

**RELATÓRIO ANUAL  
PARA A  
COMISSÃO EUROPEIA**

*Julho 2007*

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Telefone: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
*Email:* [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
Internet: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## Índice

<b>1</b>	<b>NOTA DE ABERTURA .....</b>	<b>1</b>
	<b>SIGLAS .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>SUMÁRIO E PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO.....</b>	<b>7</b>
2.1	Estrutura organizacional da ERSE .....	7
2.1.1	Órgãos .....	7
2.1.1.1	Conselho de Administração .....	7
2.1.1.2	Conselho Consultivo e Conselho Tarifário.....	7
2.1.2	Principais objectivos estatutários .....	8
2.1.3	Competências.....	9
2.1.3.1	Regulamentos.....	9
2.1.3.2	Tarifas e preços .....	10
2.1.3.3	Concessões e licenças de serviço público .....	10
2.1.3.4	Fiscalização e sanções.....	11
2.1.3.5	Inquéritos e auditorias .....	11
2.1.3.6	Resolução de conflitos e arbitragem voluntária .....	11
2.1.4	Independência e responsabilização .....	12
2.1.4.1	Independência .....	12
2.1.4.2	Responsabilização.....	13
2.2	Principais desenvolvimentos no sector eléctrico e no sector do gás natural .....	13
2.2.1	Sector Eléctrico .....	15
2.2.2	Sector do gás natural .....	17
2.3	Principais matérias tratadas pela ERSE .....	20
<b>3</b>	<b>REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....</b>	<b>33</b>
3.1	Matérias de regulação .....	33
3.1.1	Geral.....	33
3.1.2	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	37
3.1.3	Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição.....	45
3.1.3.1	Operadores de redes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas .....	45
3.1.3.2	Formas de regulação.....	46
3.1.3.3	Tarifas de acesso às redes de energia eléctrica.....	51
3.1.3.4	Qualidade de serviço .....	61
3.1.3.5	Ligação às redes .....	76

3.1.3.6	Balanço.....	77
3.1.4	Separação dos operadores das redes.....	79
3.1.4.1	Portugal continental.....	80
3.1.4.2	Operador da rede de transporte.....	80
3.1.4.3	Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	86
3.2	Concorrência.....	87
3.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	87
3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais.....	98
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência.....	115
3.2.4	Operações de concentração.....	116
<b>4</b>	<b>REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL.....</b>	<b>121</b>
4.1	Matérias de regulação.....	121
4.1.1	Geral.....	121
4.1.2	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas infra-estruturas.....	123
4.1.2.1	Atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural.....	123
4.1.2.2	Mecanismo de resolução de congestionamentos.....	124
4.1.3	Regulação dos operadores da rede pública de gás natural.....	125
4.1.3.1	Operadores da rede pública de gás natural.....	125
4.1.3.2	Formas de regulação.....	131
4.1.3.3	Tarifas de acesso às Infra-estruturas de gás natural.....	135
4.1.3.4	Qualidade de serviço.....	138
4.1.3.5	Ligações às redes.....	145
4.1.3.6	Balanço.....	145
4.1.3.7	Acesso ao armazenamento, <i>linepack</i> e outros serviços de sistema.....	146
4.1.4	Separação dos operadores das infra-estruturas.....	147
4.1.4.1	Análise por actividade.....	148
4.2	Concorrência.....	159
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	159
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais de gás natural.....	159
4.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência.....	165
4.2.4	Operações de concentração.....	165
<b>5</b>	<b>SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....</b>	<b>167</b>
5.1	Electricidade.....	167
5.1.1	Breve caracterização de 2006.....	167
5.1.2	Investimentos na produção.....	171
5.1.3	Planeamento.....	172
5.1.4	Novos investimentos na produção.....	173

5.2	Gás.....	174
5.2.1	Breve caracterização de 2006.....	174
5.2.2	Contratos de aprovisionamento de longo prazo .....	181
<b>6</b>	<b>SERVIÇO PÚBLICO .....</b>	<b>183</b>
6.1	Obrigações de Serviço Público .....	183
6.1.1	Sector eléctrico.....	183
6.1.2	Sector do gás natural .....	186
6.2	Condições Gerais dos Contratos de Fornecimento.....	187
6.2.1	Sector eléctrico.....	187
6.2.2	Sector do gás natural .....	188
6.3	Disposições Legislativas relativas às Tarifas de Venda a Clientes Finais .....	189



## 1 NOTA DE ABERTURA

O ano de 2006 foi marcado pela definição do novo enquadramento dos sectores da electricidade, do gás natural e dos petróleos, pelo início da reestruturação empresarial do sector do gás natural e pelos desenvolvimentos registados no âmbito da implementação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Os novos desenvolvimentos legislativos verificados nos sectores da electricidade e do gás natural decorrem da transposição para o direito nacional das directivas europeias de 2003 para estes dois sectores.

Em resultado do acolhimento das disposições contidas na Directiva para o sector eléctrico, o quadro legal em Portugal foi alterado estabelecendo que o operador da rede de transporte não pode exercer actividades relacionadas com a compra e venda de energia eléctrica.

Esta separação de actividades decorre da existência de Contratos de Aquisição de Energia eléctrica de longo prazo (CAE) assinados pelos produtores a partir de fontes de energia convencionais com a entidade detentora da concessão da Rede Nacional de Transporte (REN), veio a culminar já em 2007 com a cessação dos CAE pertencentes ao grupo EDP, tendo os dois remanescentes (TURBOGÁS e Tejo Energia) passado a ser geridos por uma empresa juridicamente separada do operador da rede de transporte, pertencente ao grupo REN.

É de registar, ainda, a intervenção legislativa efectuada pelo Governo no sentido de estabelecer regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nos anos de 2006 e 2007 e de limitar a 6% o acréscimo tarifário para 2007 para os clientes em Baixa Tensão Normal relativamente às tarifas que estavam em vigor no ano de 2006.

O diploma que instituiu estas regras, bem assim como os restantes diplomas legislativos que definem o novo enquadramento do sector eléctrico, serviram de normas habilitantes a uma nova actualização do Regulamento Tarifário efectuada pela ERSE no final do ano, necessária para sustentar o estabelecimento das tarifas de energia eléctrica para 2007.

Relativamente ao sector do gás natural, o novo enquadramento trouxe alterações profundas no quadro existente, cuja concretização prática será mais relevante durante 2007:

- Transferência dos activos associados às infra-estruturas de recepção, armazenamento e regaseificação do terminal de GNL, das instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural e de transporte de gás natural, dando origem a três novas empresas juridicamente independentes, pertencentes agora ao grupo REN, a quem foram atribuídas concessões de serviço público para a respectiva exploração (Outubro de 2006). Estas actividades passam a ser reguladas pela ERSE.

- Obrigatoriedade de separação jurídica da actividade de distribuição de gás natural das demais actividades com ela não relacionada (até Julho de 2007), como seja a de comercialização de gás natural, para todas as empresas detentoras de concessão e licença de serviço público de distribuição de gás natural que abasteçam no mínimo 100 mil clientes, o que envolve quatro das onze empresas existentes. A actividade de distribuição passa a ser regulada pela ERSE.
- A comercialização de gás natural é livre estando no entanto sujeita ao calendário de abertura de mercado, com início em Janeiro de 2007 para os produtores de energia eléctrica em regime ordinário. Os comercializadores terão direito ao acesso às infra-estruturas de gás natural acima referidas mediante o pagamento de tarifas reguladas a estabelecer pela ERSE.
- Está também consagrada a figura de comercializador de último recurso para os consumidores como garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optem pela mudança de comercializador, em condições de qualidade e continuidade de serviço, mediante o pagamento de tarifas reguladas a estabelecer pela ERSE. De acordo com a abertura de mercado, estas tarifas serão aplicadas a partir de 2008.

