rendimentos se a rendibilidade se situar entre 10,25% e 12,25%. Acima de 12,25% e até um valor limite máximo, há uma partilha equitativa com os consumidores. No caso da opção A em que a empresa foi menos ambiciosa (menor redução real dos preços), o limite máximo é menor (14,25%).

[1] "performance-based regulation" na terminologia anglo-saxónica

OPÇÕES À ESCOLHA DA EMPRESA REGULADA

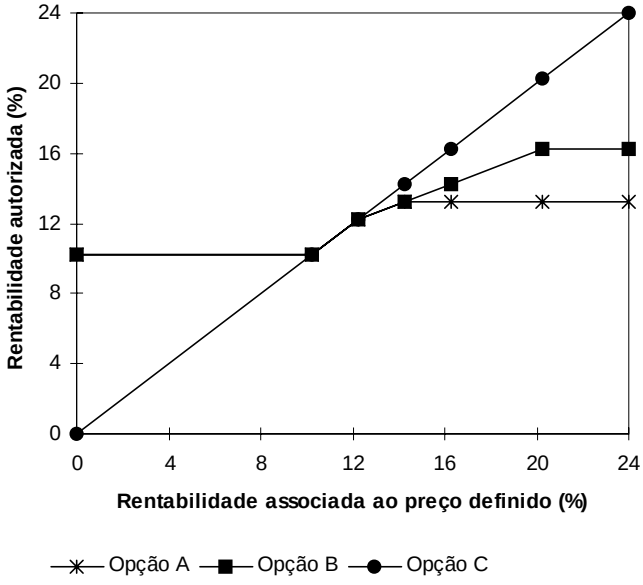


Figura 3.3.2.3

4. REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

4.1 OBJECTIVOS E OBJECTO DA REGULAÇÃO

A regulação é parte integrante do SEN, tal como definido pelo nº3 do artigo 3º do DL nº 182/95, que estabelece igualmente o objecto da regulação:

"O SEN compreende ainda a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP e das relações comerciais entre o SEP e o SENV".

O artigo 5º do mesmo DL precisa da seguinte forma o artigo 3º:

"São objecto de regulação as actividades exercidas no âmbito do SEP, nomeadamente a gestão das tarifas reguladas pelo Regulamento Tarifário previsto neste diploma, a supervisão do cumprimento das regras de funcionamento do SEP e de relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, bem como a qualidade do serviço prestado."

Sendo parte do SEN, deve a regulação contribuir para o prosseguimento dos objectivos de tal sistema, enunciados no artigo 2º:

"O exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica tem como objectivo fundamental contribuir para o desenvolvimento económico e social e para o bem-estar da população, assegurando, nomeadamente:
a) A oferta de energia em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa, quer quantitativamente;
b) A racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo, por forma a contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas e económicas de funcionamento."

O artigo 6º do DL nº 182/95 atribui à ERSE a incumbência de regulação "do SEP e das suas relações comerciais com o SENV". O DL nº 44/97 que aprovou os seus estatutos define no seu artigo 2º os objectivos desta Entidade:

"a) Garantir a existência de condições que permitam ao SEP satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica dos clientes do referido Sistema;
b) Proteger os interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade do abastecimento;
c) Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças;

d) Fomentar a concorrência onde exista potencial para melhoria da eficiência com que são desempenhadas as actividades do sector eléctrico;
e) Assegurar que as regras de regulação sejam objectivas, de modo que as relações comerciais entre os operadores sejam conduzidas de uma forma transparente e não discriminatória;
f) Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo da energia eléctrica."

4.2 PRINCÍPIOS GERAIS DA REGULAÇÃO

Os DL nºs 182/95 a 185/95, 187/95 e 44/97 definem vários princípios relevantes para a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, que de seguida se recordam.

4.2.1 NÃO DISCRIMINAÇÃO

O princípio da não discriminação é enunciado no nº 4 do artigo 2º do DL nº 182/95:
"no exercício das actividades englobadas no SEN, é assegurada a todos os interessados igualdade de tratamento e de oportunidades."

Este princípio geral é posteriormente desenvolvido e aplicado a várias situações concretas que a seguir se descrevem.

4.2.1.1 Entre o SEP e o SENV

A igual dignidade dos dois sistemas é sublinhada pelo nº1 do artigo 2º do DL nº 182/95: "a organização do SEN assenta na coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente."

A alínea d) do nº1 do artigo 51º do DL nº 182/95 garante a não discriminação dos clientes não vinculados, ao determinar que "os clientes não vinculados ligados fisicamente às redes do SEP devem ser abastecidos de energia eléctrica, nas mesmas condições de obrigatoriedade com que o SEP se relaciona com os seus próprios clientes, até ao limite das quantidades para as quais tenham estabelecido contrato com produtores não vinculados, sempre que estes possuam disponibilidade para os abastecer das suas necessidades contratuais".

Aos produtores e clientes que integram o SENV é garantida a utilização em condições não discriminatórias das redes e interligações do SEP (artigos 34º e 52º do DL nº 182/95 e, no que respeita à RNT, também o nº6 do artigo 16º do DL nº 185/95).

O nº 1 do artigo 11º do DL nº 184/95 especifica que:
"A entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT deve proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória, o acesso à respectiva rede de distribuição em MT e AT, desde que haja capacidade disponível sem afectar os níveis regulamentares de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento do SEP, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações."

Este Regulamento deve igualmente identificar os procedimentos a adoptar quando não haja capacidade disponível e quando seja necessário proceder ao reforço da rede já existente (nºs 3 e 4 do artigo citado).

O nº 1 do artigo 15º do DL nº 185/95 especifica que:
"A concessionária deve proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória, o transporte de energia eléctrica, pela RNT, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, desde que haja capacidade de transporte disponível sem afectar os níveis regulamentares de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento do SEP."

Este Regulamento deve igualmente identificar os procedimentos a adoptar quando não haja capacidade de transporte disponível e quando seja necessário proceder ao reforço da rede já existente (nºs 3 e 4 do artigo citado).

O nº 1 da Base V da concessão da RNT é ainda mais abrangente:
"A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores e outros utilizadores da RNT que não resultem de condicionalismos legais ou regulamentares ou de aplicação de critérios decorrentes de uma conveniente e adequada gestão técnica global do SEP, bem como de condicionalismos de natureza contratual, desde que sancionados pela Entidade Reguladora".

Os procedimentos administrativos para atribuição de licença de produção, definidos no DL nº 183/95, assim como os direitos e deveres dos produtores, estabelecidos no mesmo diploma, asseguram *a priori* a não discriminação entre produtores vinculados e não vinculados na entrada para o SEN.

4.2.1.2 Dentro do SEP

A entrada de novos centros electroprodutores no SEP realiza-se através de um processo de consulta pública baseado num caderno de encargos que deve assegurar "o carácter não discriminatório do procedimento de consulta"
(nº 2 do artigo 8º do DL nº 183/95).

A não discriminação pela entidade concessionária da RNT relativamente às condições de fornecimento aos distribuidores vinculados em MT e AT deve ser garantida pelos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais, de acordo com o artigo 30º do DL nº 182/95.

A não discriminação pelos distribuidores vinculados em MT e AT relativamente às condições de fornecimento aos distribuidores vinculados em BT deve ser garantida pelos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais, de acordo com o artigo 31º do DL nº 182/95.

O Regulamento Tarifário deve igualmente garantir a não discriminação relativamente às condições de venda de energia eléctrica aos clientes finais do SEP (na realidade, a legislação impõe mais do que a simples não discriminação - cf. ponto 4.2.5).

4.2.2 TRANSPARÊNCIA

A noção de que a regulação deve contribuir para a transparência de funcionamento do SEN encontra-se nos estatutos da ERSE (alínea e) do artigo 2º - cf. ponto 4.1 acima). Uma das vertentes da transparência será a existência de regras de regulação objectivas e a garantia do seu cumprimento. No entanto, a legislação proporciona mais algumas indicações concretas, que a seguir se apresentam.

Os artigos 11º e 12º do DL nº 182/95 garantem a transparência do planeamento do sistema electroprodutor do SEP, cuja responsabilidade é da DGE. À ERSE compete emitir parecer sobre os planos de expansão.

O artigo 14º do DL nº 182/95 e os artigos 8º e 9º do DL nº 183/95 garantem a transparência do processo de consulta para o estabelecimento e exploração de novos centros electroprodutores do SEP, cuja responsabilidade incumbe à DGE. O parecer favorável da ERSE é condição necessária à vinculação de novos centros electroprodutores.

Os artigos 10º a 16º do DL nº 183/95 asseguram a transparência dos processos de modificação, prorrogação, extinção e caducidade dos contratos de vinculação de centros electroprodutores, estando prevista nos dois primeiros casos a intervenção da ERSE.

Os artigos 17º a 25º do DL nº 183/95 garantem a transparência do processo de licenciamento de produtores vinculados, cuja responsabilidade é da DGE.
Os artigos 30º a 40º do mesmo DL definem um processo igualmente transparente para o licenciamento de produtores não vinculados, incluindo a lista dos motivos que podem fundamentar a recusa de atribuição de licença (artigo 32º). Note-se que ao Director-Geral da Energia compete, nos termos do artigo 32º, publicar os critérios para atribuição de licença não vinculada de produção.

Os titulares de licença vinculada de produção devem facultar à DGE e à ERSE “os estudos, análises e relatórios com interesse para o conhecimento da exploração do centro electroprodutor que lhe tenham sido solicitados”, e “permitir e facilitar o acesso das entidades fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as informações e dados necessários ao exercício da sua actividade de fiscalização” (alíneas h) e j) do artigo 27º do DL nº 183/95). Este último dever aplica-se igualmente aos titulares de licença não vinculada de produção e é reforçado pelo artigo 48º do diploma anteriormente citado. O artigo 49º precisa ainda o dever de todos os titulares de licença de produção de energia eléctrica de enviar,

obrigatoriamente à DGE e, quando solicitados, à ERSE e à entidade concessionária da RNT, “os seguintes dados informativos referentes ao funcionamento e exploração do centro electroprodutor:

a) Até ao final de cada mês, os dados mensais referentes ao penúltimo mês anterior;
b) Até ao final do mês de Março de cada ano, os dados anuais referentes ao ano civil anterior.”

Os artigos 21º a 30º do DL nº 184/95 garantem a transparência do processo de licenciamento de distribuidores vinculados, cuja responsabilidade é da DGE.
Os artigos 36º a 41º do mesmo DL definem um processo igualmente transparente para o licenciamento de distribuidores não vinculados.

O nº1 do artigo 30º do DL nº 184/95 indica que “as entidades titulares de licença vinculada de distribuição devem ter actualizado um inventário das redes e dos bens a elas afectos, bem como das relações laborais existentes. ”Tal inventário “deve ser facultado à DGE e à Entidade Reguladora, quando estas o solicitarem” (nº 2 do mesmo artigo).

Os titulares de licença vinculada de distribuição devem facultar à DGE e à ERSE “os estudos, análises e relatórios com interesse para o conhecimento da exploração da rede de distribuição que estas lhe solicitem”, e “permitir e facilitar o acesso das entidades fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as informações e dados necessários ao exercício da sua actividade de fiscalização” (alíneas g) e i) do artigo 32º do DL nº 184/95). Este último dever aplica-se igualmente aos titulares de licença não vinculada de distribuição e é reforçado pelo artigo 48º do diploma anteriormente citado. O artigo 49º precisa ainda o dever de todos os titulares de licença de distribuição de energia eléctrica de enviar, obrigatoriamente à DGE e, quando solicitados, à ERSE, até ao final do mês de Março de cada ano, “os dados informativos referentes à exploração das redes de distribuição relativos ao ano anterior”.

Para assegurar que a parcela das necessidades de potência e energia que as entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT adquiram através de importações directas não ultrapassa os limites legais e não interfere com a exploração da RNT, deve essa actividade de importação permitir “um efectivo controlo da potência e energia transitadas” (nº 5 do artigo 16º do DL nº 184/95).

O artigo 29º do DL nº 185/95 obriga a entidade concessionária da RNT a enviar, obrigatoriamente à DGE e à ERSE quando por esta solicitado, “até ao final do mês de Março de cada ano, os dados informativos referentes ao funcionamento e exploração da RNT no ano anterior.”

O nº 2 da Base V da concessão da RNT obriga a concessionária a “manter um registo das queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos clientes.”

O nº1 da Base VII da concessão da RNT obriga ainda a concessionária a "elaborar um inventário do património afecto à concessão que mantém actualizado e à disposição do concedente."

O artigo 22º do DL nº 182/95 atribui à entidade concessionária da RNT a responsabilidade pelo despacho dos centros electroprodutores que se encontrem sujeitos a despacho centralizado, "baseando-se em critérios e metodologias que assegurem a concretização dos benefícios do despacho e a transparência das suas decisões para todos os intervenientes, estando sujeito a auditoria da Entidade Reguladora."

De acordo com o nº 2 do artigo 39º do DL nº 182/95, a entidade concessionária da RNT e os titulares de licenças vinculadas têm o dever de, no âmbito das respectivas actividades:
"b) Actuar com inteira transparência de procedimentos no exercício da actividade;
c) Permitir e facilitar a fiscalização da actividade, através de entidades competentes, facultando todas as informações pedidas".

Por outro lado, "os centros electroprodutores não vinculados que sejam objecto de despacho centralizado ficam obrigados a um regime de declaração e verificação da disponibilidade, por forma a assegurar a transparência e equidade das relações comerciais entre o SEP e o SENV".

Para assegurar a transparência no relacionamento comercial entre as empresas do sector, o artigo 57º do DL nº 182/95 determina que "os relatórios anuais da entidade concessionária da RNT e das entidades detentoras de licença de produção ou de distribuição de energia eléctrica devem indicar, em anexo, as transacções realizadas com sociedades por elas controladas ou que pertençam aos mesmos accionistas e que tenham um montante superior ao valor que para o efeito se encontrar fixado pela Entidade Reguladora."

4.2.3 EQUIDADE

A noção de que a regulação deve conduzir a situações de equidade e justiça no SEN encontra-se nos estatutos da ERSE (alíneas b) e c) do artigo 2º - cf. ponto 4.1 acima). No entanto, a legislação proporciona algumas indicações mais concretas, que a seguir se apresentam.

O artigo 29º do DL nº 182/95 salvaguarda os direitos dos distribuidores, ao estabelecer que a actividade de distribuição de energia eléctrica no SEP deve ser realizada em obediência "ao princípio do equilíbrio financeiro das empresas titulares de licenças de distribuição vinculada, segundo o qual, em condições de gestão eficiente, eventuais alterações de licenças vigentes, tendo presentes as muito diversas características geográficas e físicas do sistema de distribuição de energia eléctrica, não devem pôr em causa a manutenção da rentabilidade daquelas empresas." Uma aplicação deste conceito encontra-se explicitada no artigo 20º do DL nº 184/95, que prevê a intervenção da ERSE.

Os artigos 31º e 32º do DL nº 182/95 protegem igualmente os distribuidores, ao enunciar os encargos que eles devem recuperar através da tarifa de venda de energia eléctrica.

De acordo com o artigo 50º do DL nº 182/95, "o estabelecimento de relações comerciais entre o SEP e o SENV assenta no princípio da partilha dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta dos dois sistemas."
O artigo 51º do referido DL descreve algumas situações onde tal princípio se deve aplicar.

O nº 8 do artigo 14º do DL nº 185/95 estabelece que "os encargos com a ligação das redes de distribuição em MT e AT à RNT são da responsabilidade conjunta das entidades titulares de ambas as actividades, sendo suportados numa base equitativa, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais."

4.2.4 EFICIÊNCIA

A noção de que a regulação deve contribuir para a eficiência do SEN encontra-se nos estatutos da ERSE (alíneas a), d) e f) do artigo 2º - cf. ponto 4.1 acima).
No entanto, a legislação proporciona algumas indicações mais concretas, que a seguir se apresentam.

De acordo com o nº2 do artigo 23º do DL nº 185/95, a entidade concessionária da RNT deve assegurar, *inter alia*, "a optimização da exploração conjunta do SEN, face às oportunidades de exploração conjugada com os sistemas eléctricos com que a RNT se encontra interligada."

O nº 2 da Base IV da concessão da RNT (Anexo ao DL nº 185/95) indica que
"a concessionária deve desempenhar as actividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adoptar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no sector eléctrico."

A Base XXIII da concessão da RNT determina que "a utilização por ordem de mérito dos diversos meios disponíveis para o abastecimento dos consumos, consiste no cumprimento das disposições relevantes do Código do Despacho, por forma a assegurar a minimização dos custos globais de produção e de transporte, tendo em conta, nomeadamente, eventuais restrições de natureza contratual ou técnica."

4.2.5 IGUALDADE

Para além de afirmar o princípio geral de não discriminação, a legislação prevê igualmente situações onde a igualdade de tratamento deve ser assegurada. Assim, o artigo 29º do DL nº 182/95 impõe a igualdade de tratamento dos clientes finais do SEP, ao estabelecer que a actividade de distribuição de energia eléctrica no SEP deve obedecer “ao princípio da uniformidade tarifária, segundo o qual, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplica universalmente a todos os clientes finais do SEP”, prevendo, contudo, a possibilidade de excepções.

5. REGULAMENTOS A EMITIR

Como já referido na Introdução, à ERSE compete a emissão de quatro regulamentos, a saber:

- Regulamento Tarifário;
- Regulamento de Relações Comerciais;
- Regulamento do Despacho;
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

À DGE compete a emissão de três regulamentos, a saber:

- Regulamento da Qualidade de Serviço;
- Regulamento da Rede de Transporte;
- Regulamento da Rede de Distribuição.

A legislação prevê igualmente que:

- a ERSE apresente uma proposta sobre as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- a entidade concessionária da RNT apresente proposta relativa ao Regulamento do Despacho;
- a entidade concessionária da RNT, as entidades titulares de licença de distribuição e as entidades titulares de licenças não vinculadas possam apresentar propostas relativas ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- a entidade concessionária da RNT apresente uma proposta para o Regulamento da Rede de Transporte.

5.1 REGULAMENTO TARIFÁRIO

5.1.1 ÂMBITO

De acordo com o DL nº 187/95, o Regulamento Tarifário deve estabelecer os critérios e métodos para formulação e fixação de tarifas e preços para a energia eléctrica, bem como para os outros serviços fornecidos pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e pelos detentores de licenças vinculadas de distribuição a outros detentores de licenças ou a clientes.

Estão claramente englobadas as tarifas correspondentes às seguintes transacções:

- fornecimento de energia eléctrica da entidade concessionária da RNT às entidades detentoras de licenças vinculadas de distribuição de energia eléctrica em AT e MT (artigo 30º);
- fornecimento de energia eléctrica das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em AT e MT aos titulares de licença vinculada de distribuição em BT que operam na respectiva zona de distribuição (artigo 31º);
- fornecimento de energia eléctrica das entidades concessionárias de licença vinculada de distribuição aos clientes finais (artigo 32º).