A nova envolvente legislativa veio igualmente possibilitar a elaboração pela ERSE dos regulamentos aplicáveis ao sector do gás natural, após consulta pública.

Nesse sentido, os regulamentos de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações, de Operação de Infra-estruturas, de Qualidade de Serviço, de Relações Comerciais e Tarifário, publicados pela ERSE em Setembro de 2006, respeitando as disposições contidas nos diversos diplomas legislativos em vigor, vieram estabelecer as regras e os procedimentos a adoptar na regulação dos vários domínios da sua competência.

O MIBEL sofreu igualmente um grande impulso durante o ano de 2006, com o início de funções do Conselho de Reguladores, órgão máximo de decisão daquele mercado. Das decisões tomadas são de salientar a aprovação do mecanismo de gestão conjunta das interligações entre Portugal e Espanha e a aprovação das condições e obrigações de aquisição de energia eléctrica dos distribuidores (Espanha) e do comercializador de último recurso (Portugal) no Operador de Mercado Ibérico pólo Português (OMIP).

O início de funcionamento do OMIP em Julho de 2006 e a celebração com o Operador de Mercado Ibérico pólo Espanhol de um acordo de integração dos dois mercados peninsulares, constituiu igualmente um marco na construção do MIBEL.

Regista-se ainda a realização da XXII Cimeira Luso-Espanhola (Novembro) onde foram tomadas diversas decisões para a continuação da implementação do MIBEL, sendo de realçar as que respeitam à operacionalização do MIBEL, em termos das plataformas de mercados, já durante o 1.º semestre de 2007.

A liberalização do sector eléctrico nacional, ao nível do retalho, registou igualmente uma data histórica para o sector, 4 de Setembro, que marca a entrada em funcionamento da plataforma informática que possibilita a gestão dos procedimentos de mudança de comercializador de clientes fornecidos em baixa tensão normal.

Apesar disso, o ano de 2006 foi caracterizado por uma diminuição do valor dos consumos realizados no mercado liberalizado, tendência que se vinha observando desde finais de 2005, em que se começou a verificar uma diminuição no ritmo de crescimento dos consumos nesse mercado. O aumento dos custos de aquisição de energia eléctrica no mercado diário espanhol explica esta evolução no mercado liberalizado português, que é abastecido em larga medida a partir de Espanha.

A ERSE continua também a participar activamente na construção do Mercado Interno de Energia, nomeadamente através da colaboração no seio do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) e do Grupo Europeu de Reguladores da Electricidade e do Gás (ERGEG).

Antes de terminar, cabe aqui referir que as restrições político-administrativas que impediram a contratação de novos colaboradores desde 2002, mencionadas pela ERSE no Relatório Anual para a Comissão Europeia de 2006, foram removidas, tendo o processo de contratação sido praticamente terminado no final de 2006.



## SIGLAS

- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- BTE – Baixa Tensão Especial (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW).
- BTN – Baixa Tensão Normal (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA).
- CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliário.
- CENELEC – Comité Europeu de Normalização Electrotécnica.
- CNE – Comisión Nacional de Energia.
- CNMV – Comisión Nacional del Mercado de Valores.
- CR – Actividade de Comercialização de Redes.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GNL – gás natural liquefeito.
- IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado.
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.
- ML – Mercado Liberalizado.
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- NACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español, SA.
- OMI – Operador de Mercado Ibérico.
- OMIClear – OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.
- OMIE – Operador do Mercado Ibérico pólo Espanhol.

- OMIP – Operador do Mercado Ibérico pólo Português.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RAA – Região Autónoma dos Açores.
- RAM – Região Autónoma da Madeira.
- RMC – Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos.
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- RPGN – Rede Pública de Gás Natural.
- RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional.
- SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- TGCC – turbinas a gás de ciclo combinado.
- TGCS – turbinas a gás de ciclo simples.
- UAG – Unidade Autónoma de GNL.
- UGS – Uso Global do Sistema.
- URD – Uso da Rede de Distribuição.
- URDAT – Uso da Rede de Distribuição em AT.
- URDBT – Uso da Rede de Distribuição em BT.
- URDMT – Uso da Rede de Distribuição em MT.
- URT – Uso da Rede de Transporte.

## 2 SUMÁRIO E PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS DO ÚLTIMO ANO

### 2.1 ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA ERSE

#### 2.1.1 ÓRGÃOS

##### 2.1.1.1 CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é composto por:

- Um presidente.
- Dois vogais.

Os membros do Conselho de Administração são nomeados por resolução do Conselho de Ministros, sob proposta do Ministro da Economia e da Inovação, de entre pessoas que possuam qualificações adequadas e reconhecida competência técnica e profissional e são nomeados por um período de cinco anos, renovável por uma vez. O início dos mandatos é desfasado no tempo. Não pode ser nomeado para o Conselho de Administração da ERSE quem seja ou tenha sido membro dos corpos gerentes das empresas dos sectores da electricidade ou do gás natural nos últimos dois anos, ou seja ou tenha sido trabalhador ou colaborador permanente das mesmas com funções de direcção ou chefia no mesmo período de tempo. Após o termo das suas funções, os membros do Conselho de Administração ficam impedidos, pelo período de dois anos, de desempenhar qualquer função ou prestar qualquer serviço às empresas dos sectores regulados. Os membros do Conselho de Administração exercem as suas funções em regime de exclusividade, excepto no que se refere ao exercício de funções docentes no ensino superior em tempo parcial.

##### 2.1.1.2 CONSELHO CONSULTIVO E CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho Consultivo é o órgão da ERSE de consulta, apoio e participação na definição das linhas gerais de actuação da ERSE. Ao Conselho Consultivo compete emitir parecer, nomeadamente, sobre:

- O plano de actividades e o orçamento da ERSE.
- O relatório de actividades e as contas da ERSE.
- Pareceres da ERSE sobre padrões de segurança.
- Propostas de alteração de regulamentos.

- Outras matérias que o Conselho de Administração entenda submeter-lhe.

O Conselho Consultivo é constituído por 28 membros, representantes do Governo (Economia, Finanças, Ambiente e Defesa do Consumidor), dos Governos Regionais dos Açores e da Madeira, dos Municípios, da Administração Pública (Direcção Geral do Consumidor, Direcção-Geral de Energia e Geologia, Agência Portuguesa do Ambiente), da Autoridade da Concorrência, dos consumidores e das empresas reguladas. O Conselho Consultivo organiza-se em duas secções, uma para o sector eléctrico e outra para o sector do gás natural.

O Conselho Tarifário é o órgão específico de consulta e apoio para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços. Ao Conselho Tarifário compete emitir parecer sobre:

- A aprovação e revisão dos regulamentos tarifários.
- A fixação de tarifas e preços.

O Conselho Tarifário é constituído por 17 membros, representantes do Direcção Geral do Consumidor, dos Municípios, das associações de consumidores e das empresas reguladas. O Conselho Tarifário organiza-se em duas secções, uma para o sector eléctrico e outra para o sector do gás natural.

Os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário não são vinculativos sendo publicitados pela ERSE e disponibilizados na sua página da Internet. Esta publicitação deverá incluir, no caso dos pareceres do Conselho Tarifário, a justificação do posicionamento da ERSE quando não forem seguidas as orientações emitidas por este Conselho.

## 2.1.2 PRINCIPAIS OBJECTIVOS ESTATUTÁRIOS

Os principais objectivos estatutários da ERSE são:

- Proteger os direitos e interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade de serviço, bem como promover a informação e o esclarecimento dos consumidores de energia, em coordenação com as entidades competentes.
- Velar, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, pelo cumprimento, por parte dos operadores dos sectores do gás natural e da electricidade, das obrigações de serviço público e demais obrigações estabelecidas nas leis e nos regulamentos, bem como nos contratos de concessão e nas licenças.
- Arbitrar e resolver os litígios que surjam no âmbito da electricidade e do gás natural, nos termos definidos na lei.
- Implementar a liberalização do sector eléctrico e do sector do gás natural e fomentar a concorrência de modo a melhorar a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação.

- Assegurar a objectividade das regras de regulação e a transparência das relações comerciais entre operadores e entre estes e os consumidores.
- Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais nos sectores regulados, estimulando, nomeadamente, a adopção de práticas que promovam a utilização eficiente da electricidade e do gás natural e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa do meio ambiente.
- Contribuir para a progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento dos sectores da electricidade e do gás natural e ao atempado cumprimento da legislação comunitária aplicável, no sentido da realização do mercado interno da energia.
- Coordenar com a Autoridade da Concorrência a aplicação da lei da concorrência no sector da energia.
- Acompanhar a actividade das entidades reguladoras afins, bem como as experiências estrangeiras de regulação da energia, e estabelecer relações com entidades reguladoras congéneres e com os organismos comunitários e internacionais relevantes.
- Promover a investigação sobre o mercado da electricidade e do gás natural e sobre a sua regulação e desenvolver as iniciativas e estabelecer os protocolos de associação ou de cooperação que se revelarem adequados, sem prejuízo da sua independência.

### 2.1.3 COMPETÊNCIAS

A ERSE dispõe de competências de várias naturezas: regulamentar, sancionatória, inspectiva e consultiva. Descrevem-se de seguida os principais instrumentos à sua disposição para cumprimento dos objectivos estatutários.

#### 2.1.3.1 REGULAMENTOS

A publicação dos regulamentos é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Consultivo ou do Conselho Tarifário.

No âmbito do sector eléctrico cabe à ERSE elaborar e fiscalizar o cumprimento dos seguintes regulamentos:

- Acesso às Redes e às Interligações.
- Despacho<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> A recente evolução legislativa institui o Regulamento de Operação das Redes em substituição do Regulamento do Despacho.

- Relações Comerciais.
- Tarifário.

Cabe, ainda, à ERSE apresentar à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) uma proposta para as disposições de natureza comercial do Regulamento da Qualidade de Serviço, bem como verificar a integral aplicação deste regulamento, incluindo as disposições de natureza técnica.

No âmbito do sector do gás natural, cabe à ERSE elaborar e fiscalizar o cumprimento dos seguintes regulamentos:

- Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações.
- Operação das Infra-estruturas.
- Qualidade de Serviço.
- Relações Comerciais.
- Tarifário.

#### 2.1.3.2 TARIFAS E PREÇOS

No âmbito do sector eléctrico, a ERSE estabelece periodicamente, nos termos do Regulamento Tarifário, os valores das tarifas e dos preços a aplicar. A publicação das tarifas e preços no jornal oficial (Diário da República) é precedida de parecer do Conselho Tarifário, dos comentários de entidades administrativas e das empresas reguladas.

Nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, a ERSE é a entidade responsável pela aprovação do Regulamento Tarifário do sector do gás natural. O Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro, aprovou o Regulamento Tarifário, que estabelece os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de gás natural, a definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, bem como os procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação. Com a aprovação do Regulamento Tarifário ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, a ERSE passou a exercer as competências tarifárias que lhe foram conferidas pelos seus Estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, cujo exercício, por força do artigo 6.º deste diploma, se mantinham atribuídas ao Governo e à DGEG.

#### 2.1.3.3 CONCESSÕES E LICENÇAS DE SERVIÇO PÚBLICO

No âmbito dos contratos de concessão, cujas bases foram aprovadas ao abrigo dos Decreto-Lei n.º 29/2006 e n.º 30/2006, ambos de 15 de Fevereiro, e objecto de regulamentação complementar,

competete à ERSE verificar, em matérias de regulação, o cumprimento destes contratos, sem prejuízo das competências atribuídas à DGEG.

#### 2.1.3.4 FISCALIZAÇÃO E SANÇÕES

No âmbito da protecção ao consumidor a ERSE deve, regularmente, inspeccionar os registos das queixas e reclamações dos consumidores apresentadas às entidades concessionárias ou licenciadas podendo, também, ordenar a investigação de queixas e reclamações que lhe sejam directamente apresentadas pelos consumidores, desde que se integrem no âmbito das suas competências.

Pode, ainda, recomendar as entidades concessionárias ou licenciadas as providências necessárias à reparação das justas queixas dos utentes.

No âmbito da defesa da concorrência, a ERSE deve participar à Autoridade da Concorrência as infracções à lei de defesa da concorrência de que tome conhecimento no desempenho das suas funções.

Relativamente aos poderes sancionatórios, a ERSE pode processar contra-ordenações e aplicar coimas e sanções acessórias.

Considerando o quadro legislativo dos sectores da electricidade e do gás natural, estabelecido pelos Decretos-lei n.ºs 29/2006 e 30/2006, ambos de 15 de Fevereiro, respectivamente complementados pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, o regime sancionatório da ERSE é objecto de um diploma legal específico que actualmente se encontra em fase de preparação, tendo em vista a sua aprovação pelo Governo e pela Assembleia da República, órgãos que têm competência para a aprovação dos diplomas legislativos.

#### 2.1.3.5 INQUÉRITOS E AUDITORIAS

A ERSE pode determinar, por sua iniciativa ou mediante solicitação do Ministro da Economia e da Inovação, a realização de sindicâncias, inquéritos ou auditorias às entidades concessionárias ou licenciadas, desde que tenham por objecto matérias que se enquadrem no âmbito das suas competências.

#### 2.1.3.6 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS E ARBITRAGEM VOLUNTÁRIA

A intervenção da ERSE na área da resolução de conflitos concretiza-se, designadamente, na instrução de processos de mediação e de conciliação. A mediação e a conciliação são mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, de carácter voluntário, através dos quais a ERSE não pode impor uma solução

ao caso concreto, mas pode recomendá-la (mediação) ou sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o litígio que as opõe (conciliação).

Na esteira das recomendações europeias sobre os princípios aplicáveis às entidades que actuam em prol da resolução extrajudicial dos litígios de consumo, a ERSE aprovou, em Outubro de 2002, o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos (RMC). Este regulamento estabelece as regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação de conflitos de natureza comercial e contratual emergentes do relacionamento entre os operadores nos sectores eléctrico e do gás natural e entre estes e os respectivos consumidores.

No âmbito da resolução extrajudicial de conflitos, a ERSE deve ainda fomentar a arbitragem voluntária para a resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual entre as entidades concessionárias e licenciadas e entre elas e os consumidores. Pode também cooperar na criação de centros de arbitragem e estabelecer acordos com centros de arbitragem.

#### 2.1.4 INDEPENDÊNCIA E RESPONSABILIZAÇÃO

##### 2.1.4.1 INDEPENDÊNCIA

A ERSE é uma pessoa colectiva de direito público dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio e que se rege pelos seus Estatutos, pelas disposições legais que lhe sejam especificamente aplicáveis e, subsidiariamente, pelo regime jurídico das entidades públicas empresariais, ressalvadas as regras incompatíveis com a sua natureza. A ERSE é independente no exercício das suas funções, no quadro da lei, sem prejuízo dos princípios orientadores de política energética fixados pelo Governo, nos termos constitucionais e legais, e dos actos sujeitos a tutela ministerial, nos termos previstos na lei.