Devem também estar englobadas as tarifas correspondentes às seguintes transacções:

- acesso das entidades intervenientes no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) à rede de transporte e às interligações;
- acesso das entidades intervenientes no SENV às redes de distribuição em AT e MT do SEP,

por corresponderem a um serviço que a entidade concessionária da RNT e os titulares de licença vinculada de distribuição proporcionam e deverem ser análogas ao que as entidades do Sistema Eléctrico Público (SEP) pagam pelos mesmos serviços, implícitos nas tarifas acima referenciadas (artigo 51º).

5.1.2 CONTEÚDO

No que se refere ao conteúdo do Regulamento Tarifário, a legislação estabelece que este regulamento deverá conter:

- a metodologia a utilizar na formulação das tarifas;
- a indicação da informação económica, contabilística e outra necessária para formular as tarifas, bem como do modo como deve ser obtida;
- a estrutura das tarifas;
- o nível das tarifas de referência;
- os mecanismos a adoptar para assegurar o cumprimento dos princípios estabelecidos no artigo 29º do DL nº 182/95 (uniformidade tarifária; manutenção da rendibilidade das empresas de distribuição vinculada no caso de eventuais alterações das licenças);
- os procedimentos a adoptar na fixação das tarifas e preços de outros serviços.

Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados em MT e AT

No que se refere ao relacionamento comercial entre a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT, estabelece que deve processar-se nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e assentar numa tarifa regulada através do Regulamento Tarifário (artigo 30º do DL nº 182/95).

Estabelece também que esta tarifa deve ser aplicada à electricidade fornecida, através de uma fórmula binómia, e ter uma estrutura baseada no princípio dos custos marginais.

Finalmente, refere que o volume total dos encargos suportados pelas empresas titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT, resultante da aplicação desta tarifa deve corresponder ao volume total de proveitos que o Regulamento Tarifário autorize serem obtidos pela entidade concessionária da RNT com a referida tarifa, calculado através da adição das seguintes parcelas:

a) "encargos com o pagamento da energia e potência adquiridas a produtores do SEN e com a posse ou propriedade dos sítios destinados à produção vinculada de energia eléctrica, adicionados ou deduzidos do saldo resultante de importações e exportações;
b) encargos com o uso global do sistema, incluindo, nomeadamente, os encargos com a função de despacho centralizado, com a exploração do sistema integrado do SEP e com o sistema de acerto de contas;
c) encargos com o uso da rede de transporte, incluindo, nomeadamente, os encargos com o seu estabelecimento e exploração;
d) encargos com a Entidade Reguladora;
e) encargos com a adesão de clientes a eventuais cláusulas do sistema tarifário em vigor, nomeadamente relativas a situações de interruptibilidade, que não possam ser recuperadas pelas entidades do SEP por outros meios".

Tarifa de Venda dos Distribuidores Vinculados em AT e MT aos Distribuidores Vinculados em BT

Relativamente ao relacionamento comercial entre as entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em AT e MT e as entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em BT que operam na respectiva zona de distribuição, a legislação estabelece que deve processar-se nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e assentar em tarifas reguladas através do Regulamento Tarifário (artigo 31º do DL nº 182/95).

Estabelece também que estas tarifas devem ser aplicáveis à electricidade fornecida, através de uma fórmula binómia, e ter uma estrutura baseada no princípio dos custos marginais.

Finalmente, refere que o volume total dos encargos suportados pelas entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em BT, resultantes da aplicação desta tarifa, deve corresponder à adição das seguintes parcelas:

a) encargos com a tarifa de venda da REN aos distribuidores vinculados que tenham sido suportados pelas empresas titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT e que sejam atribuíveis aos clientes de BT;
b) encargos com a exploração do sistema comercial de distribuição em MT e AT que sejam atribuíveis aos clientes de BT através de uma tarifa de uso do sistema comercial de distribuição em MT e AT;
c) encargos com o estabelecimento e exploração da rede de distribuição em MT e AT que sejam atribuíveis aos clientes de BT através de uma tarifa de uso do sistema de distribuição em MT e AT.

Tarifas de Venda dos Distribuidores Vinculados a Consumidores Finais

No que concerne à venda de energia eléctrica aos clientes finais em MAT, AT, MT e BT, a legislação determina que as respectivas tarifas sejam definidas através do Regulamento Tarifário, assentem numa estrutura baseada no princípio dos custos marginais e se apliquem à electricidade consumida através de uma fórmula binómia (artigo 32º do DL nº 182/95).

Determina também que estas tarifas sejam fixadas por forma a cobrir os seguintes encargos suportados pelas empresas de distribuição vinculada com cada uma das categorias de consumidores objecto de tarifa autónoma:
a) com a tarifa de venda da concessionária da RNT aos distribuidores vinculados;
b) com a exploração do sistema comercial da distribuição, através de tarifas de uso do sistema comercial de distribuição;
c) com o estabelecimento e exploração da rede de distribuição, através de tarifas de uso da rede de distribuição.

Uniformidade Tarifária e Equilíbrio Financeiro

Com impacte na definição das tarifas, interessa referir o que a legislação estabelece quanto à uniformidade de tarifas de venda a consumidores finais e ao equilíbrio financeiro das empresas de distribuição vinculada.

Assim, no artigo 29º do DL nº 182/95, é determinado que a actividade de distribuição de energia eléctrica no SEP seja realizada em obediência aos seguintes princípios:

a) “ao princípio da uniformidade tarifária, segundo o qual, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplica universalmente a todos os clientes finais do SEP, sem prejuízo das excepções referidas no presente diploma e no que estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição;

b) ao princípio do equilíbrio financeiro das empresas titulares de licenças de distribuição vinculada, segundo o qual, em condições de gestão eficiente, eventuais alterações de licenças vigentes, tendo presentes as muito diversas características geográficas e físicas do sistema de distribuição de energia eléctrica, não devem pôr em causa a manutenção da rentabilidade daquelas empresas".

Restrições aos Acréscimos de Tarifas em Baixa Tensão

No que se refere às tarifas de venda a consumidores finais em BT, a legislação estabelece uma restrição quanto ao aumento possível em cada ano (artigo 4º do DL nº 187/95).

Assim, determina que o valor global resultante da aplicação das tarifas e preços a clientes finais em BT não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.

Sempre que os mecanismos para a formulação e fixação das tarifas e preços a clientes finais em BT conduzam a uma taxa de aumento superior à taxa de inflação esperada, o valor dos custos não reflectidos nessas tarifas e preços pode ser repercutido, sem prejuízo do disposto quanto ao acréscimo máximo, nas tarifas e preços dos anos seguintes, num máximo de cinco.

O Regulamento Tarifário deve estabelecer os mecanismos necessários à aplicação destas disposições legais.

Nos casos em que se verifique que não é possível restabelecer o equilíbrio económico-financeiro das entidades objecto de regulação, dentro do prazo de cinco anos, o Ministro da Economia pode definir, por despacho, a aplicação extraordinária de tarifas e preços que excepcionem o disposto quanto ao acréscimo máximo.

Tarifas de Acesso e Uso das Redes do SEP

Relativamente ao acesso dos agentes do SENV às redes do SEP, são muitas as referências na legislação, cobrindo os diversos aspectos relacionados com esta actividade: a obrigatoriedade de concessão do acesso, a não afectação da qualidade de serviço de segurança do SEP em consequência do acesso, a necessidade de estabelecer as condições técnicas e comerciais no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o direito da entidade titular das redes ao recebimento de uma retribuição e a necessidade do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações identificar os procedimentos a adoptar quando seja necessário proceder ao reforço da rede para proporcionar o acesso.

Para efeitos do presente regulamento, terá sobretudo interesse uma referência mais explícita quanto às tarifas a adoptar. Trata-se da alínea a) do nº 1 do artigo 51º do DL nº 182/95 onde é estabelecido que "os produtores e os clientes não vinculados podem ligar-se fisicamente ao SEP e utilizar as suas redes de

transporte e distribuição, mediante o pagamento da respectiva ligação, da tarifa de uso da respectiva rede e da tarifa de uso global do sistema, nos termos dos artigos 30º, 31º e 32º" do mesmo diploma legal.

Fixação e Divulgação das Tarifas e Preços

No que se refere a procedimentos, a legislação define que "a Entidade Reguladora estabelece periodicamente, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, ouvida a Direcção Geral do Comércio e da Concorrência, os valores das tarifas e preços a aplicar, ..., procedendo à sua publicação no Diário da República, 2ª Série, bem como à sua divulgação através de brochuras" (nº 3 do artigo 4º do DL nº 187/95).

Determina também o parecer do Conselho Tarifário sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário (artigo 18º do DL nº 44/97). Sendo este Conselho coordenado pelo representante do Instituto do Consumidor, e estando representadas as associações de consumidores, dá-se assim cumprimento à Lei nº 23/96, de 26 de Julho, nomeadamente no que diz respeito à alínea h) do artigo 18º.

Para efeitos de novos preços, o Conselho de Administração da ERSE deve apresentar propostas ao Conselho Tarifário com uma antecedência de 60 dias relativamente à data prevista para a entrada em vigor. Este Conselho deve emitir parecer no prazo de 30 dias. O parecer deve ser aprovado por maioria, não é vinculativo e deve ser publicitado pela ERSE.

Finalmente, a legislação estabelece que os valores das tarifas e preços devem ser publicados até 15 dias antes da data de início da sua aplicação (artigo 4º do DL nº 187/95).

5.2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

5.2.1 ÂMBITO

Nos termos do DL nº 187/95, compete à ERSE a preparação e emissão do Regulamento de Relações Comerciais.

Este regulamento consagrará as regras a que deverão obedecer :

- o funcionamento das relações comerciais dentro do SEP;
- as condições comerciais para ligação às redes do SEP;
- a forma como se processam as relações comerciais entre o SEP e o SENV.

O Regulamento de Relações Comerciais é diversas vezes referido nos Decretos-Lei nºs 182/95, 183/95, 184/95, 185/95, com a nova redacção que lhes foi dada pelo DL nº 56/97, e DL nº 187/95, com as modificações introduzidas pelo DL nº 44/97, remetendo-se para este regulamento o estabelecimento de regras que regulem:

- as relações comerciais entre distribuidores vinculados em MT e AT e a entidade concessionária da RNT (nº 2 do artigo 30º do DL nº 182/95, onde também é referido o Regulamento Tarifário);
- as relações comerciais entre distribuidores vinculados em BT e distribuidores vinculados em MT e AT (nº 2 do artigo 31º do DL nº 182/95, onde também é referido o Regulamento Tarifário);
- o funcionamento das relações comerciais dentro do SEP (artigo 42º do DL nº 182/95);
- a forma como se processam as relações comerciais entre o SEP e o SENV (artigo 42º e nº1 do artigo 51º do DL nº 182/95, onde também é referido o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações);
- as relações comerciais entre o SEP e os seus clientes, tanto no aspecto de estabelecimento das ligações (nº 2 do artigo 4º do DL nº 184/95, onde também é referido o Regulamento da Rede de Distribuição) como no fornecimento (nºs 2 e 4 do artigo 5º do DL nº 184/95, onde são também referidos o Regulamento Tarifário e o Regulamento da Rede de Distribuição).

As entidades abrangidas pelas disposições do Regulamento de Relações Comerciais são, por isso, de acordo com o estipulado na legislação:

- SEP
    - ♦ entidade concessionária da RNT;
    - ♦ titulares de licença vinculada de produção de energia eléctrica;
    - ♦ titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT;
    - ♦ titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em BT;

- Clientes do SEP;
- SENV
    - ♦ titulares de licença não vinculada de produção de energia eléctrica, cujas instalações estejam fisicamente ligadas às redes do SEP;
    - ♦ clientes não vinculados ligados fisicamente às redes do SEP.

Transacções Englobadas

O Regulamento de Relações Comerciais deverá ser aplicável, de acordo com o referido na legislação, às relações comerciais decorrentes do fornecimento dos seguintes bens e serviços:

- fornecimento de energia eléctrica entre entidades integrando o SEP (artigo 42º do DL nº 182/95);
- fornecimento de energia eléctrica a clientes do SEP (artigo 5º do DL nº 184/95);
- estabelecimento de ligações à rede do SEP de clientes do SEP, de clientes não vinculados e de produtores não vinculados (artigo 47º do DL nº 183/95; artigo 4º do DL nº 184/95; artigo 14º do DL nº 185/95);
- estabelecimento de ligações entre redes de entidades integradas no SEP (artigo 29º do DL nº 183/95 ; artigos 4º, 9º e 10º do DL nº 184/95; artigo 14º do DL nº 185/95);
- uso de serviços e facilidades do SEP, por parte de entidades do SENV (alínea a) do artigo 51º do DL nº 182/95);
- fornecimento de energia por produtores não vinculados, pressupondo a existência de vantagens para o produtor não vinculado e para o SEP (alínea e) do artigo 51º do DL nº 182/95);
- uso de serviços e facilidades de produtores não vinculados por parte do SEP (alínea e) do artigo 51º do DL nº 182/95);
- fornecimento de energia a clientes não vinculados, por parte do SEP, quando o produtor não vinculado não esteja a satisfazer integralmente as suas necessidades de consumo (alíneas c) e f) do artigo 51º do DL nº 182/95).

5.2.2 CONTEÚDO

O DL nº 187/95, no seu artigo 14º, estabelece o conteúdo mínimo do Regulamento de Relações Comerciais ao referir que "...regula o funcionamento das relações comerciais dentro do SEP, bem como a forma como se processam as relações comerciais entre o SEP e o SENV, devendo, nomeadamente, conter:

a) As regras para cálculo e emissão de facturações e para o estabelecimento de transacções comerciais entre as entidades que constituem o SEP e entre estas e os clientes finais;
b) As regras de acordo com as quais o sistema vinculado pode adquirir e vender energia eléctrica e outros serviços aos produtores não vinculados e aos clientes não vinculados;

c) As regras de acesso ao SENV e de saída e de reentrada dos consumidores no SEP ...;
d) As regras para cálculo e emissão de facturações e para o estabelecimento de transacções entre o SEP e o SENV;
e) As condições comerciais aplicáveis à ligação de produtores, distribuidores e consumidores à rede em muito alta tensão e à rede de distribuição."

Assim, o Regulamento de Relações Comerciais abrangerá os procedimentos relativos aos pedidos de novas ligações e de modificação das ligações existentes, incluindo a cobertura dos encargos correspondentes, a responsabilização pela execução e cumprimento de prazos.

Serão também objecto deste regulamento as condições de fornecimento de energia aos clientes do SEP, incluindo os aspectos de contratação, o ciclo comercial e as interrupções do fornecimento.

Também será objecto de regulamentação a medição, tanto nos aspectos de adequação dos equipamentos ao estabelecido contratualmente, como nos de propriedade, bem como na acessibilidade pelas partes, na verificação das características e nas regras supletivas, em caso de dúvida sobre o seu bom funcionamento.

Estabelecer-se-ão aspectos contratuais do relacionamento entre entidades do SEP, produtores vinculados, entidade concessionária da RNT e distribuidores vinculados.

O relacionamento comercial entre o SEP e o SENV passa pela aquisição e venda de energia e serviços e assenta na partilha de benefícios da exploração conjunta dos dois sistemas, cujo mecanismo será estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Serão ainda previstas as regras que servirão de base ao acerto de contas entre as entidades do SEP e do SEP com as entidades do SENV com as quais se relacione. No relacionamento com o SENV será necessário considerar, não só os fornecimentos decorrentes de decisões do Despacho, como os relativos a diferenças entre produção e consumo de energia de carácter não voluntário que se vierem a verificar em cada sistema. De facto, na prática, existirão sempre diferenças entre a produção de um produtor não vinculado e os consumos dos clientes não vinculados a que esteja comercialmente ligado.

Os procedimentos a seguir para a saída e reentrada dos consumidores do SEP e, no caso da reentrada, as condições comerciais em que serão abastecidos durante o período de pré-aviso serão estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

5.3 REGULAMENTO DO DESPACHO

5.3.1 ÂMBITO

De acordo com o DL nº 182/95, a realização do despacho centralizado, a programação da exploração e o estabelecimento dos planos de indisponibilidade de todos os centros electroprodutores acima de 10 MVA ligados às redes do SEP, bem como o seu controlo, devem obedecer às regras a estabelecer no Regulamento do Despacho.

A legislação estabelece também que a elaboração do Regulamento do Despacho, bem como as suas actualizações, é da competência da ERSE, a qual, para o efeito, deve solicitar proposta à entidade concessionária da RNT.
As entidades titulares de licenças vinculadas de produção poderão igualmente apresentar propostas à ERSE. Prevê, ainda, que todos os utilizadores da RNT sejam obrigados ao cumprimento das disposições do Regulamento do Despacho.

À ERSE compete também fiscalizar o cumprimento do Regulamento do Despacho, podendo solicitar para o efeito o apoio da entidade concessionária da RNT ou de qualquer entidade titular de licença vinculada de produção.

O Despacho Centralizado

O Despacho Nacional e os bens e direitos conexos são, de acordo com o DL nº 185/95, parte integrante da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. O Despacho Nacional é constituído pelas instalações especificamente destinadas à realização do despacho de: centros electroprodutores, instalações da rede de muito alta tensão e instalações da rede de interligação, incluindo ainda os equipamentos e instalações de telesserviço e de telecomunicações.

De acordo com o DL nº 182/95 é incumbência da entidade concessionária da RNT a gestão técnica global do SEP, que inclui o despacho centralizado dos centros electroprodutores com potência aparente superior a 10 MVA, vinculados e não vinculados, fisicamente ligados ao SEP. O Regulamento do Despacho definirá os termos mediante os quais o despacho dos centros electroprodutores será realizado pela entidade concessionária da RNT. As regras e procedimentos a estabelecer no Regulamento do Despacho deverão permitir, por um lado, optimizar a operação do Sistema Eléctrico Nacional no curto e no médio prazo e, por outro lado, dar garantia de transparência e não discriminação a todos os intervenientes, estando para tal, a realização do despacho sujeita a auditoria da ERSE.