Assim, e sem prejuízo da sua independência orgânica e funcional, a ERSE está sujeita, nos termos dos seus Estatutos, à tutela do Ministro da Economia e da Inovação e, quando for caso disso, do Ministro das Finanças. Neste âmbito, deverão ter aprovação ministerial:

- O relatório de actividades e as contas.
- O regulamento dos serviços.
- O regulamento de recrutamento de pessoal e a tabela das respectivas remunerações.

Os membros do Conselho de Administração só podem ser demitidos pelo Governo em caso de incapacidade ou de falta grave comprovada.

O orçamento da ERSE é integrado no Orçamento do Estado. Este regime de integração limita a independência da ERSE, sujeitando-a, nos termos gerais, a um regime financeiro de intervenção governamental, dependente de autorizações dos Ministros da área da Energia e das Finanças, designadamente em matéria de aquisição de bens e de recrutamento de pessoal para o seu quadro.

#### 2.1.4.2 RESPONSABILIZAÇÃO

A ERSE é responsável perante os órgãos de soberania nacionais, nos seguintes termos:

- A ERSE tem de submeter o seu projecto de orçamento, que se integra no Orçamento do Estado, a apreciação do seu Fiscal Único, do Conselho Consultivo e à aprovação posterior do Ministro da Economia e da Inovação. O Orçamento do Estado é aprovado pela Assembleia da República.
- O Relatório e as Contas Anuais são igualmente submetidos a parecer do Fiscal Único e do Conselho Consultivo e, posteriormente, submetidos à aprovação dos Ministros das Finanças e da Economia.
- Também anualmente, é enviado ao Governo, para ser presente igualmente à Assembleia da República, um relatório anual sobre as suas actividades de regulação.
- O Presidente do Conselho de Administração responde, sempre que lhe for solicitado, aos pedidos de audição que lhe sejam dirigidos pela comissão competente da Assembleia da República, para prestar informações ou esclarecimentos sobre as suas actividades.
- Outra vertente da responsabilização da ERSE é para com os Tribunais, pois os titulares dos órgãos da ERSE e os seus funcionários e agentes respondem criminal e disciplinarmente pelos actos e omissões que pratiquem no exercício das suas funções, nos termos da lei em vigor.
- A actividade de natureza administrativa fica sujeita à jurisdição administrativa, nos termos da respectiva legislação. As sanções por infracções contra-ordenacionais são impugnáveis, nos termos gerais, junto dos tribunais judiciais.
- A ERSE está ainda sujeita à jurisdição do Tribunal de Contas, nos termos da legislação competente.

## 2.2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL

Em 2005, foi estabelecida a nova estratégia nacional para a energia, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro (que revoga as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril e n.º 68/2003, de 10 de Maio). Assim, o Governo estabeleceu como objectivos da política energética nacional:

- Garantir a segurança de abastecimento de energia, através da diversificação de recursos primários e da promoção da eficiência energética.
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores e a competitividade e eficiência das empresas.
- Garantir a adequação ambiental do processo energético.

Para prosseguir estes objectivos, foram estabelecidas as seguintes linhas de orientação:

- Liberalização dos mercados da electricidade, do gás natural e dos combustíveis, a prosseguir, nomeadamente, através da adopção:
  - De leis de bases para a electricidade, para o gás natural e para o petróleo, bem como de legislação complementar.
  - Da antecipação da liberalização do mercado do gás natural.
  - Da operacionalização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).
  - Da reorganização da estrutura empresarial do sector da energia.
- Enquadramento estrutural da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural, nomeadamente através:
  - Da promoção da constituição de uma empresa detentora das redes de transporte de electricidade e de gás natural, bem como das instalações de armazenamento e do terminal de gás liquefeito, assegurando a separação jurídica dos operadores.
  - Do reforço das energias renováveis.
  - Da promoção da eficiência energética.
  - Do aprovisionamento público «energeticamente eficiente e ambientalmente relevante».
  - Da reorganização da fiscalidade e dos sistemas de incentivos do sistema energético, nomeadamente através da criação da taxa de carbono.
  - Da prospectiva e inovação em energia.
  - Da comunicação, sensibilização e avaliação da estratégia nacional para a energia.

Grande parte destas linhas de orientações materializaram-se em 2006 num conjunto de novos diplomas legais.

## 2.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

### LEGISLAÇÃO NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases e os princípios da organização e do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), revogando o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, bem como as revisões introduzidas pelos Decretos-Lei n.ºs 184/2003, 185/2003, ambos de 20 de Agosto, 36/2003, de 26 de Fevereiro, 192/2004, de 17 de Agosto, e 240/2004, de 27 de Dezembro.

No seguimento da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que estabeleceu os princípios gerais relativos:

- À organização e funcionamento do SEN.
- À organização dos mercados de electricidade.
- Ao exercício das actividades de:
  - Produção.
  - Transporte.
  - Distribuição.
  - Comercialização.

Este Decreto-Lei iniciou a transposição para a ordem jurídica interna dos princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, revogando a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, e concretiza a orientação estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, com o objectivo de incrementar um mercado livre e concorrencial. Agora, as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença.

O transporte e a distribuição são exercidos mediante a atribuição de concessões de serviço público. A actividade de transporte está jurídica e patrimonialmente separada das demais actividades desenvolvidas no âmbito do SEN. A distribuição está juridicamente separada da actividade do transporte e das demais actividades não relacionadas com a distribuição. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores em baixa tensão (BT) abasteçam menos de 100 mil clientes.

Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança onerada, do ponto de

vista contratual. De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, é criada a figura de operador logístico de mudança de comercializador.

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço.

Neste contexto, as actividades de transporte, distribuição, comercialização de último recurso e operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação exercida pela ERSE, sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas. Neste âmbito, cabe à ERSE elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do sector, a entregar ao Governo, que posteriormente o enviará à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

A monitorização da segurança de abastecimento é da competência da Direcção-Geral de Energia e Geologia, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte.

O Decreto-Lei n.º 29/2006 remete, ainda, para legislação complementar o desenvolvimento dos princípios aplicáveis às actividades nele previstas, bem como os respectivos procedimentos. Prevê também um conjunto de regulamentos aplicáveis às mesmas actividades, dos quais se destacam os regulamentos que a seguir se listam, e cuja aprovação e aplicação são competência da ERSE:

- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- Regulamento de Operação das Redes.
- Regulamento de Relações Comerciais.
- Regulamento Tarifário.

Este diploma foi complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que estabelece, em especial, os procedimentos para atribuição das licenças para produção em regime ordinário e para a comercialização de electricidade, bem como para a atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT).

Este diploma, que completa a transposição para a ordem jurídica interna de uma directiva que estabelece regras comuns para o Mercado Interno da Electricidade, vem ainda operar uma simplificação administrativa no procedimento de licenciamento da actividade de produção de electricidade em regime ordinário.

No âmbito das actividades de transporte e distribuição (em AT, MT e BT), o diploma estabelece o regime da sua exploração e os procedimentos de formação dos respectivos contratos de concessão, incluindo das concessões municipais (BT), e procede à regulamentação das soluções de direito transitório.

É estabelecido o procedimento de atribuição da licença de comercialização e a disciplina desta actividade, ao mesmo tempo que regulamenta o exercício da actividade de comercializador de último recurso, destinado a assegurar o serviço universal.

Nos anexos ao diploma, são estabelecidas as novas bases da concessão da RNT, bem como da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das redes de distribuição de electricidade em Baixa Tensão (BT).

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Março, estabeleceu novas regras sobre a afectação do diferencial entre os custos de energia eléctrica da produção em regime ordinário e os custos fixados administrativamente da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis.

Posteriormente, foram publicados os seguintes diplomas:

- Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, que estabeleceu um regime transitório para o ano de 2007.
- A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que estabeleceu uma nova taxa aplicável ao cálculo de remuneração das rendas dos terrenos do domínio público hídrico revogando a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro.
- O Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, que alterou algumas disposições do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, referente ao mecanismo dos “Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) dos contratos de Aquisição de Energia”.

Foi ainda aprovado em 1 de Junho de 2007, aguardando-se a sua publicação, o Decreto-Lei n.º 392/2007, estabelecendo um conjunto de disposições aplicáveis ao aprofundamento do MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.

## 2.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

### LEGISLAÇÃO NACIONAL

No seguimento da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que estabeleceu a nova estratégia nacional para a energia (e que revogou as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril e n.º 68/2003, de 10 de Maio), foi aprovado o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, que estabeleceu os princípios gerais relativos:

- À organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).
- À organização dos mercados de gás natural.
- Ao exercício das actividades de:

- Recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural.
- Armazenamento subterrâneo de gás natural.
- Transporte.
- Distribuição.
- Comercialização.

Este Decreto-Lei iniciou a transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de Junho, e revoga os Decretos-Lei n.ºs 14/2001, de 27 de Janeiro, e 374/89, de 25 de Outubro, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro.

A organização do SNGN assenta na exploração da rede pública de gás natural, constituída por:

- Instalações de armazenamento subterrâneo.
- Rede Nacional de Distribuição.
- Rede Nacional de Transporte.
- Terminal de recepção, armazenamento, e regaseificação de GNL.

A exploração destas infra-estruturas processa-se através de concessões de serviço público ou, no caso das redes locais autónomas de distribuição, através de licenças de serviço público.

O transporte de gás natural é exercido através de uma única concessão de serviço público de exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. Esta actividade é jurídica e patrimonialmente separada das restantes actividades, no âmbito do SNGN.

A distribuição é desempenhada através de:

- Concessões, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição para utilização privativa de gás natural (fora da rede).

A distribuição é juridicamente separada da actividade de transporte, bem como das demais actividades não relacionadas com a distribuição. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores abasteçam um número de clientes inferior a 100 mil.

A comercialização de gás natural é livre, ainda que sujeita à atribuição de uma licença. Os comercializadores terão direito de acesso, mediante o pagamento de tarifas reguladas, às seguintes infra-estruturas:

- Terminal de recepção, armazenamento, e regaseificação de GNL.
- Instalações de armazenamento subterrâneo.
- Rede Nacional de Distribuição.
- Rede Nacional de Transporte.

No entanto, a comercialização de gás natural ficará sujeita ao regime transitório estabelecido para a abertura gradual do mercado, tendo em consideração o estatuto de mercado emergente e da derrogação que lhe está associada, estabelecido na legislação complementar.

Deste modo, os consumidores poderão, de forma gradual, de acordo com o calendário de elegibilidade, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, é criado o operador logístico de mudança de comercializador.

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optem pela mudança de comercializador, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço.

As actividades decorrentes das concessões e licenças da rede pública de gás natural, a comercialização de último recurso e a operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação exercida pela ERSE, sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas. Neste âmbito, cabe à ERSE elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do sector, a entregar ao Governo, que posteriormente o enviará à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

A monitorização da segurança de abastecimento é da competência do Governo, sendo atribuída à Direcção Geral de Energia e Geologia, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte de gás natural.

O referido Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, foi implementado pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis às actividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo, de recepção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito (GNL) e de distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases das concessões, e a definição do tipo de procedimentos aplicáveis à respectiva atribuição. O referido diploma estabeleceu ainda o calendário de abertura de mercado antecipando os prazos estabelecidos para a liberalização, definindo o regime de comercialização e a organização dos respectivos mercados.

Nos termos do artigo 64.º deste diploma, os prazos para a abertura do mercado de gás natural ficaram assim definidos:

- a) Os produtores de electricidade em regime ordinário, a partir de 1 de Janeiro de 2007;
- b) Os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008;
- c) Os clientes cujo consumo anual é igual ou superior a 10 000 m<sup>3</sup> normais, a partir de 1 de Janeiro de 2009;
- d) Todos os demais clientes, a partir de 1 de Janeiro de 2010.

Na concretização das disposições deste diploma, as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006, 108/2006 e 109/2006, todas de 23 de Agosto, aprovaram as minutas das concessões da RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infra-Estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.

## **2.3 PRINCIPAIS MATÉRIAS TRATADAS PELA ERSE**

### **MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE**

Em 2006, como consequência da Cimeira de Évora, realizada nos dias 18 e 19 de Novembro de 2005, registaram-se importantes desenvolvimentos na construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). São de destacar os seguintes:

- Criação e início do funcionamento do Conselho de Reguladores.
- Aprovação na reunião do Conselho de Reguladores de 15 de Março de 2006 do mecanismo de gestão conjunta da interligação Espanha - Portugal<sup>2</sup>.
- Aprovação na reunião do Conselho de Reguladores de 16 de Maio de 2006 do regulamento de negociação do Operador do Mercado Ibérico pólo Português (OMIP) e do regulamento de compensação da OMIClear2. Os regulamentos e as circulares que lhes são anexas foram registados pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) em Junho de 2006.
- Aprovação das condições e da obrigação de aquisição de energia eléctrica pelos distribuidores (Espanha) ou comercializador de último recurso (Portugal) no OMIP, pelos Governos de Espanha e de Portugal.
- Início do funcionamento do OMIP em Julho de 2006.

---

<sup>2</sup> <http://www.erse.pt/vpt/entrada/mercadoiberico/>

- O OMIP e o Operador do Mercado Ibérico pólo Espanhol (OMIE) celebraram um acordo de integração dos dois mercados, aplicável aos contratos a prazo com liquidação física.
- Elaboração pelo Conselho de Reguladores de um documento intitulado “Análise e recomendações do Conselho de Reguladores sobre os próximos passos para o desenvolvimento do MIBEL (Novembro de 2006)” enviado aos Governos de Portugal e de Espanha para análise na Cimeira de Badajoz.

Em 24 e 25 de Novembro, realizou-se em Badajoz a XXII Cimeira Luso-Espanhola. Destacam-se as seguintes conclusões:

- Continuar a trabalhar na definição do traçado das novas interligações a Sul (Algarve-Andaluzia) e a Norte (Eixo Internacional do Noroeste), as quais deverão estar concluídas em 2010, permitindo atingir uma capacidade de interligação entre os dois países de aproximadamente 3000 MW.
- Solicitar aos Directores Gerais de Energia um plano de compatibilização regulatória a apresentar até 28 de Fevereiro de 2007, que incluirá para os distribuidores ou comercializadores de último recurso de ambos os países um modelo comum de contratação de energia.
- Manter uma percentagem obrigatória de 10% de aquisição de energia eléctrica pelos distribuidores ou comercializador de último recurso no OMIP durante 2007.

Nos termos previstos nesta Cimeira foi acordado, em 8 de Março de 2007, o “Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha no sector energético” que assenta nas seguintes áreas principais:

- Definição dos princípios gerais de organização e gestão do Operador de Mercado Ibérico (OMI) e respectivo modelo de implementação.
  - O processo de implementação do modelo de gestão e organização do OMI será detalhado e calendarizado conjuntamente pelo OMIP e pelo OMIE, para concretização até Outubro de 2007.
- Reforço da articulação entre Operadores de Sistema.
  - Os Governos de Portugal e de Espanha apoiam a troca cruzada de participações do capital dos dois Operadores de Sistema (REN e REE).
  - Reforço das interligações entre Portugal e Espanha, devendo ser apresentado pelos operadores de sistema um plano acelerado de construção dos reforços de interligação.
- Regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL.
  - O Conselho de Reguladores deverá determinar anualmente os agentes que verifiquem a condição de operador dominante. Os Governos definirão as limitações e obrigações específicas a observar pelos operadores dominantes identificados.