A legislação estabelece desde já alguns princípios básicos de actuação do Despacho Nacional que deverão ser consagrados no Regulamento do Despacho:

- o despacho dos centros electroprodutores consiste na coordenação do funcionamento das instalações ligadas ao SEP, designadamente na modulação da produção dos centros electroprodutores com mais de 10 MVA, vinculados ou não vinculados, ligados ao SEP e na coordenação da recepção de energia dos centros electroprodutores e das redes com as quais a RNT esteja ligada, em função das necessidades de consumo, utilizando por ordem de mérito as fontes de energia ao seu dispor em cada instante, atendendo aos condicionalismos do SEP;
- a utilização da ordem de mérito dos meios de produção disponíveis consiste em assegurar a minimização dos custos globais de produção e de transporte, tendo em conta, nomeadamente, eventuais restrições de natureza contratual ou técnica;
- a partilha dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta do SEP e do SENV. Neste sentido, pode o Despacho prescindir da produção de um produtor não vinculado que esteja disponível, por possuir meios de produção de menores custos, e satisfazer as necessidades do cliente não vinculado abastecido por esse produtor não vinculado através da produção obtida no SEP. O mecanismo de partilha dos benefícios daqui decorrentes é definido no Regulamento de Relações Comerciais;
- o despacho de um produtor não vinculado para abastecer o SEP, quando tal seja vantajoso para este Sistema e para o produtor não vinculado, havendo lugar ao pagamento do valor da energia fornecida, excepto se o SEP estiver a utilizar essa potência como segurança, por não possuir outra disponível, caso em que ao valor da energia se adiciona uma parcela correspondente ao custo médio de potência do SEP, em condições a definir no Regulamento de Relações Comerciais;
- a obrigação dos produtores vinculados e não vinculados que sejam objecto de despacho centralizado, enviarem uma declaração de disponibilidade ao Despacho, o qual tem o direito de verificar, por forma a assegurar a transparência e equidade das relações comerciais entre o SEP e o SENV;
- a obrigação das centrais termoeléctricas não vinculadas com mais de 10 MVA ligadas ao SEP, enviarem ao Despacho uma declaração anual com os valores pelos quais se propõem vender a energia eléctrica que produzam e com base nos quais se estabelecerá o despacho por ordem de mérito;
- a obrigação dos aproveitamentos hidroeléctricos não vinculados com mais de 10 MVA ligados ao SEP, enviarem ao Despacho uma declaração anual ou diária, na qual são estabelecidos os valores pelos quais se propõem vender a energia eléctrica que produzam, e que permita ao despacho estabelecer a ordem de mérito das centrais. Estes aproveitamentos hidroeléctricos poderão rever periodicamente os valores indicados;
- a obrigação das entidades do SENV de fornecer informação sobre a quantificação física dos contratos que estabelecerem entre si, para que o Despacho possa cumprir as suas funções com transparência;
- a possibilidade de a entidade concessionária da RNT exigir dos produtores vinculados e não vinculados, com mais de 10 MVA ligados às redes do SEP,

quer na fase de projecto quer durante a exploração do centro electroprodutor, informação relativa às características e parâmetros dos equipamentos por eles operados, de modo a permitir a simulação da exploração do sistema electroprodutor e a coordenação das instruções do despacho centralizado para a exploração e funcionamento dos grupos geradores;

- o dever dos produtores vinculados e não vinculados com mais de 10 MVA ligados às redes do SEP, de informar o Despacho, durante a fase de exploração, de todas as indisponibilidades ocorridas ou previsíveis, de forma a permitir a optimização do sistema, no que se refere à concretização de arranques e paragens, à atribuição em cada momento da potência activa e reactiva, ao estabelecimento de margens de regulação e à coordenação de indisponibilidades;
- o dever do Despacho Nacional em conjunto com os produtores, os distribuidores e os consumidores ligados à RNT trocar entre si as informações necessárias à correcta exploração das suas instalações, por forma a que possa exercer as funções de coordenação que lhe são atribuídas, nomeadamente em caso de manobras ou incidentes que possam afectar aquela exploração.

É também missão do Despacho Nacional:

- optimizar, atendendo às condições estabelecidas pelas entidades competentes, a produção de energia hidroeléctrica, nomeadamente em sistemas em cascata hidráulica, através da coordenação dos caudais a turbinar;
- gerir as interligações com as redes de muito alta tensão às quais a RNT estiver ligada, bem como as ligações com as redes conexas;

5.3.2 CONTEÚDO

O Regulamento do Despacho é o conjunto de regras de coordenação dos meios de produção de energia eléctrica do SEN e das interligações, que permitem assegurar que, em cada instante, o consumo de energia eléctrica seja satisfeito, mediante critérios estabelecidos de qualidade e segurança e ao menor custo possível.

Um dos objectivos do Regulamento do Despacho é dar a conhecer aos diversos intervenientes, essencialmente aos produtores vinculados e não vinculados que venham a ligar-se ao SEP, as condições através das quais poderão operar no sector, incluindo as regras pelas quais serão chamados a intervir no sistema para produzir energia activa, fornecer serviços complementares (energia reactiva, regulação de tensão e de frequência) e serviços especiais (telerregulação, tele-arranque, compensação síncrona e reserva).

O Despacho Nacional é parte integrante da entidade concessionária da RNT e é responsável pelo despacho de todos os centros electroprodutores do SEP e do SENV, com potência aparente superior a 10 MVA ligados ao SEP. O despacho

centralizado dos meios de produção tem como objectivo a optimização dos custos de produção de energia eléctrica a nível nacional cujos benefícios se prevê venham a ser repartidos por todos. Esta missão de operador do sector exige uma actuação de total independência, e uma transparência de relacionamento tal, que garanta a não existência de discriminação nas decisões que tomar.

Previsões

No cumprimento da sua missão o Despacho Nacional baseia fortemente a sua rotina em previsões. O Regulamento do Despacho deverá referir as previsões que o Despacho deve elaborar e divulgar, nomeadamente as previsões de consumos de energia eléctrica que servirão de base ao estabelecimento do plano de utilização das centrais.

Diariamente, o Despacho elaborará a previsão do consumo horário para os próximos dias. A análise *a posteriori* da adequação destas previsões ao consumo real possibilita a permanente actualização das metodologias de previsão.

O Regulamento do Despacho deverá estabelecer também as necessidades adicionais de previsão que possam influenciar os consumos de energia eléctrica ou a capacidade produtiva das centrais, tais como previsões de produção dos pequenos produtores independentes, de afluências às centrais hídricas, de evolução dos preços dos combustíveis, entre outras.

O regulamento definirá também as previsões de consumos de energia eléctrica de médio prazo que deverão ser fornecidas pelo Despacho e as respectivas previsões de produção das centrais, que permitirão que os produtores elaborem por sua vez os orçamentos de aquisição de combustíveis, as propostas de planos de indisponibilidade programada, etc..

Planeamento das Indisponibilidades Programadas

O Regulamento do Despacho estabelecerá os procedimentos de planeamento das indisponibilidades programadas dos grupos geradores das centrais de produção de energia eléctrica e dos elementos de rede com repercussão no seu funcionamento. O plano anual de indisponibilidades, assim como as suas actualizações, é estabelecido por acordo entre o Despacho e os produtores, com o objectivo de minimizar os custos globais do SEN, tomando em linha de conta as restrições de ordem técnica do sistema electroprodutor e do sistema de transporte e as de ordem económica das empresas (relacionadas, nomeadamente, com a gestão das equipas de manutenção).

Metodologia de Programação da Exploração

O Regulamento do Despacho deverá prever a metodologia a utilizar na programação da exploração tendo em conta os princípios básicos já estabelecidos na legislação.

No âmbito da metodologia de despacho há que definir, nomeadamente:

- como será elaborada a programação da produção diária, semanal e mensal e quais serão os critérios e pressupostos utilizados na elaboração da programação, nomeadamente:

    - ♦ características dos grupos electroprodutores;
    - ♦ grau de segurança e estabilidade do sistema produtor e de transporte exigido;
    - ♦ necessidades de regulação de tensão e de frequência;
    - ♦ necessidades de serviços complementares, de serviços especiais e de bombagem;
    - ♦ afectação de grupos térmicos, coordenação hidrotérmica e estabelecimento da ordem de mérito;
    - ♦ determinação dos encargos variáveis das centrais térmicas para efeito de estabelecimento da ordem de mérito;
    - ♦ cálculo do valor da água nos reservatórios e como será feita a exploração das cascatas e dos fios de água, com vista ao estabelecimento da ordem de mérito;
    - ♦ necessidades de reserva e os diferentes tipos de reserva necessária (reserva girante, reserva parada, etc.);
    - ♦ identificação dos modelos utilizados no suporte das decisões, dos pressupostos utilizados e da forma de poderem ser auditados.

- quais as restrições da operação de que o Despacho deve ter conhecimento e como actuará face a cada uma delas:

    - ♦ à produção de energia activa e reactiva, à potência máxima dos grupos ou outras em torno dos parâmetros dinâmicos dos grupos geradores;
    - ♦ de operação com implicações na segurança e estabilidade da rede;
    - ♦ de transporte por indisponibilidade de linhas;
    - ♦ ambientais - caudais ecológicos, emissões das centrais térmicas;
    - ♦ à exploração relacionadas com as normas de segurança da obra das albufeiras;
    - ♦ à exploração das centrais hídricas de fins múltiplos (contenção de cheias, fornecimento de água para rega ou abastecimento das populações, prática de desporto, etc.);
    - ♦ contratuais, provenientes dos Contratos de Aquisição de Energia em vigor, e de contratos de importação e exportação.

Procedimentos de Despacho

O Regulamento do Despacho definirá os procedimentos de actuação do despacho e de diálogo entre os despachantes e os responsáveis pela condução das centrais de produção e entre os despachantes e os centros de condução da rede de transporte.

No âmbito dos procedimentos de despacho é importante que o regulamento defina a metodologia necessária para:

- a elaboração de declarações dos produtores, nomeadamente em termos da potência disponível de cada grupo gerador, das restrições de funcionamento por alterações dos parâmetros dinâmicos ou da disponibilidade de fornecer serviços complementares ou serviços especiais;
- o Despacho tomar conhecimento das restrições relacionadas com a rede de transporte;
- o Despacho ser informado de restrições de natureza temporária, ocasionadas por incidente ou devido a manutenção, isto é, de potência de grupos, de cotas nas albufeiras, de caudais de cheia e descarregamentos previsíveis, de parâmetros dinâmicos dos grupos;
- a divulgação do programa de produção estabelecido pelo Despacho;
- a transmissão das instruções de despacho aos responsáveis pela condução das centrais, nomeadamente no que se refere à entrada e saída de paralelo dos grupos geradores, à subida ou descida de carga e ao fornecimento de serviços complementares ou especiais;
- o despacho dos produtores não vinculados com potência superior a 10 MVA ligados às redes de distribuição, nomeadamente a possibilidade de o Despacho intervir dando apenas directrizes, permitindo que a sua coordenação seja feita pelos distribuidores a que se encontram ligados;
- a actuação do Despacho em caso de incumprimento das suas instruções;
- a transmissão das instruções do Despacho aos centros de condução da rede;
- a divulgação do despacho efectuado e respectivos destinatários, bem como a forma de o poder auditar.

Sistema de Troca de Informação

O Regulamento do Despacho fará uma abordagem das necessidades de informação do Despacho, de quem tem a obrigação de a fornecer, de que forma a informação poderá e deverá ser transmitida (tipo de informação, periodicidade de fornecimento, etc.) e de quais os objectivos com que o Despacho recolherá, analisará e utilizará essa informação. O regulamento deverá fazer uma clara distinção da informação que deverá ser mantida confidencial (ao abrigo das cláusulas contratuais existentes entre os produtores e a entidade concessionária RNT) e ser utilizada meramente para cumprimento das suas obrigações e qual a informação que poderá ser divulgada.

Também deverá constar do Regulamento do Despacho qual a informação que o Despacho poderá e deverá fornecer, a quem a deverá fornecer, e de que forma o

deverá fazer, nomeadamente, a informação que se destina a permitir à ERSE supervisionar o seu funcionamento.

O Regulamento do Despacho estabelecerá portanto a forma como o despacho efectuado será divulgado e como poderá ser questionado pelos intervenientes interessados.

Situações de Emergência

O Regulamento do Despacho deverá prever a actuação do Despacho em situações de excepção ou de emergência que poderão pôr em causa não só a segurança da rede como também a segurança de pessoas e bens (incidentes nas centrais ou linhas, acidentes da natureza, ou outros). Sendo assim, o Regulamento do Despacho deverá definir os seguintes procedimentos:

- de despacho em situação de indisponibilidade fortuita de um grupo gerador ou em situação de disparo de uma linha;
- de actuação através das interligações e troca de informação com o Operador do Sistema Espanhol;
- de exploração das centrais fora da ordem de mérito, necessário por questões de força maior ou de segurança da rede de transporte ou outras causas pontuais;
- em casos de força maior;
- de deslastre de cargas em situação de incidente;
- de exploração de albufeiras em situações excepcionais;
- de diálogo com a protecção civil em caso de necessidade;
- justificativos da actuação do Despacho em situações de excepção.

Equipamento de Comando, Controlo, Protecção e Medida

O Regulamento do Despacho fará uma referência às necessidades de equipamento que deverá estar disponível e operacional para que o Despacho possa cumprir as suas funções. O equipamento necessário será permanentemente actualizado de acordo com a evolução tecnológica do próprio Despacho Nacional. No essencial trata-se de equipamento relacionado com:

- a comunicação entre as centrais e o Despacho;
- a regulação automática de tensão e de frequência;
- a contagem da energia activa e reactiva transitada, ou os sistemas de telecontagem e de telemedida e de recolha de informação em geral;
- o apoio à decisão;
- o telecomando.

Ensaios e Testes

O Regulamento do Despacho estabelecerá o conjunto de ensaios e testes que podem ser efectuados a pedido do Despacho com a intenção de verificar o adequado funcionamento de grupos electroprodutores. Os testes e os ensaios a efectuar relacionam-se essencialmente com:

- a segurança do equipamento que tenha implicações na segurança do sistema;
- a fiabilidade dos grupos de acordo com as suas características;
- as características operacionais dos grupos, isto é, os parâmetros dinâmicos;
- a disponibilidade efectiva dos grupos, para produzir energia activa de acordo com a potência contratada, a disponibilidade de fornecer energia reactiva e serviços complementares ou especiais.

O regulamento deve prever também, de acordo com os objectivos com que são efectuados os testes ou ensaios, quais as consequências práticas dos resultados obtidos nesses mesmos testes e como devem ser aplicadas, incluindo a definição de prazos para proceder a reparações, o estabelecimento de penalizações, etc..

5.4 REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

5.4.1 ÂMBITO

De acordo com o DL nº 182/95, as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes do SEP e à rede de interligação devem obedecer às regras estabelecidas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

A legislação estabelece também que a elaboração do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, bem como as suas actualizações, é da competência da ERSE.

Prevê, ainda, que as entidades que tenham acesso às redes do SEP, bem como os titulares dessas redes, fiquem obrigados ao cumprimento das disposições do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

O acesso às redes do SEP e à rede de interligação

O acesso às redes do SEP é permitido, sem prejuízo da prossecução do interesse público do SEP, às entidades que integram o SENV. Para esse efeito deverão ser acordadas entre os interessados e a entidade concessionária da RNT ou as entidades titulares de licenças de distribuição em MT e AT, as condições nas quais é permitida a utilização das instalações e redes constituintes do SEP, nos termos estabelecidos no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

O acesso à rede de interligação pelas entidades que integram o SENV processa-se através da contratação da utilização de parcelas de capacidade da rede de interligação com a finalidade de importar ou exportar energia eléctrica e cuja regulamentação será estabelecida no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

A legislação prevê, adicionalmente, alguns princípios base, de acordo com os quais se deve processar o acesso às redes e às interligações:

- as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT e a entidade concessionária da RNT, devem proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória, o acesso à respectiva rede de distribuição em MT e AT e à rede de transporte, desde que haja capacidade disponível para o efeito, sem afectar os níveis regulamentares de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento do SEP;
- devem fixar os termos em que é definida a retribuição, a receber pelas entidades do SEP que proporcionam acesso às suas redes e interligações, pela utilização das suas instalações e serviços;
- devem ser identificados os procedimentos, a adoptar pelas entidades responsáveis pelas redes do SEP quando não haja capacidade disponível para

proporcionar o acesso às redes, e as informações que essas entidades devem prestar para justificar tal facto. Devem igualmente ser identificados os procedimentos a adoptar quando, para proporcionar o acesso solicitado, seja necessário proceder ao reforço da rede de distribuição em MT e AT ou da rede de transporte já existente;

- a exploração da RNT é atribuída por concessão em regime de exclusividade, sendo as suas actividades consideradas de utilidade pública (regime de serviço público), sem prejuízo do exercício por terceiros do direito de acesso à rede;
- devem estabelecer, para além das condições em que o acesso é facultado ou restringido, as regras a respeitar para assegurar a função de estabilidade do sistema desempenhada pela rede de interligação. Deve definir também as regras do processo de rateio na utilização da rede de interligação caso o mesmo se revele necessário;
- a regulamentação da utilização das interligações pressupõe um princípio de reciprocidade, por parte das entidades responsáveis pela gestão das redes com que o SEN se interliga.

5.4.2 CONTEÚDO

O acesso às redes e às interligações é a pedra chave de introdução de concorrência no sector eléctrico. O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações é o instrumento catalisador da construção do SEN. Nele serão estabelecidas as regras que permitam a produtores do SENV escoar a sua produção através das redes do SEP, e que possibilitem, de igual forma, a clientes do SENV escolher o produtor com o qual pretendam estabelecer acordos de abastecimento de energia eléctrica.

A legislação existente prevê a instalação de novos meios de produção de energia eléctrica no SENV, através de um pedido de licença de produção e contempla a possibilidade de passagem de um conjunto de clientes do SEP (grandes clientes) a este sistema. No entanto, o SENV só irá funcionar quando houver acesso ao mercado, ou seja, o estabelecimento de regras transparentes e não discriminatórias de acesso às redes e às interligações.

O objectivo do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações é, fundamentalmente, estabelecer o conjunto de regras e condições mediante as quais os diversos intervenientes do SENV poderão utilizar as redes de transporte, de distribuição e de interligação para o cumprimento de contratos comerciais que tenham celebrado entre si, e de que forma poderão pagar à entidade concessionária da RNT e às entidades titulares de licença de distribuição vinculada pelos serviços fornecidos e pela disponibilização das suas redes e interligações.

O Direito ao Acesso às Redes e às Interligações

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações estabelecerá os direitos e obrigações relacionadas com o acesso às redes e às interligações, nomeadamente:

- as condições em que o acesso é facultado ou restringido, tendo em conta a capacidade de transporte disponível nas redes no momento em que o pedido é formulado, e em períodos futuros;
- as condições de cessação do direito ao acesso;
- as obrigações da entidade utilizadora das redes e das interligações após a resposta favorável a um pedido de acesso;

e identificará também, em conformidade com a legislação:

- os intervenientes com direito ao acesso, e quais as condições a que devem obedecer;
- as entidades obrigadas a dar acesso e em que condições o devem fazer.

As condições de acesso serão estabelecidas através de um conjunto de regras simples, transparentes e não discriminatórias. No regulamento serão identificados os mecanismos que permitem fiscalizar o cumprimento das regras de acesso e qual a actuação possível em caso de incumprimento, nomeadamente em que condições poderá ser solicitado o apoio à entidade concessionária da RNT, às entidades titulares de licenças de distribuição vinculada ou às entidades titulares de licença não vinculada.