- Definição das potências a leiloar em 2007 através leilões de capacidade virtual tendo sido estabelecido, que a partir de Julho de 2008, os leilões de capacidade virtual serão realizados pelo OMI.
- Cessaçãõ dos contratos de aquisição de energia até Julho de 2007 que correspondem a 80% da energia eléctrica produzida em Portugal.
- Incentivo à liberalização e definição de plano de convergência tarifária entre sistemas eléctricos ibéricos.
  - Definição de calendário de adaptação das tarifas reguladas dos distribuidores ou comercializadores de último recurso: a partir de Julho de 2008, os descontos de interruptibilidade apenas serão acessíveis aos clientes em MAT, AT e MT em mercado livre; a partir de Janeiro de 2011, as tarifas reguladas de último recurso serão garantidas apenas aos clientes em BT com uma potência contratada inferior a 50 kW.
  - Apresentação aos dois Governos, em Abril de 2007, das propostas sobre contratos de interruptibilidade e compensação de energia reactiva foram elaboradas pelos Operadores de Sistema.
  - Apresentação aos dois governos, até Outubro de 2007, de propostas sobre convergência das tarifas de acesso, da responsabilidade do Conselho de Reguladores.
  - Definição de mecanismos comuns de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores de último recurso.
  - Até Outubro de 2007, o Conselho de Reguladores deverá propor de forma harmonizada os regulamentos com os procedimentos de mudança de comercializador, bem como um calendário harmonizado de substituição de todos os contadores por outros que permitam a telemedida e uma proposta harmonizada de especificações e funcionalidades mínimas dos contadores para o segmento doméstico e das pequenas empresas.
- Mecanismo de gestão das interligações
  - Aprovaçãõ de uma proposta de repartição da capacidade de interligação entre os mecanismos de “market-splitting” e os leilões explícitos, em resultado do trabalho conjunto realizado no âmbito do Conselho de Reguladores.
- Mecanismo de garantia de potência.
  - Na sequência de um processo de consulta pública promovido pelo Conselho de Reguladores, foi apresentada aos Governos de Espanha e de Portugal uma proposta harmonizada de aplicação do mecanismo de garantia de potência, aguardando-se ainda a decisão dos dois Governos.

Para além dos estudos anteriormente referidos em que está prevista a colaboração do Conselho de Reguladores, o Plano de Compatibilização Regulatória atribui à ERSE e à CNE a responsabilidade pela apresentação, até Outubro de 2007, de um documento com os princípios de funcionamento e organização do Mercado Ibérico de Gás (MIBGÁS).

O Conselho de Reguladores é constituído pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, pela Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) e pela Comisión Nacional de Energia (CNE) e iniciou funções no início de 2006.

Importa ainda referir que com o início do funcionamento do Conselho de Reguladores foram desenvolvidos no âmbito do Comité Técnico um conjunto de trabalhos que permitiram, designadamente:

- A recolha de informação sobre o funcionamento do OMIP.
- A realização de relatórios com periodicidade mensal de acompanhamento do Mercado Ibérico.
- A sistematização da informação a recolher junto do OMIP/OMIClear e dos Operadores de Sistema para acompanhamento do Mercado Ibérico. Futuramente, será também definida a informação necessária para acompanhamento do mercado à vista.

Em 2006, foram realizadas 5 reuniões do Comité Técnico, alternadamente em Lisboa e Madrid.

#### **REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO**

A publicação de dois novos diplomas legais, durante o ano de 2006, conduziu a duas alterações do Regulamento Tarifário do sector eléctrico:

- Alteração do Regulamento Tarifário por força da publicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, veio estabelecer novas regras sobre a afectação aos consumidores de energia eléctrica do diferencial entre o custo de produção de energia eléctrica em regime ordinário e o custo de produção de origem renovável.

A ERSE desencadeou o necessário processo de revisão do Regulamento Tarifário, de forma a tornar exequível a aplicação das regras de incidência tarifária contidas no referido diploma. Este processo ficou concluído, tendo sido aprovadas e publicadas em 26 de Junho as alterações ao Regulamento Tarifário pelo Despacho n.º 14 785-A/2006, publicado em suplemento ao Diário da República, II Série, de 11 de Julho.

Esta revisão regulamentar conduziu à revisão excepcional das tarifas em vigor durante o ano de 2006, aprovadas pelo Despacho n.º 25 901-A/2005, publicado em suplemento ao Diário da República, II Série, de 15 de Dezembro de 2005, tendo a ERSE aprovado novos valores das tarifas

de energia eléctrica para vigorarem a partir de 1 de Julho de 2006 pelo Despacho n.º 14 785-B/2006, publicado igualmente em suplemento ao Diário da República, II Série, de 11 de Julho.

- Alteração do Regulamento Tarifário por força da publicação do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro

Em Dezembro de 2006, conjuntamente com a proposta de tarifas de energia eléctrica para 2007, foi enviada ao Conselho Tarifário, para parecer, uma proposta de alteração do Regulamento Tarifário que incluía diversas modificações decorrentes do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, que estabeleceu a forma de recuperação dos défices tarifários e dos custos com convergência tarifária das Regiões Autónomas, assim como a limitação em 6% do acréscimo das tarifas de BTN para 2007.

Adicionalmente, aproveitou-se esta alteração do regulamento para o adequar à legislação entretanto publicada durante o ano e que já enquadrou o cálculo das tarifas de energia eléctrica para 2007, nomeadamente, as disposições decorrentes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, de que se salienta a inclusão na referida proposta da regulamentação da transferência da obrigação de aquisição da energia da produção em regime especial da entidade concessionária da RNT para o comercializador de último recurso.

- Início da preparação do Regulamento de Operação das Redes com a solicitação de proposta ao operador da rede de transporte

#### **ACOMPANHAMENTO REGULAMENTAR DO SECTOR ELÉCTRICO**

Tal como em anos anteriores, a ERSE recebeu a informação das empresas do sector, analisou-a e verificou o cumprimento das disposições regulamentares. Em paralelo, acompanhou a evolução do mercado liberalizado.

No âmbito da sua actuação, procedeu à aprovação e publicação de sub-regulamentação relativa a várias matérias, prevista nos diversos regulamentos, a seguir mencionada:

##### **a) Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações**

- Metodologia dos estudos para determinação dos valores da capacidade de interligação para fins comerciais.
- Condições gerais do contrato de uso das redes.
- Factores de ajustamento para perdas na rede de transporte e na rede de distribuição.