Procedimentos do pedido de acesso às redes e às interligações

O regulamento esclarecerá as formalidades subjacentes a um pedido de acesso, nomeadamente:

- a quem e em que termos deverá ser formulado o pedido;
- quem concentrará os pedidos formulados, e fará a sua gestão, em relação à capacidade disponível na rede em cada momento;
- definição da duração do acesso (máximo ou mínimo) associados a cada pedido;
- quais as condições de aceitação ou recusa;
- quais as justificações em caso de recusa;
- quais as possibilidades de recurso da entidade a quem for recusado o acesso;
- em que condições poderá o pedido de acesso ser reanalisado e quanto tempo depois poderá dar entrada outro pedido.

O regulamento definirá os procedimentos a implementar quando a recusa de acesso for fundada na falta de capacidade disponível na rede, como seja:

- em que condições existirá obrigatoriedade de proceder ao reforço da rede existente;
- a definição de prazos de execução dos investimentos necessários ao referido reforço;
- a comparticipação nos investimentos no reforço da rede;
- a obrigatoriedade de pagamento de montante mínimo ou por períodos mínimos da tarifa de acesso ou de uso do sistema.

Condições Técnicas de Acesso às Redes e Interligações

O regulamento estabelecerá as condições técnicas de acesso às redes e às interligações, nomeadamente:

- a definição das condições técnicas gerais de acesso;
- os procedimentos em caso de incidente;
- a condução de ensaios;
- a definição do equipamento necessário para os diversos tipos de ligação (órgãos de manobra, telecomando, protecções, aparelhos de medida, etc.);
- os procedimentos de fornecimento de informação, definição das ligações informáticas e de telecomunicações.

Acesso às Interligações

No que se refere ao acesso às interligações, e dada a sua função primordial de manutenção da segurança e estabilidade do SEN, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações terá adicionalmente outras preocupações:

- as regras para o estabelecimento da capacidade de interligação que ficará reservada para o cumprimento das funções de segurança e estabilidade do sistema e a periodicidade com que será redefinida;
- os procedimentos, critérios e periodicidade de divisão da restante capacidade de interligação pelos diversos intervenientes por forma a permitir-lhes estabelecer contratos de importação ou exportação de energia eléctrica;
- o tratamento a dar às entidades afectadas, em termos da manutenção do abastecimento alternativo dos clientes e/ou de eventuais indemnizações a pagar quando por razões de segurança ou estabilidade da rede, a parcela livre para efeitos comerciais fique temporariamente reduzida.

Condições Comerciais de Acesso

As entidades do SEP que proporcionem acesso às suas redes e interligações terão direito a uma remuneração adequada que lhes permita:

- rentabilizar o capital investido na construção das redes e interligações incluindo a capacidade de reserva necessária ao cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos;
- recuperar os custos de operação e manutenção das redes, e os custos associados à actividade comercial (medição, facturação e gestão dos pedidos de acesso).

As Tarifas a Pagar pelo Acesso à Rede e pelo Uso da Rede e os Incentivos Inerentes

O preço a estabelecer para pagamento pelo acesso e utilização das redes deverá obedecer a determinadas características:

- incentivar a utilização eficiente das redes pelos diversos intervenientes;
- proporcionar uma sinalização adequada à correcta localização geográfica de produtores e clientes em função da rede já existente e da sua utilização de momento e perspectivas de evolução futura;
- ser simples, verificável;
- ser estável, justo e não discriminatório;
- não causar distorções entre os utilizadores.

Um dos incentivos que eventualmente se pretende dar aos utilizadores das redes está relacionado com a sinalização de um adequado posicionamento geográfico do utilizador, podendo ser obtido:

- através da tarifa de uso de redes, desde que estas sejam diferenciadas geograficamente e que o pagamento pela utilização das redes seja dependente do ponto de entrada e/ou de saída na rede em função da capacidade da rede nessa zona;
- pela diferenciação das tarifas de acesso à rede, que serão então estabelecidas em função da capacidade de transporte disponível na zona em que o acesso for pedido.

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações definirá a forma como os diversos incentivos à eficiente utilização dos sistemas de transporte, distribuição e interligações poderão ser alcançados através de uma adequada definição das tarifas em jogo.

Os pagamentos pelo acesso e uso das redes poderão, como já referido, revestir-se de diversas formas consoante os objectivos e os sinais económicos que se pretendam transmitir ao mercado. Julga-se importante que, embora simples, o sistema a implementar permita conjugar: por um lado, penalizar o utilizador das redes por este se situar mais ou menos distante do seu fornecedor e, por outro, dar-lhe um sinal económico adequado que tenha em conta a capacidade das redes na zona onde se pretende instalar.

Este objectivo fundamental poder ser alcançado por formas diversas de pagamento:

- pelo acesso às redes e/ou às interligações, que se relaciona directamente com o direito ao acesso à rede numa zona específica da rede. É um pagamento que poderá ser:
  - ♦ executado de uma vez só, ou em prestações mensais fixas ou variáveis;
  - ♦ função da capacidade da rede nessa zona no momento do pedido, das necessidades de investimento futuro, ou dos planos de expansão da rede já estabelecidos para aquela área, etc.;
  - ♦ variável ao longo do tempo, em função da capacidade da rede ou dos pedidos de acesso para aquela zona;
  - ♦ utilizado como forma de encurtar os tempos mínimos obrigatórios (estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais) de passagem de um cliente do sistema vinculado ao sistema não vinculado, etc..

- pelo uso do sistema de transporte e/ou distribuição que se relaciona com a utilização das redes e interligações, os serviços prestados pelas redes. Poderá ser um pagamento:

  - ♦ independente da zona de acesso;
  - ♦ diferenciado geograficamente, função do ponto de injecção de energia na rede e do ponto de recepção;
  - ♦ dependente da distância “eléctrica” entre a injecção e a recepção mas independente da localização do produtor e do cliente;
  - ♦ função da potência máxima contratada (ou tomada), da energia fornecida, ou de outras formas mistas;
  - ♦ mensal fixo ou variável de acordo com a sazonalidade, etc..

- formas mistas - que incorporem as duas formas anteriormente referidas e sejam definidas pela conjugação de critérios diversos.

Em resumo, trata-se, fundamentalmente, de um problema de repartição dos custos pelos diversos utilizadores de forma justa, em termos quantitativos e temporais.

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações irá estabelecer as regras de repartição dos custos em que incorre o sistema de transporte e/ou de distribuição pela disponibilização das suas redes e serviços, pelas tarifas de “acesso à rede” e “uso da rede”, e as regras de atribuição destas tarifas a um novo utilizador das redes (ou a um cliente do SEP que queira passar ao SENV).

É importante salientar que as tarifas referidas no ponto anterior não pretendem recuperar os custos associados à ligação à rede em activos de uso exclusivo do utilizador.

As condições comerciais de ligação às redes e os respectivos pagamentos são analisadas no Regulamento de Relações Comerciais.

5.5 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

5.5.1 ÂMBITO

A legislação em vigor para o sector eléctrico prevê a elaboração de um Regulamento da Qualidade de Serviço, cuja publicação é da responsabilidade da DGE, cabendo à ERSE a preparação de uma proposta sobre disposições de natureza comercial. À ERSE competirá ainda, nos termos do DL nº 187/95, a verificação da integral aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço.

A legislação em vigor prevê que o Regulamento da Qualidade de Serviço estabeleça padrões de qualidade a respeitar na prestação dos seguintes serviços:

- serviço prestado pelas entidades do SEP aos respectivos clientes;
- fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP;
- serviço de distribuição aos consumidores ligados às redes de distribuição vinculada;
- fornecimento e entrega de energia pela concessionária da Rede Nacional de Transporte;
- serviço de transporte de energia eléctrica.

Nos termos do DL nº 187/95, a não verificação dos padrões mínimos de qualidade poderá levar à fixação de mecanismos de compensação aos consumidores afectados.

5.5.2 CONTEÚDO

O Regulamento da Qualidade de Serviço deverá contribuir decisivamente para que sejam alcançados, entre outros, os seguintes objectivos:

- assegurar um nível de qualidade adequado na prestação do serviço público de fornecimento de energia eléctrica;
- consagrar direitos e mecanismos para que os consumidores possam exigir um nível adequado de qualidade;
- estabelecer procedimentos de controlo da qualidade de serviço;
- definir responsabilidades claras, em matéria de qualidade de serviço, para as empresas eléctricas, consumidores e entidades responsáveis pela regulação do sector eléctrico a fim de garantir a necessária compatibilidade electromagnética nas redes eléctricas.

Seguidamente referem-se os Decretos-Lei que enquadram a elaboração do Regulamento da Qualidade de Serviço, chamando a atenção para alguns dos artigos que mais directamente abordam este assunto.

DL nº 182/95

O artigo 41º - “Regulamento da Qualidade de Serviço”, estabelece que:

- o serviço prestado pelas entidades do SEP aos respectivos clientes deve obedecer aos padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço;
- os padrões de qualidade de serviço poderão ser globais ou específicos das categorias de consumidores ou, ainda, variarem de acordo com circunstâncias locais;
- a elaboração do Regulamento da Qualidade de Serviço, bem como das suas actualizações, é da competência da DGE, a qual na sua preparação, deve solicitar proposta à Entidade Reguladora, para as disposições de natureza comercial;
- para as disposições de natureza técnica, a DGE consultará a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica.

O artigo 63º - “Regulamentação”, estabelece que o Regulamento da Qualidade de Serviço será aprovado pela DGE.

DL nº 184/95

O artigo 8º - “Qualidade de Serviço”, refere que “o fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEP e a prestação do serviço de distribuição aos consumidores ligados às redes de distribuição vinculada devem obedecer a padrões de qualidade de serviço a estabelecer no Regulamento da Qualidade de Serviço”.

O artigo 32º - “Deveres”, refere na alínea a) ser dever dos titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica “fornecer a energia eléctrica a quem lha requisitar, dentro da sua área de actuação, nas condições estabelecidas nos contratos de vinculação, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento da Qualidade de Serviço”.

DL nº 185/95

O artigo 13º - “Qualidade de Serviço”, refere que “o fornecimento e a entrega de energia eléctrica pela concessionária e a prestação do serviço de transporte devem obedecer a padrões de qualidade de serviço a estabelecer no Regulamento da Qualidade de Serviço”.

DL nº 187/95

Estabelece no seu artigo 5º - “Regulamento da Qualidade de Serviço”, o seguinte:

- sem prejuízo do disposto no artigo 41º do DL nº 182/95, compete à ERSE a preparação de uma proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como a sua integral aplicação;
- na preparação da proposta para as disposições de natureza comercial, a ERSE deve consultar a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica;
- a ERSE pode determinar que a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica compensem os consumidores quando os padrões de qualidade de serviço não forem cumpridos.

O artigo 9º - "Queixas dos consumidores" determina que "A Entidade Reguladora pode, regularmente, inspeccionar os registos das reclamações dos consumidores apresentadas, nos termos dos diplomas que estabelecem o regime jurídico do exercício das actividades de transporte e distribuição, à entidade concessionária da RNT e às entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição e seleccionar exemplos de queixas que se integrem no âmbito das suas competências para posterior investigação".

5.6 REGULAMENTO DA REDE DE TRANSPORTE

Compete à DGE a preparação e emissão do Regulamento da Rede de Transporte.

O nº1 do artigo 20º do DL nº 182/95 indica que "A realização de manobras, a programação e a realização de consignações, bem como a definição das condições técnicas de ligação e de exploração da RNT, devem obedecer às regras estabelecidas no Regulamento da Rede de Transporte".

O nº5 do artigo 16º do DL nº 184/95 refere que a actividade de importação através de linhas directas de uma parcela das necessidades de potência e energia das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT "deve ser efectuada em condições técnicas que permitam um efectivo controlo da potência e energia transitadas, por forma a respeitar os limites referidos nos nºs 3 e 4 e a evitar interferências na exploração da RNT, nos termos previstos no Regulamento da Rede de Transporte."

O nº1 do artigo 14º do DL nº 185/95 indica que:

"A ligação das instalações de produção, distribuição ou consumo à RNT deve assegurar, em condições técnicas e economicamente adequadas, a transmissão da potência máxima previsível, assim como o seu controlo, e ser efectuada nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Rede de Transporte."

5.7 REGULAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Compete à DGE a preparação e emissão do Regulamento da Rede de Distribuição.

De acordo com o nº1 do artigo 33º do DL nº 182/95, o Regulamento da Rede de Distribuição deve estabelecer "As condições técnicas de ligação à rede de distribuição, bem como as condições para a sua exploração".

O nº2 do artigo 5º do DL nº 184/95 menciona igualmente o Regulamento da Rede de Distribuição, mas não especifica os aspectos que ele deve contemplar:

"O fornecimento de energia eléctrica deve obedecer às condições estabelecidas nos contratos de vinculação previstos no presente diploma, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Rede de Distribuição."

Já o nº4 do artigo 10º do DL nº 184/95 indica alguns aspectos a contemplar neste Regulamento:

"A ligação à rede receptora ou às instalações do consumidor deve ser feita por forma a assegurar, em condições técnicas satisfatórias, a transmissão da potência máxima previsível, assim como o seu controlo, nos termos do Regulamento da Rede de Distribuição."

Secção 3

QUESTÕES A DEBATER

6. QUESTÕES GERAIS DE REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

Para a elaboração dos regulamentos é fundamental clarificar algumas questões de natureza geral, que irão determinar de forma significativa o estilo de regulamentação, e que interessa portanto analisar e discutir.

São questões que se aplicam a todos os regulamentos e que têm a ver com os seguintes aspectos:

- grau de detalhe da regulamentação;
- flexibilidade de ajustamento a situações não previstas;
- ritmo de introdução das mudanças;
- equilíbrio entre os objectivos de curto e longo prazo.

6.1 GRAU DE DETALHE E FLEXIBILIDADE

No que se refere ao grau de detalhe da regulamentação e à flexibilidade, as questões fundamentais em causa poderão ser formuladas do seguinte modo:

- pretende-se uma regulação explícita, exaustiva, *ex-ante*, ou, pelo contrário, apenas uma definição antecipada das regras e procedimentos mais significativos deixando ao regulador uma maior intervenção *ex-post*?
- que flexibilidade deve ser contemplada, que capacidade de adaptação e margem de manobra deve ser deixada aos agentes?

A legislação em vigor, ao definir de uma forma já bastante desenvolvida os princípios gerais da regulação nos Decretos-Lei de Julho de 1995 e nas alterações posteriores, e ao prever ainda a existência de sete regulamentos parece apontar para uma regulação explícita, exaustiva.

Acresce ainda que a legislação enquadra já o conteúdo de cada um dos regulamentos.

No entanto, o grau de detalhe desta regulamentação poderá ser maior ou menor, dando origem a uma regulação mais pesada ou mais ligeira.

Poder-se-á optar entre um maior ou um menor detalhe nas situações que possam ocorrer ou na definição das regras.

Em resumo, poder-se-á optar entre:

- uma análise exaustiva de todas as situações possíveis com definição da solução para cada uma;
- ou uma regulamentação cobrindo apenas as situações mais prováveis e deixando liberdade para decisão futura sobre situações que vão surgindo e se afastem do previsto,

e também entre:

- uma definição de regras que cubram com profundidade todos os aspectos e deixem pouca margem de manobra para os vários intervenientes;
- ou o estabelecimento dos princípios gerais e das regras mais importantes dando liberdade aos intervenientes para fazerem propostas que julguem enquadrar-se nos referidos princípios.

Nesta escolha será importante ter em conta os seguintes aspectos:

- nível de conflitualidade potencial;
- nível de previsibilidade;
- riscos a que ficam expostos os agentes económicos;
- flexibilidade de ajustamento;
- grau de discricionaridade do regulador.

A opção por uma regulação mais pesada, com definição de todas as situações e aspectos, aumenta o grau de previsibilidade quanto à evolução das principais variáveis do sector e diminui os riscos que decorrem duma menor previsibilidade quanto às decisões a tomar pelo regulador.

Em contrapartida, uma regulação mais leve, apenas com definição das situações mais prováveis e das regras mais importantes, permite uma maior flexibilidade na adaptação a nova situações, dá mais liberdade às empresas reguladas e fomenta a procura de soluções mais adequadas. No entanto, poderá contribuir para uma maior conflitualidade na medida em que poderão surgir situações não totalmente regulamentadas onde os interesses em presença não serão necessariamente coincidentes.

6.2 RITMO DE INTRODUÇÃO DAS MUDANÇAS

O ritmo a que serão introduzidas as mudanças que decorrem do novo enquadramento jurídico do sector constitui também uma questão importante na elaboração dos regulamentos.

A opção a considerar será, em termos simples, entre uma mudança gradual ou uma mudança radical.

Pretende-se, por exemplo, um desenvolvimento potencialmente rápido do SENV, estabelecendo desde já níveis de admissibilidade baixos e fomentando rapidamente uma acrescida concorrência no sector ou, pelo contrário, pretende-se uma abertura gradual evitando capacidades em excesso que se traduzem por custos ociosos (“stranded costs”)?

Nesta escolha entre gradualismo ou radicalismo interessará ter em conta os seguintes aspectos:

- custos;
- prazos mínimos para alterações necessárias;
- prazos para percepção da mudança;
- resistência à mudança e eternização de soluções transitórias.

Uma mudança gradual permite aos agentes uma maior possibilidade de adaptação, designadamente se tiverem necessidade de proceder a alterações de procedimentos, administrativos ou outros, ou a alterações em aparelhos de medição e controlo. Permite também uma adaptação das expectativas dos agentes, dando-lhes mais tempo para ajustamento de objectivos, se necessário. Finalmente, permite uma adaptação da própria mudança à experiência de aplicação.

Em contrapartida, o gradualismo apresenta o risco de não se ultrapassarem fases iniciais ou intermédias na medida em que se perpetuem procedimentos que se pretendia fossem apenas provisórios. Obriga, para minimizar este risco, a uma caracterização e calendarização, desde o início, das várias fases.

6.3 EQUILÍBRIO ENTRE OS OBJECTIVOS DE CURTO E LONGO PRAZO

O equilíbrio entre os objectivos de curto e longo prazo será um outro aspecto a ter em conta na elaboração dos regulamentos.

Com efeito, sendo o sector eléctrico capital-intensivo, com dificuldade de adaptação no curto prazo, dado que as instalações exigem longos prazos de construção, apresentam durações de vida significativas e não são facilmente adaptáveis a outras utilizações, não é suficiente analisar o impacte das medidas no curto prazo, sendo também necessário identificar qual o potencial impacte no longo prazo.

O preço e a qualidade de serviço exigida constituem dois exemplos de variáveis onde a análise dos impactes a curto e a longo prazo é indispensável.

Com efeito, a definição do preço da electricidade para o curto prazo determina o que os consumidores pagam hoje e qual a rendibilidade que as empresas reguladas obtêm. No entanto, esta rendibilidade condiciona os investimentos que as empresas levam a efeito, com consequência no nível de qualidade de serviço no longo prazo.

Por outro lado, a definição de padrões de qualidade de serviço, designadamente dos que se pretendem alcançar no médio/longo prazo, determina o nível de investimentos a efectuar, os custos das empresas reguladas no futuro e influencia também o nível de preços da electricidade associado a determinada rendibilidade.

Um equilíbrio entre os preços da electricidade no curto prazo e os níveis de qualidade e segurança do abastecimento no médio/longo prazo terá de ser encontrado.

7. QUESTÕES ESPECÍFICAS

7.1 TARIFAS

7.1.1 TARIFAS REGULADAS

De acordo com a legislação do sector eléctrico, estão sujeitas a regulação com fixação de tarifas as seguintes transacções (capítulo 5.1):

- fornecimento de energia eléctrica da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) às entidades detentoras de licenças vinculadas de distribuição de energia eléctrica em alta e média tensão (AT,MT);
- fornecimento de energia eléctrica das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em AT e MT aos titulares de licença vinculada de distribuição em baixa tensão (BT) que operam na respectiva zona de distribuição;
- fornecimento de energia eléctrica das entidades concessionárias de licença vinculada de distribuição aos clientes finais;
- acesso das entidades intervenientes no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) à rede nacional de transporte e às interligações;
- acesso das entidades intervenientes no SENV às redes de distribuição do SEP em AT e MT.

7.1.2 QUESTÕES FUNDAMENTAIS

Para definir cada uma das tarifas é necessário estabelecer o montante global que cada tarifa deve proporcionar e a repartição deste montante entre os agentes económicos a quem é fornecida a energia eléctrica ou prestado o serviço.

A definição do montante global a obter por cada uma das tarifas determina o que habitualmente se designa como o nível das tarifas. Deve corresponder aos custos que se considera que a tarifa deve cobrir, incluindo a remuneração do capital. Determina também o posicionamento relativo das várias tarifas, na medida em que se define se determinado custo deve ser coberto por esta ou aquela tarifa.

A definição da repartição do montante global determina a estrutura de cada uma das tarifas. Obriga à escolha das variáveis com que será responsabilizado cada agente económico, designadamente energia activa, potência e energia reactiva nos vários períodos horários, dias da semana ou meses do ano.

Na definição do nível e estrutura de cada uma das tarifas surgem diversas questões para as quais se torna necessário proceder a uma escolha entre várias opções.

Neste capítulo indicam-se as questões consideradas mais relevantes e analisam-se potenciais soluções.

De uma forma sucinta, as questões principais são as seguintes:

- que forma de regulação tarifária deve ser adoptada?
- como devem ser separados os custos das empresas reguladas?
- que custos devem ser cobertos por cada tarifa?
- que estrutura deve ser adoptada para cada uma das tarifas?
- que procedimentos é necessário definir e calendarizar com vista ao estabelecimento periódico das tarifas e a outras alterações não periódicas, incluindo a revisão do próprio Regulamento Tarifário?

7.1.3 FORMA DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

A definição do tipo de regulação constitui uma das questões principais. Como foi referido, pretende-se estabelecer um regime de fixação das tarifas reguladas que seja conhecido, compreendido e verificável por todos (transparência), que proporcione preços justos, que incentive as empresas a uma gestão eficiente dos recursos, que transmita aos consumidores sinais adequados visando também uma utilização racional e eficiente dos recursos, que proporcione às empresas do sector uma adequada rendibilidade dos capitais.

No capítulo 3 foram referidos diversos tipos de regulação, sendo de sublinhar como aspectos importantes na decisão: a existência de incentivos adequados a que a empresa actue com eficiência, a simplicidade, os custos administrativos associados e a informação de que o regulador dispõe sobre as empresas.

O tipo de regulação a instituir poderá não ser o mesmo para todas as empresas ou para todos os custos. Será necessário ter em linha de conta as características diferentes das empresas e dos custos em causa.

De salientar que não há uma solução que só apresente vantagens e seja isenta de desvantagens ou dificuldades. Todas as soluções apresentam aspectos negativos, pelo que será necessário ponderar todos os aspectos de cada tipo de solução.

Em resumo, a questão fundamental que se coloca é a de escolher o tipo de regulação para cada empresa ou actividade. Uma regulação por taxa de rendibilidade? Uma regulação directa dos preços? Uma regulação mista?

7.1.4 SEPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS CUSTOS

Separação dos Custos

A separação dos custos em várias "parcelas" é necessária para a definição do montante a recuperar por cada uma das tarifas. Pode também ser um elemento importante na definição das estruturas tarifárias na medida em que, por exemplo, se considere que determinada parcela deva ser repartida de acordo com a energia enquanto que outra parcela deva ser repartida de acordo com a potência.

A legislação em vigor aponta já para a existência das seguintes parcelas:

- aquisição de energia eléctrica pela entidade concessionária da RNT;
- uso global do sistema;
- uso da rede de transporte;
- encargos com a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE);
- encargos com a adesão de clientes a eventuais cláusulas do sistema tarifário que não possam ser recuperadas pelas entidades do SEP por outros meios;
- uso da rede de distribuição;
- uso do sistema comercial de distribuição.

Nesta discriminação, a parcela "Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT" poderia englobar:

- os custos de aquisição de energia eléctrica (incluindo a parcela potência) a produtores vinculados, decorrentes dos respectivos Contratos de Aquisição de Energia, com excepção dos custos relativos à aquisição de serviços complementares e especiais atribuídos à parcela "Uso Global do Sistema";
- os custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados, líquidos de eventuais pagamentos feitos por estes, relativos a comparticipação em serviços complementares e especiais;
- os custos de importação de energia eléctrica, líquidos dos proveitos associados a exportações de energia eléctrica;
- as transferências de e para a conta de Correcção de Hidraulicidade;
- os custos correspondentes a terrenos para centros produtores, propriedade da entidade concessionária da RNT;
- os custos de estrutura imputáveis a esta actividade.

A parcela "Uso Global do Sistema" poderia englobar:

- os custos associados ao Despacho;
- parte dos custos com telecomunicações e telecontrolo para o acerto de contas;
- os custos associados a serviços complementares e especiais;
- os custos associados ao sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV;
- os sobrecustos de aquisição de energia eléctrica aos produtores do Sistema Eléctrico Independente (SEI) com excepção dos não vinculados (produção em regime especial).
- os custos de estrutura imputáveis a esta actividade.

A parcela “Uso da Rede de Transporte” poderia englobar:

- os custos com a rede de transporte, designadamente os custos de operação e manutenção, as amortizações e a remuneração dos activos (deduzidos das eventuais imputações de custos das interligações a outras actividades);
- parte dos custos com telecomunicações e telecontrolo, necessária para a operação da rede de transporte;
- os custos de estrutura imputáveis a esta actividade, em condições a definir.

A parcela “Uso da Rede de Distribuição” poderia englobar:

- os custos com as redes de distribuição, designadamente os custos de operação e manutenção, as amortizações e a remuneração dos activos;
- os custos de estrutura imputáveis a esta actividade, em condições a definir.

A parcela “Uso do Sistema Comercial da Distribuição” poderia englobar:

- os custos associados ao relacionamento com os consumidores;
- os custos correspondentes a débitos dos consumidores;
- os custos com a leitura, facturação e cobrança;
- os custos associados à aparelhagem de medida;
- os custos associados a análise de fraudes, vistorias e piquete.

A parcela “Encargos com a Adesão de Clientes a Eventuais Cláusulas do Sistema Tarifário que não possam ser Recuperadas pelas Entidades do SEP por Outros Meios” poderia englobar os descontos associados a cláusulas de interruptibilidade.

Haverá ainda que considerar uma outra parcela que se poderia denominar “Aquisição Complementar de Energia Eléctrica pelos Distribuidores” e que, tal como o nome indica, incluiria os custos de aquisição dos titulares de licença vinculada de distribuição a produtores do SENV e a fornecedores estrangeiros.

Serviços Complementares e Especiais

Uma das dificuldades nesta repartição de custos corresponde à caracterização e quantificação dos custos associados a um conjunto de serviços necessários para operar o sistema, a incluir na parcela “Uso Global do Sistema”.

Trata-se de serviços necessários para garantir a existência de oferta em quantidade exactamente igual à procura em cada instante e manter a qualidade em termos de frequência e tensão.

Numa primeira caracterização, é usual agrupar estes serviços em dois grupos:

- energia reactiva — necessária para manter a tensão dentro de valores aceitáveis;

- margem operativa — necessária para ajustar a oferta à procura em cada instante, mantendo a frequência constante, tendo em conta não só as flutuações normais da carga mas também as potenciais avarias na produção (reserva girante, reserva quente, ...).

Os produtores do SEP contribuem para o fornecimento destes serviços, sendo remunerados de acordo com o estabelecido no respectivo Contrato de Aquisição de Energia Eléctrica.

Os produtores do SEI poderão ou não contribuir também para o fornecimento destes serviços. Caso forneçam serviços, será necessário definir a remuneração a pagar pela REN pelo respectivo fornecimento.

Interligações

As interligações entre as redes de Portugal e Espanha permitem efectuar diversos serviços, designadamente:

- o transporte de energia de Espanha para Portugal e vice-versa;
- a manutenção da estabilidade e segurança do sistema eléctrico nacional, papel equivalente à aquisição de serviços complementares e especiais.

Os custos correspondentes às interligações poderão ser incluídos na parcela “Uso da Rede de Transporte”. Neste caso, serão repartidos pelos consumidores do SEP e pelos elementos do SENV da mesma forma que os custos da rede de transporte. Trata-se de uma solução simples que, no entanto, suscita algumas dificuldades:

- por um lado, não atende às funções da rede de interligação acima referidas, que poderiam apontar para uma repartição dos custos entre as parcelas “Uso da Rede de Transporte” e “Uso Global do Sistema”;

- por outro lado, não discrimina entre os produtores localizados em Portugal vendendo para consumidores em Portugal e os produtores localizados no estrangeiro que utilizam as interligações.

É, pois, necessário definir se os custos relativos às interligações serão:

- integrados na parcela “Uso da Rede de Transporte”;
- repartidos entre as parcelas “Uso da Rede de Transporte” e “Uso Global do Sistema;
- considerados separadamente.

Perdas

A veiculação de energia eléctrica nas redes do SEP é efectuada com perdas nas linhas e nos transformadores, obrigando a uma produção superior ao consumo.

Este custo adicional de produção terá de ser repartido entre os consumidores, desejavelmente de acordo com a sua responsabilidade para a existência destas perdas. Assim, o custo imputado deverá ser maior para um kWh fornecido em baixa tensão do que em alta tensão. Por outro lado, deverá ser maior para um kWh fornecido nos períodos em que os custos de produção são mais elevados, geralmente também coincidentes com uma maior carga na rede.

A utilização das redes do SEP pelos agentes do sistema não vinculado para veiculação de energia eléctrica origina também perdas que terão de ser suportadas por estes.

Para o efeito, poderão ser consideradas várias hipóteses:

- pagamento separado das perdas;
- referenciação dos consumos à produção, procedendo-se ao acerto de contas entre o produzido e o consumido ao nível da produção;
- inclusão nas parcelas “Uso da Rede de Transporte” e “Uso da Rede de Distribuição”.

Para efeitos de comparabilidade e transparência, interessará que o tratamento seguido para os consumidores do SEP seja idêntico, tanto quanto possível, ao adoptado para o sistema não vinculado.

Congestionamento

Na rede de transporte poderão existir restrições que obriguem a um despacho dos centros produtores diferente do despacho por ordem de mérito.
Neste caso, os respectivos sobrecustos de produção poderiam ser imputados à parcela “Uso da Rede de Transporte”, sendo deduzidos na parcela “Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT” .

Compras a Produtores do SEI com Excepção dos Não Vinculados

A produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA de potência aparente instalada, a partir de outras energias renováveis ou em instalações de cogeração é regulada por legislação específica, estabelecendo designadamente as tarifas de venda desta produção ao SEP.

No sentido de fomentar este tipo de produção, por razões de política energética ou outra, poderão ser estabelecidas tarifas que sejam superiores aos custos evitados, isto é, superiores aos custos que o SEP incorreria se produzisse a energia adquirida a estes produtores.

Interessará então definir se estes maiores custos deverão ser:

- integralmente repercutidos nas tarifas de venda a consumidores finais do SEP;
- repartidos entre o SEP e o SENV, eventualmente por inclusão na parcela “Uso Global do Sistema”.

No primeiro caso, penalizarão a concorrência entre o SEP e o SENV a favor do SENV.

No segundo caso, para além de não penalizar a concorrência entre o SEP e o SENV, a inclusão na parcela "Uso Global do Sistema" permitirá também evitar uma penalização dos distribuidores vinculados que adquiram uma maior parcela desta energia se a facturação dos produtores for feita aos distribuidores.

7.1.5 CUSTOS E TARIFAS

Definido o nível de separação dos custos, será necessário proceder a uma imputação das diversas parcelas de custos às várias tarifas.

A parcela "Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT" deverá ser imputada à tarifa de venda da concessionária da RNT aos distribuidores vinculados, que a repercutirão nas tarifas de venda a consumidores finais.

A parcela "Uso Global do Sistema" deverá ser distribuída entre a tarifa de venda da concessionária da RNT aos distribuidores vinculados (que repercutirão nas tarifas de venda a consumidores finais) e os agentes do SENV. Para o efeito, será necessário definir como se procederá a esta imputação, de acordo com a potência contratada ou outra, a energia activa ou outra variável.

A parcela "Uso da Rede de Transporte" deverá também ser distribuída entre a tarifa de venda da concessionária da RNT aos distribuidores vinculados (que repercutirão nas tarifas de venda a consumidores finais) e os agentes do SENV que utilizem o acesso à Rede de Transporte do SEP para veiculação de energia entre produtores e consumidores. As regras de imputação terão de ser estabelecidas.

A parcela "Uso da Rede de Distribuição" deverá ser distribuída entre as tarifas de venda a consumidores finais dos distribuidores vinculados e os agentes do SENV que utilizem o acesso às redes de distribuição do SEP para veiculação de energia eléctrica entre produtores e consumidores. Tal como nos casos anteriores, será necessário definir as regras de imputação correspondentes.

A parcela "Uso do Sistema Comercial da Distribuição" poderá ser atribuída exclusivamente às tarifas de venda a consumidores finais dos distribuidores vinculados ou repartida entre estas tarifas e os agentes do SENV. No caso de atribuição ao SENV, será necessário definir as regras de imputação correspondentes.

A parcela "Encargos com a Entidade Reguladora" poderá ser repartida entre o SEP e o SENV, podendo eventualmente e por simplificação ser incluída na parcela "Uso Global do Sistema".

A parcela “Encargos com a Adesão de Clientes a Eventuais Cláusulas do Sistema Tarifário que Não Possam Ser Recuperadas pelas Entidades do SEP por Outros Meios” deverá ser atribuída ao SEP e, eventualmente, ao SENV, de acordo com o conteúdo de cada um dos custos incluídos. No caso dos descontos decorrentes de cláusulas de interruptibilidade, por exemplo, poderão eventualmente ser englobados na parcela “Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT”.

Finalmente, a parcela “Aquisição Complementar de Energia Eléctrica pelos Distribuidores” deverá ser atribuída às tarifas de venda a consumidores finais dos distribuidores vinculados.

7.1.6 NÍVEL TARIFÁRIO

Estabelecido o tipo de regulação e as regras de imputação dos custos a cada uma das tarifas fica definido o nível tarifário, isto é, o montante que cada tarifa deve proporcionar.

Há questões, no entanto, que interessa clarificar a propósito desta fixação do nível tarifário.

Definidos os custos que cada tarifa deve cobrir poder-se-ia ser tentado a crer que todos os custos em causa devem ser cobertos pela tarifa respectiva. Recorde-se entretanto que se pretende uma regulação que induza uma gestão eficiente pelo que só deverão ser considerados custos que correspondam a uma tal gestão.

Será então necessário analisar com as empresas reguladas os custos, no sentido de identificar o que se entende por gestão eficiente. Neste domínio a comparação com empresas congéneres poderá ser importante porque permite avaliar as diferenças entre as empresas portuguesas sujeitas a regulação e as empresas de outros países, sendo necessário ressalvar as diferenças que poderão existir.

Será também relevante comparar os preços de venda de energia eléctrica praticados por empresas congéneres estrangeiras, que são o resultado da gestão, das condições de mercado e da rendibilidade obtida. Por outro lado, permitirá avaliar as preocupações dos consumidores portugueses, designadamente quanto à competitividade das empresas portuguesas face aos concorrentes estrangeiros e quanto às despesas das famílias portuguesas em electricidade.

7.1.7 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Definido o montante que cada tarifa deve proporcionar, será depois necessário estabelecer a respectiva contribuição de cada agente económico.

Como estabelecer esta contribuição? Igual para todos? Proporcional à energia consumida? Independentemente do momento em que é solicitada ou, pelo contrário, tendo em conta que o custo de produção não é constante, sendo maior nas horas de maior procura e menor nas de procura mais reduzida? Tomando também em consideração a utilização da potência que indica uma maior ou menor utilização da capacidade disponível ao nível da produção e das redes?

Tarifas de Venda a Consumidores Finais

Ao nível dos consumidores finais, a estrutura tarifária actual encontra-se descrita no capítulo 2.5.1. Trata-se de uma estrutura constituída tipicamente por um preço para a potência, um ou mais preços para a energia activa, um preço para a energia reactiva indutiva fora das horas de vazio e um outro para a energia reactiva capacitiva nas horas de vazio. Os preços dependem da tensão de fornecimento e há opções tarifárias para curtas, médias ou longas utilizações da potência. Em BT até 19,8 kVA e noutras situações particulares há uma estrutura mais simples.

Existindo esta estrutura, pode questionar-se se há razões para alterações mais ou menos significativas, designadamente: mudança nas regras de definição da potência facturada? alteração nos preços relativos? alteração na definição dos períodos tarifários? alteração nas tarifas sazonais? etc.

Existe também um regime especial para os consumidores que têm a possibilidade de reduzir a carga em pelo menos 4 MW, em períodos definidos pelo distribuidor com uma certa antecedência mínima e com duração e frequência limitadas. Aos consumidores que adiram a este regime é concedido um desconto na factura da electricidade calculado com base nos custos de produção de uma central de ponta. Há razões para proceder a alterações
neste regime?

Ainda ao nível dos consumidores finais, a evolução das tarifas em BT até
19,8 kVA tem sido diferente da evolução das restantes tarifas. Nos últimos anos verificou-se uma redução real das tarifas (acréscimo inferior à taxa de inflação, tendo sido registados decréscimos em alguns anos), sendo mais acentuada para as tarifas aplicadas a fornecimentos com potências superiores a 19,8 kVA. Antecipando esta maior redução, foi concedido um desconto aos maiores consumidores, a ser progressivamente anulado. Interessa estabelecer até onde se pretende conduzir esta correcção da posição relativa das tarifas.

Tarifas de Venda da Entidade Concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados

Aos fornecimentos da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados, tem sido aplicada uma tarifa com uma estrutura semelhante à da tarifa em AT de longas utilizações.