##### **b) Regulamento da Qualidade de Serviço**

- Relatório da Qualidade de Serviço – 2005: Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal, o qual integra, pela primeira vez, informação referente à apreciação da qualidade de serviço das Regiões Autónomas.
- Quantias previstas no Relatório da Qualidade de Serviço a pagar pelos clientes<sup>3</sup>.

c) Regulamento de Relações Comerciais<sup>4</sup>

- Perfil inicial de consumo e diagrama de carga de referência aplicáveis a clientes em BTE, abastecidos no âmbito do mercado liberalizado, cujas instalações não disponham de equipamentos com registo horário (Despacho n.º 1210-A/2006 (2.ª série), de 17 de Janeiro).
- Os procedimentos e os prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor (Despacho n.º 2045-B/2006 (2.ª série), de 25 de Janeiro).
- Metodologia de cálculo do valor das cauções (Despacho n.º 2045-A/2006 (2.ª série), de 25 de Janeiro).
- O conjunto mínimo de informações a integrar as condições gerais dos contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, pela concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA), pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM) e os respectivos clientes abastecidos em BT e MT (Despacho n.º 3278-A/2006 (2.ª série), de 10 de Fevereiro).
- Perfis iniciais a aplicar em 2006 aos clientes em BTN e regras a observar pelos operadores das redes de distribuição na selecção do perfil inicial a aplicar às instalações deste tipo de clientes (Despacho n.º 15 709-A/2006, de 24 de Julho).
- Preços dos serviços regulados para vigorarem no Continente e nas Regiões Autónomas em 2007 relativos ao preço de leitura extraordinária, à quantia mínima a pagar em caso de mora e aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica (Despacho n.º 26 515-A/2006 (2.ª série), de 29 de Dezembro).

d) Regulamento Tarifário

- Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> <http://www.erse.pt/vpt/entrada/legislacao/actosnormativos/actosnormativosdaerse.htm?ano=2006>

<sup>4</sup> [http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/sub\\_regulamentacao/](http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/sub_regulamentacao/)

<sup>5</sup>

<http://www.erse.pt/vpt/entrada/utilizacao racional de energia/planodepromocao da eficiencia no consumo de energia electrica/>

## **REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

Durante o ano de 2006, a ERSE deu continuidade às actividades de regulamentação do sector do gás natural, procedendo à preparação dos seguintes regulamentos:

- Regulamento Tarifário.
- Regulamento de Relações Comerciais.
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações
- Regulamento da Operação das Infra-estruturas.
- Regulamento da Qualidade de Serviço.

Em 22 de Junho de 2006, foi realizada a apresentação, para consulta pública, da Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, e nos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

Em 10 de Setembro, foi tornada pública a análise da ERSE aos comentários recebidos sobre a proposta através do documento “Discussão dos Comentários à Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural”.

O Despacho n.º 19 624-A/2006, de 25 de Setembro (2.ª série)<sup>6</sup>, aprovou os seguintes regulamentos para o sector do gás natural: Regulamento de Relações Comerciais; Regulamento Tarifário; Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

O Regulamento de Operação das Infra-estruturas que, pela sua especificidade, justificou a solicitação de uma proposta de articulado ao operador da rede de transporte, na sua qualidade de Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Com base nessa proposta, a ERSE elaborou uma proposta de consulta pública concretizada em 2007.

Na sequência da publicação destes regulamentos, a ERSE deu início à preparação da sub-regulamentação e das normas complementares previstas nos mesmos.

## **TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2007**

Dando cumprimento aos artigos 176.º e 177.º do Regulamento Tarifário, foi submetida à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas

---

<sup>6</sup>[http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/AA747F67-DDD1-40B4-ACC0-7CCB82B2BF6C/0/Despacho9RegulGN\\_PExterno.pdf](http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/AA747F67-DDD1-40B4-ACC0-7CCB82B2BF6C/0/Despacho9RegulGN_PExterno.pdf)

dos Açores e da Madeira, a 16 de Outubro, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2007”, para emissão de parecer.

No âmbito do procedimento estabelecido no Regulamento Tarifário, o Conselho Tarifário emitiu parecer favorável à proposta tarifária que lhe foi submetida pela ERSE.

Entretanto, durante a fase em que o procedimento tramitava para emissão de pareceres e comentários sobre a proposta apresentada pela ERSE em 16 de Outubro, ocorreram factos supervenientes que vieram alterar os pressupostos legais em que a proposta da ERSE foi elaborada. O Governo desencadeou, um processo legislativo que viria a conduzir ao Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, estabelecendo disposições relativas a:

- Amortização do défice tarifário ocorrido em 2006, diferindo a sua recuperação por 10 anos, revogando, assim, o estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.
- Ajustamentos anuais das tarifas.
- Limitação da variação do aumento das tarifas para 2007.
- Sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas relativos a 2006 e 2007, diferindo a sua recuperação por 10 anos, com início em 2008.

As alterações introduzidas por este decreto-lei, transmitidas oportunamente à ERSE após aprovação em Conselho de Ministros, conduziram a ERSE a proceder à reformulação da sua proposta apresentada em 16 de Outubro, em conformidade com os termos das disposições do referido diploma. Esta oportunidade foi aproveitada para incluir igualmente as alterações decorrentes das disposições do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que veio complementar algumas disposições deixadas em aberto pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, nomeadamente, a aquisição da energia eléctrica produzida pelas instalações de produção ao abrigo de legislação específica (produção em regime especial - PRE), que passa a ser da responsabilidade do comercializador de último recurso, entidade juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no sistema eléctrico nacional, constituída até final de 2006.

A proposta reformulada foi novamente enviada ao Conselho Tarifário, acompanhada de uma proposta de alteração do Regulamento Tarifário em conformidade. Esta proposta de tarifas manteve os pressupostos da proposta inicial, com os ajustamentos ditados pela imposição das disposições acima referidas. O Conselho Tarifário, de acordo com os pressupostos evidenciados, emitiu o seu parecer favorável à proposta da ERSE.

As tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007 foram aprovados pela ERSE em 15 de Dezembro, através do Despacho n.º 26 515-A/2006 publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de Dezembro.

O documento final<sup>7</sup>, tal como a proposta, foram complementados por um conjunto de outros documentos de base e de enquadramento e que dele fazem parte integrante, que a seguir se mencionam:

- Ajustamentos referentes a 2005 e 2006 a repercutir nas tarifas de 2007.
- Caracterização da procura de energia eléctrica em 2007.
- Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas.
- Análise dos orçamentos de investimentos 2006-2007 e dos relatórios de execução dos orçamentos 2005.
- Comparação internacional dos preços de energia eléctrica a 1 de Janeiro de 2006.
- Relatório da Qualidade de Serviço 2005 – Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal.

#### **TARIFAS E PREÇOS PARA O GÁS NATURAL EM 2007**

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões. Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor, (i) aos produtores de energia eléctrica em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007, (ii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008, (iii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009 e (iv) por fim, aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.

A separação de actividades e em particular a separação de propriedade das infra-estruturas de alta pressão (rede de transporte, terminal de recepção, de armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo) da empresa verticalmente integrada veio a ocorrer a 26 de Setembro de 2006. A regulação destas actividades é efectuada pela ERSE, tendo as primeiras tarifas de acesso a estas infra-estruturas sido fixadas para vigorar a partir de 1 de Julho de 2007.

Depois de obtido parecer do Conselho Tarifário relativamente à proposta de tarifas apresentada a 15 de Abril, a ERSE elaborou a decisão final sobre as tarifas e preços regulados para o ano gás 2007-2008 publicando o respectivo despacho em Diário da República, até ao dia 15 de Junho, conforme o Regulamento Tarifário dispõe.

---

<sup>7</sup> <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/tarifaseprecos/tarifasanuaisem2007/>

As tarifas aprovadas para este primeiro ano gás são as tarifas de acesso às infra-estruturas do terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), às infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e às infra-estruturas da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), que estarão em vigor entre Julho de 2007 e Junho de 2008 (ano gás 2007/ 2008):

- Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).
- Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Tarifa de Acesso às Redes.

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuam a ser homologados pelo Ministério da Economia e Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas.

No primeiro semestre de 2008 esta homologação passará a ser da responsabilidade da ERSE.

#### **PARECERES EMITIDOS PELA ERSE**

Durante 2006, a ERSE teve oportunidade de responder a vários pedidos de parecer solicitados pelo Ministério da Economia e da Inovação, sobre diversas matérias relacionadas com os sectores eléctrico e do gás natural, e pela Autoridade da Concorrência sobre operações de concentração envolvendo empresas que actuam nestes sectores de actividade.