Para além das entregas normais em AT nas saídas das subestações MAT/AT da RNT, há ainda que considerar as entregas aos clientes vinculados alimentados em MAT directamente da rede de transporte. São consumidores que se relacionam comercialmente com o respectivo distribuidor vinculado, sendo-lhes aplicada a tarifa de venda em MAT.

Correspondendo a tarifa única de venda da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados a entregas em AT, que devem incluir os custos da transformação MAT/AT, poderá questionar o interesse de um desdobramento da tarifa da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados.

Ainda relativamente a esta tarifa interessará analisar se há razões para outras alterações, designadamente ao nível da sua estrutura de preços.

Tarifas de Acesso e Uso das Redes

No que se refere ao acesso às redes do SEP, será necessário estabelecer as respectivas tarifas que deverão, designadamente, incorporar a participação das entidades intervenientes no SENV nos custos englobados nas parcelas “Uso Global do Sistema”, “Uso da Rede de Transporte” e “Uso da Rede de Distribuição”.

Como decorre da legislação, nomeadamente do artigo 51º do DL nº 182/95, as tarifas de acesso e uso das redes do SEP deverão ser coerentes com as tarifas que as entidades integrantes do SEP pagam pelos mesmos serviços.
Assim, eventuais diferenças entre as tarifas aplicadas ao SEP e ao SENV terão de ser justificadas.

A existência de preços com diferenciação geográfica poderá ser um dos aspectos onde uma diferença entre as tarifas pagas pelo SEP e pelo SENV se justificará.

Com efeito, enquanto que no SEP a localização dos centros produtores vinculados é analisada e decidida no processo de planeamento centralizado, no caso dos centros produtores do SENV resulta duma decisão descentralizada. Neste sentido, poderá justificar-se que as tarifas de uso do sistema forneçam sinais quanto à variação dos custos com a localização.

Por outro lado, ao nível dos consumidores do SEP, a tarifa de venda praticada deve ser uniforme, não havendo lugar a indicações quanto a diferenças de custos associadas a diferentes localizações. Já no que se refere aos consumidores do SENV poderá justificar-se a existência desta informação nas respectivas tarifas de uso do sistema, a exemplo aliás do referido para os produtores do SENV.

Esta diferenciação dos preços com a localização poderá corresponder a uma diferenciação por nó da rede ou, caso tal nível de variação não se justifique, por regiões. No caso de um par produtor não vinculado - consumidor não vinculado, poderão ser consideradas soluções alternativas que atendam ao percurso da energia eléctrica.

Os custos associados às parcelas “Uso Global do Sistema” e “Uso da Rede de Transporte” serão considerados na tarifa de venda da concessionária da RNT aos distribuidores vinculados e, indirectamente, nas tarifas de venda aos consumidores finais. Por outro lado, os custos associados à parcela “Uso da Rede de Distribuição” serão considerados directamente nas tarifas de venda a consumidores finais. Relativamente aos elementos do SENV, será necessário definir o que pagam os produtores e os consumidores.

Ainda relativamente ao acesso do SENV às redes do SEP, será necessário analisar o eventual apoio do SEP a consumidores não vinculados quando se verificam indisponibilidades no produtor não vinculado. Terá de ser definido se será objecto de uma tarifa regulada ou, pelo contrário, de um contrato comercial estabelecido livremente entre as partes envolvidas (ver capítulo 7.5 tarifas de “back-up”).

O fornecimento de energia eléctrica pelo SEP a um consumidor não vinculado em complemento do fornecimento a partir do produtor não vinculado deverá também ser analisado, nomeadamente verificando se há razões para praticar preços diferentes dos constantes das tarifas para consumidores finais do SEP
(ver capítulo 7.5 tarifas de “top-up”).

Finalmente, é de referir que a legislação em vigor prevê um pré-aviso mínimo para um consumidor do SENV aderir ao SEP, permitindo que o SEP abasteça o consumidor enquanto decorre o período de pré-aviso se existir disponibilidade para tanto. Neste caso, a legislação (nº 8 do artigo 48º do DL nº 182/95) prevê a existência de uma tarifa específica, a avaliar pela ERSE. Será necessário analisar se há razões para uma tarifa diferente da aplicada aos consumidores finais do SEP do mesmo nível de tensão.

Outras Tarifas

Embora não sendo significativas, há entregas dos distribuidores vinculados à entidade concessionária da RNT e entre distribuidores vinculados.

Para estas transacções interessará definir qual o regime de preços a aplicar.

Como foi referido, nas entregas dos distribuidores à entidade concessionária da RNT tem sido adoptada a mesma tarifa das entregas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores. Será de manter este procedimento? Que potência facturar? Como considerar a energia reactiva?

No que se refere às entregas de um distribuidor a outro distribuidor a facturação tem sido baseada na tarifa de venda a consumidores finais do nível de tensão correspondente. Será de manter este procedimento?

7.1.8 PROCEDIMENTOS

No que se refere ao Regulamento Tarifário, a legislação do sector eléctrico estabelece já alguns procedimentos e competências.

A preparação e emissão do Regulamento Tarifário, a fixação dos valores das tarifas e preços a aplicar e a revisão do Regulamento Tarifário são da competência da ERSE. Para o efeito, devem ser ouvidos a Direcção Geral do Comércio e da Concorrência e o Conselho Tarifário. Este último deverá emitir um parecer, aprovado por maioria, não vinculativo e objecto de publicitação obrigatória.

As propostas de fixação de novos preços e tarifas devem ser apresentadas pelo Conselho de Administração da ERSE ao Conselho Tarifário com uma antecedência de 60 dias em relação à data limite para publicação das novas tarifas e preços. O Conselho Tarifário deve emitir o seu parecer no prazo de 30 dias e os valores das tarifas e preços terão de ser publicados no Diário da República, 2ª série, até 15 dias antes da data de início da sua aplicação.

Estes procedimentos terão de ser complementados com regras mais precisas e calendarizadas. Assim, o Regulamento Tarifário deverá estabelecer um conjunto de procedimentos tendo em vista:

- garantir a maior transparência aos processos de formulação e fixação dos preços;
- assegurar que as datas limites acima referidas são cumpridas;
- estabelecer as responsabilidades de cada agente em cada fase do processo de formulação e fixação das tarifas.

De entre os procedimentos que interessa caracterizar, salientam-se:

- revisão periódica (anual?) dos preços regulados;
- revisão dos parâmetros válidos para um período plurianual (por exemplo, os valores de X para n anos numa regulação do tipo IPC - X);
- alteração de metodologias;
- revisão do Regulamento Tarifário;
- previsão da procura.

De entre estes procedimentos, é de sublinhar a previsão da procura de energia eléctrica que será um elemento importante na definição das tarifas. A previsão dos fornecimentos a clientes vinculados é, com efeito, indispensável para o estabelecimento das tarifas. No entanto, esta previsão não é suficiente, sendo necessária uma previsão de todo o balanço eléctrico do sector para o estabelecimento das tarifas de venda da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados e destes aos consumidores finais.

Coloca-se a questão de definir a quem deve competir a elaboração desta previsão. Cada distribuidor vinculado conhece melhor os seus próprios consumidores e pode-se incentivar uma boa previsão por estas empresas reguladas, estabelecendo eventualmente mecanismos de compensação e/ou penalização. No entanto, sendo cada empresa responsabilizada pela previsão da procura que lhe diz respeito, como garantir a coerência do balanço eléctrico global?

7.1.9 METODOLOGIAS E REGRAS COMPLEMENTARES

Para além da metodologia de cálculo das tarifas, designadamente do nível tarifário, que decorre do tipo de regulação seleccionado, será necessário definir algumas metodologias e regras complementares.

Os custos marginais serão um elemento importante na definição das estruturas tarifárias, tendo em vista a sua contribuição para a eficiência económica como decorre já do estabelecido na lei. Será assim necessário clarificar que custos considerar (de curto, médio ou longo prazo?), que dados adoptar (quais e definidos por quem), que modelo de cálculo utilizar, etc..

Ao nível da desagregação e imputação dos custos será provavelmente necessário estabelecer algumas regras para efeitos de regulação tarifária.

Outras regras e metodologias poderão também ter de ser definidas, tornando-se necessária uma identificação destas necessidades o mais cedo possível no processo de preparação do Regulamento Tarifário.

7.2 TRATAMENTO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS FACE À UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

Uniformidade e Equilíbrio Financeiro

Nos termos do artigo 29º do DL nº 182/95, a actividade de distribuição de energia eléctrica no SEP deve ser realizada em obediência ao "princípio da uniformidade tarifária, segundo o qual, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplica universalmente a todos os clientes finais do SEP".

Ainda de acordo com o mesmo artigo, a actividade de distribuição de energia eléctrica deve ser realizada em obediência ao "princípio do equilíbrio financeiro das empresas titulares de licenças de distribuição vinculada, segundo o qual, em condições de gestão eficiente, eventuais alterações de licenças vigentes, tendo presentes as muito diversas características geográficas e físicas do sistema de distribuição de energia eléctrica, não devem pôr em causa a manutenção da rentabilidade daquelas empresas".

Diversidade de Custos

A existência de diferentes condições geográficas, físicas e outras dos sistemas de distribuição conduz a diferentes custos de distribuição.

A título exemplificativo, o custo unitário de distribuição de energia eléctrica numa região com consumidores dispersos e pequenos é superior ao de uma região com consumidores com maiores consumos e concentrados, ainda que a gestão se processe de forma eficiente. Por outro lado, a distribuição recorrendo obrigatoriamente a cabos subterrâneos, como é o caso de regiões urbanas, é mais cara do que uma distribuição utilizando linhas aéreas.

Não sendo os custos uniformes, a existência de uniformidade tarifária conduz necessariamente a um certo grau de subsidiação cruzada entre os consumidores que obrigam a menores custos em favor dos que obrigam a maiores custos de fornecimento. Subsidiação cruzada que é atenuada através de uma estrutura tarifária que atende a diferentes características dos consumidores mas que oferece o mesmo preço a consumidores em igualdade de condições independentemente da sua localização geográfica.

Diferentes Rendibilidades

A definição de um sistema tarifário uniforme, com preços iguais em todas as regiões do País, deve garantir ao conjunto dos distribuidores uma adequada rendibilidade se a gestão se processar de uma forma eficiente. Não garante, no entanto, a mesma rendibilidade para todas as empresas de distribuição.

Pelo contrário, face às diferentes características, pode proporcionar rendibilidades menores ou maiores do que a média consoante os custos sejam mais ou menos elevados.

Haverá então que analisar até que ponto são diferentes as rendibilidades dos quatro distribuidores vinculados e, designadamente, se esta diferença põe em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas em situação mais desfavorável.

Caso não se constatem dificuldades, poderá manter-se a uniformidade tarifária sem necessidade de medidas complementares. Poderá, no entanto, ser aconselhável prever a possibilidade de institucionalização destas medidas caso um dos distribuidores o solicite e demonstre que as tarifas podem pôr em causa a capacidade de satisfação das obrigações decorrentes da titularidade de uma licença vinculada de distribuição.

7.3 REGRAS DE ACESSO DOS CLIENTES FINAIS AO SENV

Estatuto de Cliente Não Vinculado

A legislação prevê que os clientes não vinculados possam estabelecer relações contratuais com produtores não vinculados para o fornecimento de energia no âmbito do SENV. Para tal, os produtores e os clientes não vinculados podem ligar-se fisicamente ao SEP e utilizar as suas redes de transporte e distribuição.

O acesso ao estatuto de cliente não vinculado é feito mediante a obtenção, a pedido do interessado, de uma autorização de adesão ao SENV, concedida pela ERSE.

A legislação consagra uma salvaguarda das cláusulas contratuais estabelecendo que “os clientes não vinculados ligados fisicamente às redes do SEP devem ser abastecidos de energia eléctrica, nas mesmas condições de obrigatoriedade com que o SEP se relaciona com os seus próprios clientes, até ao limite das quantidades para as quais tenham estabelecido contrato com produtores não vinculados, sempre que estes possuam disponibilidade para os abastecer das suas necessidades contratuais”.

Níveis de Admissibilidade

Actualmente, para que os clientes tenham a possibilidade de estabelecer livremente contratos, isto é, sejam considerados clientes admissíveis, deverão ser consumidores em MT e AT e ter um consumo anual mínimo de energia de 100 GWh. No futuro, este valor de admissibilidade será fixado pela ERSE, que deverá levar em conta as determinações da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade e que deverá ser transposta para o direito interno o mais tardar até 19 de Fevereiro de 1999 .

A Directiva estabelece valores mínimos de abertura dos mercados de electricidade que deverão ser respeitados pelos Estados-membros.

Para o efeito, é definida uma quota do mercado nacional que será calculada com base na quota comunitária de electricidade (definida em termos percentuais) consumida pelos consumidores finais que consomem mais de 40 GWh por ano (por local de consumo e incluindo autoprodução). A quota do mercado nacional será progressivamente aumentada, pela redução do limiar de consumo comunitário que serve de base ao cálculo da quota comunitária, o qual passará a ser de 20 GWh no ano 2000 e 9 GWh em 2003.

Os Estados-membros deverão especificar os clientes que no seu território representam a quota nacional acima referida, decorrendo daí os valores mínimos de admissibilidade para os clientes finais. Todos os consumidores finais que consumam anualmente mais de 100 GWh por ano (por local de consumo, incluindo autoprodução) são obrigatoriamente incluídos nesta categoria.

O nível de admissibilidade terá influência na passagem de clientes do SEP para o SENV podendo originar a redução dos designados clientes cativos, ou seja, aqueles que têm de se abastecer obrigatoriamente no SEP. Isto pode ocasionar o surgimento de custos ociosos resultantes de um excesso de capacidade instalada. Poderá haver por isso consequências nas tarifas dos clientes do SEP que terão de originar receitas suficientes para fazer face aos encargos fixos do SEP.

Coloca-se, então, a questão do SENV poder vir a comparticipar nos custos ociosos que doutro modo iriam penalizar exclusivamente os clientes do SEP.

Passagem do SEP ao SENV

Os clientes do SEP que desejem aderir ao SENV devem ter feito ao SEP, através da ERSE, um pré-aviso com uma antecedência mínima. Esta antecedência é actualmente de dois anos, devendo no futuro ser fixada pela ERSE.

A existência de pré-aviso tem a ver com o facto do SEP estar sujeito a um planeamento central que é determinado, entre outros aspectos, pelas projecções de consumos dos clientes. A saída de clientes do SEP para o SENV, que não tenha sido antecipada no processo de planeamento, poderá contribuir para um excesso de capacidade tal como anteriormente referido a propósito dos níveis de admissibilidade.

A fixação de um período de antecedência mínimo, como prevista na legislação, pode minorar estes efeitos. Coloca-se a questão da duração do período a fixar, sendo certo que um período mais reduzido pode trazer dificuldades acrescidas ao planeamento e a eventual criação de um excesso de capacidade, enquanto um período mais dilatado pode ser penalizador das intenções de adesão ao SENV.

Implicações Tarifárias

Uma questão que se coloca diz respeito ao tipo de tarifas que devem ser estabelecidas, no âmbito do SEP, para os consumidores admissíveis ou seja para aqueles que, embora preenchendo os requisitos de adesão ao SENV se mantêm como clientes do SEP.

Uma primeira solução poderia corresponder a tarifas "fixas", iguais em todo o país. Colocaria em igualdade de circunstâncias perante o SEP todos os consumidores, tal como acontece com as tarifas destinadas a consumidores não admissíveis.

Outra solução seria aceitar que as tarifas estabelecidas para os consumidores admissíveis corresponderiam a tarifas máximas, podendo o distribuidor praticar tarifas menores. Neste caso, a prática de preços mais baixos para os consumidores admissíveis que demonstrem dispor de alternativas de fornecimento competitivas não se pode traduzir a prazo por preços mais elevados para os consumidores não admissíveis, o que configuraria a existência de subsídios cruzados entre estas duas classes de consumidores.

Segurança de Fornecimento

No âmbito do SENV, a segurança de fornecimento é uma questão relevante, tendo em atenção que a relação contratual produtor-cliente poderá ter incumprimentos de natureza diversa, cuja salvaguarda no âmbito exclusivo deste sistema pode não ser possível.

A legislação prevê que no caso de os produtores não vinculados a que o cliente não vinculado se encontra ligado por contrato não possuam disponibilidade para satisfazer integralmente as suas necessidades de consumo, os clientes não vinculados podem ser abastecidos pelo SEP, comparticipando nos seus custos.

Põe-se a questão do modo como garantir esta possibilidade de abastecimento pelo SEP nas circunstâncias referidas. Tal poderá ser, por exemplo, através da celebração de contratos que prevejam o abastecimento dos clientes não vinculados em condições a definir. Pode-se então questionar em que medida o SEP terá a obrigatoriedade de oferecer estes contratos, que podem ser de grande importância para o funcionamento do SENV, e as condições que lhe serão aplicáveis.

Passagem do SENV ao SEP

Os clientes do SENV que desejem aderir ao SEP devem fazer um pré-aviso com uma antecedência mínima. É actualmente de dois anos devendo, no futuro, ser fixada pela ERSE.

Coloca-se aqui de novo a questão da duração deste pré-aviso.

O legislador previu ainda a possibilidade de os clientes do SENV que adiram ao SEP poderem ser por este abastecidos de energia eléctrica enquanto decorre o período de pré-aviso. Para tal poderá ser estabelecida uma tarifa específica de modo a compensar o SEP dos encargos resultantes, conforme analisado em 7.1.7 a propósito das Tarifas de Acesso e Uso das Redes.

7.4 DIREITO DOS DISTRIBUIDORES À AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA FORA DO SEP

As entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT são obrigadas a adquirir as suas necessidades de consumo à entidade concessionária da RNT, com excepção de uma parcela das necessidades de potência e energia, referida ao ano anterior, a qual pode ser adquirida:

- a centros electroprodutores não vinculados;
- através de importações directas;
- mediante importações realizadas através da RNT.

A fixação da parcela referida acima é da competência da ERSE, ouvida a DGE.
É actualmente de 8%, não podendo por lei ultrapassar o limite máximo de 15%.

Alguns distribuidores adquirem actualmente uma parte da sua energia ao SENV, constituído pelas empresas de produção hídrica de sua propriedade, HDN, HIDROCENEL e Hidrotejo.

Esta possibilidade de aquisição de energia eléctrica fora do SEP, até um montante máximo, levanta a questão dos distribuidores poderem ou não exercer este direito sem restrições. Isto é, até que ponto será legítimo que um distribuidor possa conduzir as suas aquisições orientado exclusivamente pelos seus interesses, alternando, por exemplo, valores máximos de aquisição com o não exercício dessa opção. Este comportamento, a verificar-se, traria dificuldades adicionais ao planeamento.

É de referir que de acordo com a legislação, "compete ao SEP assegurar em todo o território continental a satisfação das necessidades dos consumidores de energia eléctrica, em regime de serviço público". O valor da parcela que venha a ser fixado pela ERSE deverá ter em conta este importante aspecto na gestão do sistema público.

Coloca-se, ainda, a questão de estabelecer os mecanismos que permitam uma gestão do SEP que ofereça a garantia de fornecimento de energia eléctrica com a flexibilidade suficiente para acomodar as opções de aquisição dos distribuidores.

Note-se que, ao contrário do que sucede com os clientes finais, a legislação não prevê pré-aviso para o exercício de compra dos distribuidores fora do SEP.

Outra implicação das aquisições dos distribuidores fora do SEP, que deverá ser analisada, é a influência na forma como os encargos fixos do SEP serão repartidos entre eles, na medida em que a repartição desses encargos será fortemente dependente da aquisição de energia eléctrica dos distribuidores à entidade concessionária da RNT.

O reflexo dos valores de aquisição de energia eléctrica fora do SEP nas tarifas de venda de energia eléctrica aos clientes finais será objecto do Regulamento Tarifário. Contudo, o grau de liberdade concedido às aquisições dos distribuidores não deverá penalizar os clientes do SEP, pelo que poderão vir a ser estabelecidos mecanismos que incentivem os distribuidores vinculados a uma correcta gestão dos contratos de aprovisionamento de energia eléctrica.

7.5 PARTILHA DE BENEFÍCIOS ENTRE O SEP E O SENV

As relações comerciais entre o SEP e o SENV são centralizadas na entidade concessionária da RNT. Os produtores não vinculados de potência aparente instalada superior a 10 MVA e ligados fisicamente às redes do SEP são objecto de despacho centralizado pela entidade concessionária da RNT, ficando obrigados a um regime de declaração e verificação da disponibilidade , por forma a assegurar a transparência e equidade das relações comerciais entre o SEP e o SENV.

De acordo com a legislação (artigo 50º do DL nº 182/95) “o estabelecimento de relações comerciais entre o SEP e o SENV assenta no princípio da partilha dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta dos dois sistemas.”

A partilha de benefícios resulta directamente da exploração conjunta dos dois sistemas e da opção entre o valor a que o produtor não vinculado se propõe vender energia e o custo marginal do sistema vinculado. Está prevista explicitamente na legislação, nos termos da alínea c) do artigo 51º do DL nº 182/95:

"Quando,..., o despacho prescinda da produção de um produtor não vinculado que esteja disponível, por possuir meios de produção de menores custos, e satisfaça as necessidades do cliente não vinculado abastecido por esse produtor não vinculado através da produção obtida num centro electroprodutor vinculado, é instituído um mecanismo para partilha dos benefícios correspondentes".

Coloca-se a questão da partilha de benefícios resultante de se conseguir produzir energia eléctrica por um valor inferior ao que foi proposto pelo produtor não vinculado. Este diferencial de valores constitui um ganho da exploração conjunta dos dois sistemas que será repartido entre eles. As bases em que será feita esta repartição, nomeadamente a proporção de ganhos a afectar a cada uma das partes é uma questão central.

A possibilidade de um produtor não vinculado produzir acima do que consomem os clientes não vinculados a que está ligado contratualmente, com benefício mútuo, está prevista na legislação que estabelece na alínea e) do artigo 51º do DL nº 182/95:

"Sempre que um produtor não vinculado tenha disponibilidade para produzir maiores quantidades de energia do que aquelas que são necessárias aos clientes a que se encontra ligado por contrato, os excessos de produção podem ser adquiridos para consumo do SEP, quando tal seja vantajoso para este Sistema e para o produtor não vinculado, havendo lugar ao pagamento do valor da energia fornecida,..., excepto se o SEP estiver a utilizar essa potência como segurança, por não possuir outra disponível, caso em que ao valor da energia adiciona uma parcela correspondente ao custo médio de potência do SEP, em condições a definir ...".

Para o pagamento desta energia “sobrante” do SENV são aqui equacionadas alternativas que vão desde o pagamento apenas da energia fornecida até o pagamento de uma parcela, em condições a definir, correspondente aos custos de potência do SEP. A definição rigorosa desta parcela e das suas condicionantes é tarefa fundamental para clarificar as regras de relacionamento comercial entre o SEP e o SENV.

Aspecto essencial para o funcionamento de um mecanismo de partilha de benefícios é a aquisição das grandezas relevantes, bem como a criação de condições para o seu processamento. Esta matéria é objecto do projecto SIME (Sistema de Informação do Mercado de Energia) em curso de implementação pela entidade concessionária da RNT e cujo alargamento ao SENV se torna para esse efeito indispensável.

7.6 ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES E RECIPROCIDADE

7.6.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DO ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

A Rede de Interligação

De acordo com a legislação em vigor, a rede de interligação é:

- constituída pelas linhas de muito alta tensão que estabelecem a ligação entre a rede de muito alta tensão do SEN e a rede internacional;
- parte integrante da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica;
- explorada em exclusivo pela entidade concessionária da RNT;
- despachada pelo Despacho Nacional.

Funções da Rede de Interligação

Ainda de acordo com a legislação, a rede de interligação tem por função principal contribuir para a estabilidade e segurança do sistema eléctrico.

A entidade concessionária da RNT, sendo responsável pela exploração da rede de interligação, deve assegurar:

- as trocas diárias necessárias ao cumprimento do programa de despacho;
- o cumprimento dos acordos e contratos de importação ou exportação de energia eléctrica;
- a optimização da exploração conjunta do SEN, face às oportunidades de exploração conjugada com os sistemas eléctricos com que a RNT se encontra interligada.

A Utilização da Rede de Interligação

A legislação prevê que as entidades do SENV possam contratar a utilização de parcelas de capacidade da rede de interligação para realizarem importações ou exportações de energia eléctrica, em condições a estabelecer no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, incluindo as regras do processo de rateio na utilização da rede de interligação, se este se revelar necessário.

A regulamentação da utilização das interligações pressupõe um princípio de reciprocidade, por parte das entidades responsáveis pela gestão das redes com que o SEN se interliga.

O Acesso às Interligações e Fiscalização

De acordo com o DL nº 187/95, o regulamento a emitir é da responsabilidade da ERSE. A entidade concessionária da RNT, as entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição e as entidades titulares de licenças não vinculadas podem apresentar propostas para o articulado deste regulamento.

A fiscalização do cumprimento do regulamento é também da competência da ERSE, podendo solicitar para o efeito o apoio da entidade concessionária da RNT, de qualquer entidade titular de licença vinculada de distribuição ou de entidades titulares de licenças não vinculadas.

7.6.2 PRINCIPAIS QUESTÕES SOBRE O ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O conjunto legislativo publicado em Julho de 1995 identifica e dá orientações sobre algumas das questões que se levantam em torno do acesso às interligações. Outras dessas questões deverão ser equacionadas e debatidas quando da elaboração do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações. De seguida evidenciam-se algumas destas questões.

O Rateio das Capacidades de Interligação

A capacidade da rede de interligação disponível para uso comercial é limitada porque:

- uma parcela importante desta capacidade fica reservada para a manutenção dos níveis de segurança e estabilidade definidos;
- depende fortemente da temperatura ambiente;
- depende das condições de exploração.

Colocam-se então as seguintes questões:

- como e quem determina a parcela de capacidade disponível para fins comerciais;
- como repartir a parcela da capacidade disponível para fins comerciais por todas as entidades que se mostrarem interessadas no seu uso;
- como garantir o cumprimento dos contratos estabelecidos pelos intervenientes no SENV para utilização das interligações;
- eleger uma entidade que proceda à gestão corrente desta repartição, receba os pedidos de acesso, proceda às formalidades de resposta e controle o uso efectivo das interligações.

A Reciprocidade entre o Sistema Português e o Espanhol

a) Estruturas organizativas

A regulamentação da utilização das interligações deve proporcionar reciprocidade, isto é, deve permitir condições de igualdade a um produtor em Portugal que queira abastecer um cliente em Espanha e a um produtor em Espanha que queira fornecer energia a um cliente em Portugal.

Dada a recente evolução na organização do sector eléctrico espanhol, que se perspectiva venha a ser implementada em breve, as condições de reciprocidade entre os dois sistemas devem ser adequadamente analisadas e debatidas.

Em Espanha irá existir um “Mercado Mayorista”, que prevê no essencial:

- ofertas de produtores e pedidos de abastecimento de clientes, em base semanal, diária ou “spot”. O encontro da oferta com a procura é feito pelo Operador do Mercado e todas a ofertas são pagas ao mesmo preço (valor oferecido pela central marginal);
- contratos bilaterais entre produtores e clientes elegíveis, nos quais são fixadas a potência a fornecer e a duração dos fornecimentos respectivos; esta informação é transmitida ao Operador do Mercado;
- os consumidores elegíveis são os que tenham um consumo anual superior a 20 GWh em 1998, a 9 GWh em 2000, a 5 GWh em 2001;
- o Operador do Mercado é a entidade responsável pela organização, exploração, gestão do sistema de informação e liquidação do mercado de electricidade;
- o Operador do Sistema é a entidade responsável pela condução do sistema de produção e transporte de electricidade, de acordo com normas estabelecidas, que permitem que as transacções do mercado de electricidade sejam executadas em condições de segurança.

O sistema português, por seu lado, prevê a possibilidade de um produtor nacional vender energia a Espanha e de um produtor espanhol contratar directamente com clientes do sistema não vinculado ou com distribuidores vinculados (limitado em quantidade). No entanto, a legislação não detalha a forma de implementação deste relacionamento, o que permite conceber, *a priori*, esquemas de relacionamento alternativo:

- o produtor em Espanha pode estabelecer um contrato físico bilateral com um cliente em Portugal - no qual são definidas as quantidades a fornecer e os períodos de abastecimento - tendo então o Despacho Nacional, em cooperação com o Operador do Mercado e o Operador do Sistema Espanhol, que colocar na interligação um saldo igual ao somatório de todos os contratos estabelecidos nestas condições;
- o produtor em Espanha pode ter um tratamento equivalente ao de um produtor não vinculado, estando sujeito a despacho centralizado e tendo para tal de declarar o preço a que está disposto a vender a sua produção.

b) Os critérios de admissibilidade

Os critérios de admissibilidade do SEN são diferentes dos critérios adoptados em Espanha, o que colocará os clientes dos dois países em situação não recíproca.

A entrada em vigor da Directiva do mercado interno de electricidade não irá necessariamente atenuar esta questão, na medida em que o critério de admissibilidade estabelecido na Directiva se baseia na liberalização de uma mesma percentagem do consumo em cada país, o que poderá conduzir a condições de admissibilidade muito diversas dado que a aplicação deste valor percentual se traduz em valores de consumo anual por cliente (em GWh) diferentes.

c) Outras razões de índole organizativa

Outras razões de natureza organizativa poderão também levantar questões de reciprocidade, nomeadamente a diferente definição das entidades com direito ao estabelecimento de contratos de importação e exportação em cada país.
Em Portugal têm este direito, para além da entidade concessionária da RNT, os produtores não vinculados, os clientes não vinculados e os distribuidores vinculados (de forma limitada). Ignora-se ainda quais serão, em Espanha, a partir de 1998, as entidades com esse mesmo direito.

Formas diferentes de operar os sistemas, nomeadamente diferentes critérios de despacho, no que se refere aos produtores a partir de energias renováveis e centrais de cogeração, às restrições relacionadas com as obrigações de uso do carvão nacional, à utilização de serviços especiais e complementares, etc., podem ainda ter implicações em termos de reciprocidade.

d) Reciprocidade e liberalização

A regulamentação do sector eléctrico nacional, e em particular a regulamentação do acesso às interligações, deverá ter em conta o actual processo de reestruturação do sector eléctrico espanhol.

Importa garantir que as futuras regras de acesso de produtores, distribuidores e clientes ao sistema eléctrico vizinho sejam simples, transparentes e compatíveis, facilitando as trocas comerciais e permitindo a partilha dos benefícios resultantes da exploração coordenada dos dois sistemas.

Só através da cooperação entre entidades e operadores dos dois países será possível encontrar soluções que garantam, simultaneamente, a crescente liberalização e integração do mercado ibérico e a autonomia organizativa de ambos os sistemas.

7.7 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SEP E GESTÃO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS NO SEN

Nos termos do DL nº 185/95, a entidade concessionária da RNT deve assegurar, designadamente, a gestão técnica global do SEP (incluindo o despacho centralizado dos centros electroprodutores), a transmissão de energia eléctrica, a aquisição e o fornecimento de energia eléctrica aos produtores e distribuidores e a instalação de um sistema de recolha e processamento de dados para acerto de contas entre as diferentes entidades com que se relaciona.

Trata-se de um conjunto alargado de funções que ultrapassam o âmbito do SEP. De acordo com a terminologia da Directiva do mercado interno de electricidade, são atribuídas à entidade concessionária da RNT as funções de comprador único e de operador da rede de transporte. A Directiva comunitária prevê:

- a separação contabilística destas funções das actividades de produção e distribuição;
- a separação da gestão quando o comprador único pertencer a uma empresa verticalmente integrada;
- a utilização da informação de que dispõe o comprador único apenas para o correcto desempenho da sua função, proibindo fluxos de informação “salvo na medida do necessário ao cumprimento das suas responsabilidades”.

Para que o desempenho das suas funções esteja de acordo com a Directiva do mercado interno, é fundamental que a entidade concessionária da RNT, apesar de incluída num vasto grupo empresarial, consiga manter um elevado grau de independência, nomeadamente procedendo à separação contabilística das suas quatro actividades principais: transporte, operação do sistema, gestão do relacionamento comercial SEP/SENV e comprador único.

A entidade concessionária da RNT tem de se relacionar com um elevado número de intervenientes, comprar-lhes energia optimizando os custos globais de produção, transportar essa energia, proceder à sua entrega e executar os procedimentos de acerto de contas. Sendo assim, a entidade concessionária da RNT é uma empresa cuja actividade não se restringe à actividade de transporte de energia eléctrica, antes engloba também a função de “Operador do Sistema” e de “Operador do Mercado“, expressões que se usam habitualmente para designar a gestão técnica e a gestão das relações comerciais.

Para o adequado desempenho da sua missão, a entidade concessionária da RNT detém um conjunto vasto de informação que deve utilizar para cumprir os deveres que lhe são atribuídos pela própria legislação, mas deve acompanhar o manuseamento desta informação com uma forte reserva de confidencialidade.

A entidade concessionária da RNT conhece (dado que é um dos outorgantes) os contratos de vinculação com os produtores e distribuidores vinculados e recebe declarações de disponibilidade e preço dos produtores não vinculados, conhece

os contratos de importação e exportação de energia e conhece a quantificação física dos contratos estabelecidos entre produtores e clientes não vinculados. Na posse desta informação, efectua a gestão técnica global do SEP, incluindo o despacho de produtores não vinculados, e deve fazê-lo com transparência e usando critérios não discriminatórios. A transparência e a não discriminação da actuação da entidade concessionária da RNT tem de ser facilmente demonstrável, isto é, o Despacho provavelmente terá de:

- tornar público o despacho efectuado, acompanhado de todas as justificações que julgue necessárias;
- responder com clareza a todas as questões que lhe forem colocadas sobre a forma como estabeleceu a ordem de mérito das centrais.

A questão que se levanta, e que deve ser debatida, relaciona-se com esta dualidade transparência de actuação e confidencialidade de informação. Dito de outro modo, como pode a entidade concessionária da RNT demonstrar a correcta execução das suas funções e simultaneamente manter a confidencialidade da informação que detém.

Assim, será importante que as partes interessadas se pronunciem sobre qual a informação que entendem poder ser tornada pública de forma a garantir a transparência do despacho.

7.8 QUALIDADE DE SERVIÇO

Nos termos do Decreto-Lei nº 187/95, compete à ERSE a preparação de uma proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Nesta perspectiva, sugerem-se, desde já, os seguintes pontos de reflexão associados aos aspectos comerciais da Qualidade de Serviço:

- identificação das variáveis representativas da qualidade comercial;
- metodologia a adoptar na fixação dos padrões de qualidade de serviço comercial;
- avaliação das possibilidades de verificação e controlo da qualidade de serviço com os actuais sistemas de monitorização em utilização nas entidades do SEP;
- compensações a atribuir aos consumidores em caso de não verificação dos padrões de qualidade de serviço;
- manutenção de registos actualizados com informações sobre qualidade de serviço e reclamações dos consumidores. Informação a registar, respectivo suporte e tempo durante o qual deverá estar acessível;
- necessidade de melhorar o nível de informação prestada aos consumidores de electricidade;
- publicação de Relatórios de Qualidade de Serviço;
- publicação de folhetos/brochuras nomeadamente sobre as seguintes matérias: tarifas, modalidades de pagamento, interpretação das facturas, forma de apresentação de reclamações, segurança na utilização da electricidade, utilização eficiente da electricidade, etc;
- criação de serviços de atendimento especiais para grupos de consumidores específicos (ex. idosos e deficientes).

7.9 RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.9.1 CONDIÇÕES COMERCIAIS DE LIGAÇÃO À REDE

O estabelecimento e o reforço de ligações constituem uma parcela importante do investimento que tem sido efectuado nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Os Decretos-Lei nºs 183/95 e 184/95, de 27 de Julho, com as alterações decorrentes do DL nº 56/97, colocam a responsabilidade de cobertura dos encargos pela ligação à rede no titular de licença de produção e no consumidor. Preconizam também que as ligações entre a rede de distribuição AT e MT e a RNT sejam da responsabilidade conjunta das entidades titulares dessas actividades, sendo suportados numa base equitativa, e que as ligações das redes de distribuição em BT às redes de distribuição em AT e MT sejam da responsabilidade dos titulares de licença vinculada de distribuição em BT.

A lei prevê igualmente a possibilidade de acordo entre as partes para efeitos da cobertura dos encargos de ligação, designadamente no que respeita às ligações entre a RNT e as redes de distribuição.

O Regulamento de Relações Comerciais deverá estabelecer as condições comerciais em que se efectuarão as ligações, incluindo os princípios a que deve obedecer o cálculo dos montantes das indemnizações compensatórias dos encargos com o seu estabelecimento e a definição da sua propriedade.

As soluções a encontrar para o problema das ligações à rede deverão comportar a ligação inicial e também os seus reforços, por necessidade de maior potência do que a inicialmente prevista, as modificações necessárias, solicitadas por qualquer das partes, e a satisfação de requisitos especiais de fiabilidade que eventualmente venham a existir.

Nem sempre é fácil estabelecer uma relação causal entre as obras a realizar e a alimentação de um cliente, a ligação de um produtor, ou a criação ou reforço de um novo ponto de injecção de energia numa rede de distribuição. Haverá que discutir como delimitar as consequências da necessidade de alimentação de uma carga. Em rigor, todo o conjunto das redes, da distribuição ao transporte e à produção, se destina a garantir a alimentação de clientes.

Admite-se difícil contabilizar os benefícios que poderão advir, para os titulares de licença vinculada, do estabelecimento de uma rede nova, justificado por um ponto de entrega ou pela alimentação de uma nova carga.

Também será necessário não fazer recair sobre um cliente ou produtor a totalidade dos custos do estabelecimento de redes que poderão mais tarde vir a servir outros.

Por seu lado, o próprio apuramento dos encargos necessita de alguma reflexão, decorrente dos custos de natureza indirecta em que incorrem os detentores de licença de distribuição vinculada e a entidade concessionária da RNT, pela necessidade de estabelecer uma estrutura organizativa apta a construir ou a promover a construção de ligações.

Julga-se que nas soluções a reter haverá que privilegiar a simplicidade e a universalidade dos procedimentos, não criando situações de injustiça relativa entre novos e antigos clientes.

7.9.2 CONTRATAÇÃO DE CLIENTES DO SEP

A regulamentação a emitir deverá preocupar-se com o estabelecimento das condições gerais de fornecimento e estabelecer as minutas que servirão de base à contratação e cujo conteúdo actual se encontra muito sinteticamente referido em 2.7.

As situações em que o fornecimento pode ser interrompido encontram-se listadas na legislação como sendo os casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, de serviço ou segurança ou ainda por facto imputável ao cliente ou a terceiros (artigos 5º, 6º e 7º do DL nº 184/95; artigos 9º, 10º, 11º e 12º do DL nº 185/95). Encontra-se prevista a possibilidade de indemnização caso o fornecedor não cumpra com o estipulado. Está cometida ao Regulamento de Relações Comerciais a regulamentação das situações de interrupção que, preferencialmente, terão expressão contratual e que se encontram igualmente enquadradas pela Lei nº 23/96.

Consideram-se particularmente merecedores de atenção os seguintes aspectos:

- a questão das cauções, tanto no que respeita à sua necessidade como ao valor, possibilidade de actualização e forma de prestação;
- a possibilidade de vir a incluir no contrato a potência máxima possível em termos da ligação, para melhorar e facilitar os processos de alteração (aumento) da potência contratada;
- a possibilidade de o cliente contribuir para a selecção da fórmula de cálculo de eventuais estimativas de consumo que se venham a revelar necessárias para efeitos de facturação.

7.9.3 MEDIÇÃO

As principais preocupações centram-se em garantir aos produtores, à entidade concessionária da RNT, aos distribuidores vinculados e aos clientes finais, a medição dos fornecimentos efectuados em condições que não suscitem dúvidas, a qualquer das partes, quanto aos quantitativos e à relevância para efeitos de facturação. Assume importância, portanto, a adequação do equipamento de medição ao regime tarifário aplicável, a garantia de uma classe de precisão adequada e uma fácil acessibilidade pelas partes interessadas.

Considera-se importante estabelecer mecanismos que garantam que, a uma alteração das opções tarifárias, corresponda, se necessário, uma substituição em prazo razoável das equipas de contagem, compatibilizando-as com as condições contratuais, sendo o recurso a regras supletivas de estimativa temporalmente limitado.

Em contraponto, as possibilidades de flexibilização tarifária têm de ser compatibilizadas com as características do equipamento de medição que pode ter um papel limitativo à sua implementação.

O problema da acessibilidade às equipas de contagem tem-se colocado com alguma importância nas relações distribuidor-cliente final. De facto, um número significativo de contadores estão instalados em localizações que só esporadicamente são acessíveis pelo distribuidor, o que conduz a emissão de facturações a partir de estimativas de consumo, para clientes de BT de potência contratada não superior a 39,6 kVA, durante largos períodos.

O desenvolvimento tecnológico tem vindo a possibilitar o alargamento das funções dos equipamentos de medição, tradicionalmente limitadas a facultar a aquisição de dados para facturação. Assim, em função das facilidades acessórias de que disponha, o equipamento de medição poderá vir a contribuir para a monitorização da qualidade de serviço e ter papel de relevo em acções de gestão da procura.

7.9.4 FACTURAÇÃO E ACERTO DE CONTAS

No que respeita aos clientes do SEP, se a facturação propriamente dita não parece, no estado actual, evidenciar a necessidade de reformulação significativa, julga-se ser de repensar quer o nível de conhecimento do cliente acerca das fórmulas de cálculo das estimativas, nos casos aplicáveis, quer os mecanismos de detecção e correcção dos erros de facturação que venham a ocorrer.

O relacionamento com os clientes do SEP encontra-se submetido à Lei nº 23/96, de 26 de Julho, designadamente nos aspectos de facturação e de prescrição do direito de exigir o pagamento do preço do serviço prestado.

Todo o relacionamento comercial instituído contempla situações
distribuidor - cliente final, mas a nova organização do sector faz ressaltar a necessidade de alargar o âmbito, de forma a abranger novos parceiros a que

correspondem outros tipos de transacções, designadamente decorrentes das relações entidade concessionária da RNT - distribuidor vinculado e das relações entre o SEP e o SENV. De facto, estas transacções têm sido reguladas no seio do Grupo EDP, importando enquadrá-las em termos regulamentares, reforçando a sua transparência a todos os actores do sector eléctrico.

O relacionamento distribuidor-cliente final tem sido feito por ponto de alimentação. Crê-se necessário analisar quer a conveniência de manter esta situação, quer a sua adequação a outros tipos de fornecimentos, como os que ocorrem entre a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados, com toda a possibilidade existente de transferência de cargas entre pontos de alimentação e com a tecnologia de comunicação de leituras que foi sendo desenvolvida e se foi tornando disponível.

O relacionamento do SEP com o SENV, novo no ordenamento legal, necessita de conceptualização em termos da definição dos parceiros e do conteúdo dos fornecimentos, para além das regras que lhe servirão de base. As principais preocupações poderão situar-se na garantia de transparência e equidade, tanto nas relações entre as empresas do SEP, como com os seus clientes, como ainda com os produtores e clientes que integrem o sistema não vinculado.

7.10 UTILIZAÇÃO RACIONAL DE RECURSOS ENERGÈTICOS

Os estatutos da ERSE impõem que esta deva “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo da energia eléctrica” (alínea f) do artigo 2º).

Coloca-se assim a questão de saber qual o contributo que os regulamentos a emitir poderão dar para uma utilização mais racional dos recursos energéticos, tanto de um ponto de vista económico como de um ponto de vista ambiental, na produção, transporte, distribuição e consumo de energia eléctrica.

Para além de aspectos marcadamente técnicos ligados à exploração do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), e em parte já mencionados na legislação, haverá que definir a extensão e as modalidades de incentivo:

- à utilização de fontes de energia renováveis e endógenas;
- às acções destinadas a promover um planeamento e uma gestão mais integrada dos recursos energéticos;
- a esquemas inovadores de gestão da procura de electricidade através da venda de “serviços energéticos”.

A avaliação qualitativa e quantitativa de recentes experiências nestas áreas deverá constituir o ponto de partida para o desenvolvimento de um conjunto coordenado de acções futuras, que incluirá necessariamente uma componente regulamentar, mas que de forma alguma se poderá esgotar nessa dimensão, até pela importância que tais acções revestem para a concretização de objectivos de política energética e ambiental, definidos quer a nível nacional quer a nível europeu.

8. ETAPAS E PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Os comentários escritos a este documento devem ser enviados até 19 de Setembro para:

Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

Morada: Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3º
1400 Lisboa

E-Mail: erse@erse.pt

Fax : (01) 303 32 01

No dia 29 de Setembro de 1997 será organizada uma audição pública onde empresas, associações e instituições representativas do sector eléctrico serão convidadas a apresentar e discutir os respectivos comentários.

Com base nas conclusões desta audição será estabelecido o programa de trabalho que definirá, para cada regulamento:

- objecto, calendário e modalidades do aprofundamento de temas específicos cujo tratamento seja julgado necessário;
- prazo para preparação do projecto de regulamento;
- prazo para discussão pública do projecto de regulamento;
- prazo para emissão do regulamento.

A emissão dos regulamentos ocorrerá antes de 30 de Junho de 1998.

LEGISLAÇÃO ESPECÍFICA

Organização e Enquadramento do Sector

Decreto-Lei nº 43 335, de 19 de Novembro de 1960 - regula a grande e pequena distribuição e aprova as Condições Gerais de Venda de Energia Eléctrica em Alta Tensão.

Decreto-Lei nº 449/88, de 10 de Dezembro - altera algumas disposições da Lei nº 46/77, de 8 de Julho, relativa à delimitação de sectores.

Decreto-Lei nº 7/91, de 8 de Janeiro - transforma a empresa pública Electricidade de Portugal (EDP), EP em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos.

Decreto-Lei nº 99/91, de 2 de Março - estabelece o regime jurídico do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Revogado pelo DL nº 182/95, de 27 de Julho.

Decreto-Lei nº 131/94, de 19 de Maio - define o quadro jurídico da reestruturação da EDP, S.A.

Decreto-Lei nº 182/95, de 27 de Julho - estabelece as bases gerais da organização do Sistema Eléctrico Nacional.

Decreto-Lei nº 183/95, de 27 de Julho - estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do SEP e do SENV.

Decreto-Lei nº 184/95, de 27 de Julho - estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica, no âmbito do SEP e do SENV.

Decreto-Lei nº 185/95, de 27 de Julho - estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de transporte de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional e aprova as bases de concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT).

Decreto-Lei nº 187/95, de 27 de Julho - cria a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico definindo as suas competências e responsabilidades.

Decreto-Lei nº 188/95, de 27 de Julho - estabelece as disposições relativas à constituição, organização e funcionamento da Entidade de Planeamento do Sistema Electroprodutor. Revogado pelo DL nº 56/97, de 14 de Março.

Resolução do Conselho de Ministros nº 21/96, de 5 de Março - aprova o programa de privatização da EDP.

Decreto-Lei nº 44/97, de 20 de Fevereiro - revê o DL nº 187/95, de 27 de Julho, e aprova os Estatutos da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

Decreto-Lei nº 56/97, de 14 de Março - revê a legislação do sector eléctrico nacional. Introduz algumas alterações aos DL nºs 182/95, 183/95, 184/95, 185/95, 186/95, de 27 de Julho, e 189/88, de 27 de Maio. Revoga o DL nº 188/95, de 27 de Julho.

Produção em Regime Especial

Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio - estabelece normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado.

Portaria nº 445/88, de 8 de Julho - regula os procedimentos administrativos inerentes ao processo de autorização de utilização de água para aproveitamentos hidroeléctricos, no âmbito do DL nº 189/88, estabelecendo de igual modo as regras e critérios a observar face à existência de mais de um pretendente de utilização de um mesmo local.

Portaria nº 958/89, de 28 de Outubro - produção independente de electricidade. Altera a Portaria nº 445/88.

Portaria nº 305/90, de 18 de Abril - fixa a necessária correspondência entre o disposto nos artigos 22 e 23 do DL nº 189/88, de 27 de Maio, e o regime de preços de energia eléctrica consubstanciado no sistema tarifário celebrado por convenção.

Decreto-Lei nº 186/95, de 27 de Julho - estabelece as disposições relativas à actividade de produção e consumo combinado de energia eléctrica e energia térmica, mediante o processo de cogeração.

Decreto-Lei nº 313/95, de 24 de Novembro - altera o DL nº 189/88, de 27 de Maio (estabelece medidas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou colectivas e de direito público ou privado).

Tarifário / Preços de Electricidade

Decreto-Lei nº 344-A/82, de 1 de Setembro - cria uma moldura legal que conduza à uniformidade de tarifa de energia eléctrica praticada em todo o país. Revogado pelo DL nº 18-A/89, de 12 de Janeiro.

Portaria nº 396/87, de 11 de Maio - estabelece os valores das taxas tarifárias a aplicar pelos distribuidores do contingente aos fornecimentos de energia eléctrica nos diferentes níveis de tensão.

Decreto-Lei nº 18-A/89, de 12 de Janeiro - estabelece um regime de preços convencionados para venda de energia eléctrica. Revoga o DL nº 344-A/82. Revogado pelo DL nº 187/95 (no momento da entrada em vigor de tarifas fixadas ao abrigo do Regulamento Tarifário).

Decreto-Lei 104/92, de 30 de Maio - transpõe para o direito português a Directiva do Conselho 90/377/CEE, de 29 de Junho, relativa à transparência dos preços no consumidor final de gás e electricidade.

Portaria nº 737/92, de 22 de Julho - regulamenta a informação relativa ao fornecimento de electricidade no âmbito do Decreto-Lei nº 104/92.

Correcção de Hidraulicidade

Decreto-Lei nº 23/89, de 19 de Janeiro - estabelece critérios para o cálculo da Correcção de Hidraulicidade na contabilidade da EDP.

Decreto-Lei nº 338/91, de 10 de Setembro - corrige a metodologia e os mecanismos a adoptar no cálculo da Correcção de Hidraulicidade.

Ligação às Redes e Electrificação

Lei nº 2122, de 14 de Janeiro de 1964 - promulga as bases para os reembolsos dos custos de linhas de energia eléctrica e indemnizações ao consumidor.

Portaria nº 270/79, de 6 de Junho - fixa os preços máximos dos ramais, chegadas ou entradas, derivados de uma rede pública de distribuição de energia eléctrica em Baixa Tensão a pagar ao distribuidor público pelo proprietário do edifício a que se destinam.

DL nº 253/87, de 24 de Junho - permite que o Estado subsidie os custos das obras de electrificação agrícola a realizar pelos agricultores ou suas associações e pelos distribuidores de energia eléctrica para abastecimento de explorações agrícolas.

Decreto-Lei nº 150/94, de 25 de Maio - estabelece as condições gerais de aplicação do Programa de Apoio à Modernização Agrícola e Florestal (PAMAF).

Rendas e Concessão da Distribuição em Baixa Tensão

Resolução do Conselho de Ministros nº 112/82, de 14 de Julho - determina que a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão passe a competir aos municípios, que poderão exercê-la em regime de exploração directa, de associação de municípios, de empresas públicas de âmbito regional de que participem ou em regime de concessão à EDP.

Decreto-Lei nº 344-B/82, de 1 de Setembro - regime da distribuição da Energia Eléctrica em Baixa Tensão. Estabelece os princípios gerais a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração não é feita pelos municípios. Alterado pelos DL nº 341/90, 30 de Outubro, e DL nº 17/92, de 5 de Fevereiro.

Portaria nº 1076/82, de 17 de Novembro - estabelece as normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios.

Portaria nº 966/83, de 9 de Novembro - dá nova redacção às alíneas a) e b) do nº 1 e do nº 4 da Portaria nº 1076/82, que estabelece normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios.

Decreto-Lei nº 424/83, de 6 de Dezembro - consagra o pagamento de uma renda anual aos municípios cuja circunscrição seja atingida por zonas de influência de centros produtores de energia eléctrica.

Portaria nº 148/84, de 15 de Março - estabelece as regras a que devem obedecer os contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão a celebrar entre as Câmaras Municipais e a Electricidade de Portugal, EP (EDP).

Decreto-Lei nº 341/90, de 30 de Outubro - modifica diversas normas relativas à distribuição no Continente de energia eléctrica em baixa tensão. Altera o DL nº 344-B/82, de 1 de Setembro.

Portaria nº 90-A/92, de 10 de Fevereiro - altera as regras a que devem obedecer os contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão a celebrar entre os municípios e a EDP (Portaria nº 148/84).

Portaria nº 90-B/92, de 10 de Fevereiro - estabelece normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios.

Decreto-Lei nº 17/92, de 5 de Fevereiro - altera algumas disposições do DL nº 344-B/82, de 1 de Setembro, relativo à distribuição no Continente de energia eléctrica em baixa tensão.

Relacionamento Comercial

Portaria nº 637/83, de 31 de Maio - determina que a cobrança das facturas relativas aos fornecimentos de energia eléctrica em baixa tensão por qualquer distribuidor no continente seja feita mensalmente.

Decreto-Lei nº 103-C/89, de 4 de Abril - estabelece os novos prazos de pagamento dos débitos resultantes do consumo de energia eléctrica. Revoga o artigo 46 das condições gerais de venda de energia eléctrica em alta tensão anexas ao DL nº 43 335, de 19 de Novembro de 1960, o DL nº 116/87 e o DL nº 160/78.

Lei nº 23/96, de 26 de Julho - cria no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais.

Diversos

Lei nº 31/86, de 29 de Agosto - Arbitragem voluntária.

Decreto-Lei nº 425/86, de 27 de Dezembro - Permite às entidades que, no âmbito da Lei nº 31/86, de 29 de Agosto, pretendam promover, com carácter institucionalizado, a realização de arbitragens voluntárias requerer ao Ministro da Justiça autorização para a criação dos respectivos centros.

Lei nº 2/92, de 9 de Março - aprova o Orçamento de Estado para 1992.

Lei nº 24/96, de 31 de Julho - estabelece o regime legal aplicável à defesa dos consumidores. Revoga a Lei nº 29/81, de 22 de Agosto.

SIGLAS E UNIDADES

SIGLAS

APR	Anúncio de Proposta de Regulamentação
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CENEL	Electricidade do Centro, S.A.
CENELEC	Comité Europeu para a Normalização Electrotécnica
CIGRÉ	Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.
DGE	Direcção Geral de Energia
DL	Decreto
EDP	Electricidade de Portugal, S.A.
EN	Electricidade do Norte, S.A.
ENF	Energia Não Fornecida
ERSE	Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
EURELECTRIC	Agrupamento Europeu de Empresas de Electricidade
EUROSTAT	Gabinete de Estatística da União Europeia
FAT	Fundo de Apoio Térmico
FCC	Federal Communications Comission dos Estados Unidos da América
HDN	Energia do Norte, S.A.
HIDROCENEL	Energia do Centro, S.A.
Hidrotejo	Hidroeléctrica do Tejo, S.A.
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPC	Índice de Preços no Consumidor
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
LTE	Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A.
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
PAMAF	Programa de Apoio à Modernização Agrícola e Florestal
PEDAP	Programa Específico de Desenvolvimento da Agricultura Portuguesa
PIB	Produto Interno Bruto
PT	Posto de Transformação
RDA	República Democrática da Alemanha
RDP	Radiodifusão Portuguesa, E.P.
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (minutos de interrupção por ponto de entrega)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (número de interrupções por ponto de entrega)
SARI	System Average Restoration Index (tempo médio de reposição de serviço por interrupção)
SEGEC	Sistema Empresarial de Gestão Comercial

SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGI	Sistema de Gestão de Incidentes
SIME	Sistema de Informação do Mercado de Energia
SLE	Electricidade do Sul, S.A.
Tejo Energia	Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TURBOGÁS	Produtora Energética, S.A.
UCPTE	União para a Coordenação da Produção e Transporte de Electricidade
UE	União Europeia (à data do documento integra 15 países)
UNIPEDE	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica
VAB	Valor Acrescentado Bruto

UNIDADES

GVA	gigavolt-ampere
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora (10^6 kWh)
km	quilómetro
km^2	quilómetro quadrado
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
kvarh	kilovolt-ampere reactivo hora
kWh	kilowatt hora
m	metro
Mtep	milhões de toneladas equivalentes de petróleo (10^6 tep)
MVA	megavolt-ampere
MW	megawatt
MWh	megawatt hora (10^3 kWh)
TWh	terawatt hora (10^9 kWh)