Os pareceres solicitados pela Autoridade da Concorrência sobre operações de concentração foram os seguintes:

- Aquisição do controlo exclusivo, pela Gás Natural, SGD, SA, da empresa Endesa, SA, através de uma oferta pública de aquisição da totalidade do capital social desta empresa;
- Aquisição do controlo exclusivo, pela REN – Rede Eléctrica Nacional, SA, de um conjunto de activos regulados do Gás Natural – rede de transporte de gás natural em alta pressão, uma parte das instalações de armazenamento subterrâneo e o terminal de gás natural liquefeito de Sines, detidos pela Galp Energia, SGPS, SA e por algumas das suas participadas.
- Aquisição pela Construtora do Lena, SGPS, SA do controlo conjunto da empresa Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, SA.

## **NÚCLEO DE APOIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA**

O Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia (NACE) é uma unidade funcional, criada em 2003, que utiliza quadros integrados nas várias Direcções da ERSE. O NACE coordena, de uma forma articulada e integrada, todas as actividades relacionadas com o apoio ao consumidor, nomeadamente as relativas às reclamações, aos pedidos de informação e à formação do consumidor de energia.

Neste âmbito, em 2006, a ERSE recebeu 1 189 pedidos de informação, dos quais 1 018 relacionados com questões relativas ao sector eléctrico e 171 com questões ligadas ao sector do gás natural. Em sede de resolução de conflitos, foram recebidas, neste mesmo ano, 1 693 reclamações, correspondendo 1 069 ao sector eléctrico e 624 ao sector do gás natural.

No sector eléctrico os temas sobre os quais se identificou maior procura de informação foram os seguintes:

- Liberalização do mercado eléctrico e MIBEL – 29%.
- Relacionamento comercial, designadamente de aplicação de disposições do Regulamento de Relações Comerciais – 14%.
- Tarifas e preços – 12%.
- Legislação e regulamentação do sector – 5%.

No sector do gás natural a grande maioria dos pedidos de informação incidiu sobre:

- Caracterização do sector, incluindo informação sobre legislação e regulamentação – 15%.
- Relacionamento comercial – 9%.
- Assuntos da competência de outras entidades administrativas – 43%.

No sector eléctrico, os temas mais reclamados foram:

- Facturação – 474 processos.
- Qualidade de serviço técnica e comercial – 316 processos.
- Danos em equipamentos eléctricos – 120 processos.

No sector do gás natural, os principais temas reclamados foram:

- Facturação – 233 processos.

- Qualidade de serviço técnica e comercial – 158 processos.
- Questões técnicas e de segurança, designadamente sobre instalação, manutenção, reparação e inspecção de instalações de gás – 143 processos.

Durante o ano de 2006, foram registados 1733 contactos telefónicos dirigidos à linha de atendimento 808 20 10 20 que funciona todos os dias úteis entre as 15h e as 18h.

A equipa de técnicos que constitui o Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia proporciona igualmente a possibilidade de receber consumidores de energia nas instalações da ERSE. Em 2006 foram realizados 12 atendimentos presenciais.

Desde Setembro de 2005 a ERSE passou a dispor de um Portal na Internet em [www.erse.pt](http://www.erse.pt), o qual possui um espaço designado Atendimento *on-line*, que recebe pedidos de informação e reclamações dos consumidores de energia. Em 2006, foram submetidos por esta via cerca de 70% do total dos pedidos de informação recebidos e cerca de 25% das reclamações.



### 3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

##### 3.1.1 GERAL

Desde Agosto de 2004, a legislação portuguesa estabelece a total abertura do mercado no que se refere a Portugal continental. As disposições específicas que se aplicam à abertura de mercado e correspondente definição de clientes elegíveis são expressas no Regulamento de Relações Comerciais, aprovado e publicado pela ERSE, onde se consagra para os clientes elegíveis a possibilidade de livremente escolherem o seu comercializador de energia eléctrica.

A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, podendo identificar-se quatro períodos distintos de aplicação da regulamentação sobre a abertura do mercado de fornecimento de energia eléctrica, que podem, abreviadamente, caracterizar-se da seguinte forma:

- Até 31 de Dezembro de 2001, eram consideradas elegíveis para efectuarem a livre escolha de fornecedor as instalações consumidoras de energia eléctrica em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e o final de Fevereiro de 2004, foram consideradas elegíveis todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Em 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em baixa tensão especial (BTE), com consumo efectivo ou previsto não nulo.
- Ainda no decorrer de 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, o direito de elegibilidade foi alargado a todos os clientes em Portugal continental.

O exercício efectivo de escolha de fornecedor por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN), ainda que legalmente definido em Agosto de 2004, foi concretizado na prática com a implementação do sistema informático necessário para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor, cuja data de entrada em operação se concretizou em 4 de Setembro de 2006.

Na sequência da revisão do Regulamento de Relações Comerciais ocorrida em 2005, foi operada uma simplificação visando o exercício do direito de elegibilidade. Neste sentido, a ERSE, no cumprimento das disposições regulamentares sobre a matéria, aprovou os procedimentos de mudança de fornecedor propostos pela entidade encarregue de gerir o respectivo processo, centrando as suas preocupações na

simplicidade de processos, transparência e não discriminação entre agentes. Na aprovação destes procedimentos procurou seguir-se o conjunto de recomendações de boas práticas que deram origem ao documento do ERGEG sobre este assunto<sup>8</sup>.

No que respeita à caracterização da abertura de mercado, esta pode efectuar-se tendo em conta o número de clientes e os respectivos consumos anuais de energia eléctrica dos clientes elegíveis e não elegíveis. A análise aqui efectuada concentra-se no período entre 1999 – ano em que os primeiros clientes solicitaram o exercício do direito de elegibilidade – e o final de 2006.

Como seria de esperar, a evolução do número de clientes elegíveis em Portugal continental reflecte as sucessivas alterações do critério de elegibilidade e o correspondente faseamento da abertura do mercado. Na realidade, com o critério de elegibilidade que vigorava até 2001, assente numa quantidade mínima de energia consumida anualmente, o número de clientes elegíveis manteve-se num intervalo entre 214 e 228, registando poucas alterações naqueles três anos.

A partir de 2002, com a possibilidade de qualquer cliente em MT, AT ou MAT com consumo previsto ou efectivo não nulo poder solicitar o estatuto de cliente não vinculado e escolher livremente o seu fornecedor, o número de clientes elegíveis registou um incremento muito significativo, situando-se acima de 20 mil. Este número mais do que duplica com a abertura do mercado aos clientes em BTE (passando para cerca de 52 mil clientes elegíveis), legalmente verificada em Fevereiro de 2004, atingindo o número total de clientes com a abertura de mercado aos clientes de BTN ainda antes do final deste último ano (cerca de 5,8 milhões de clientes em 2004).

A Figura 3-1 apresenta a evolução dos consumos elegíveis e não elegíveis em Portugal continental, no referencial de consumo, bem como a parcela livre<sup>9</sup>, onde pode extrair-se que o consumo total em Portugal continental cresceu a uma taxa média anual de aproximadamente 5% entre 1999 e 2006. Por outro lado, a alteração da condição de elegibilidade de 2001 para 2002 repercutiu-se num aumento significativo do consumo elegível, para cerca de 16,9 TWh, o que passou a representar mais de 45% do total do consumo em Portugal continental, face aos valores anteriores de cerca de 25% registados entre 1999 e 2001 (valores de consumo elegível entre 8,1 TWh e 8,8 TWh, respectivamente).

A abertura do mercado, sucessivamente aos clientes em BTE e em BTN, implicou que os valores do consumo elegível se situassem, respectivamente, em cerca de 22,2 TWh (53,8% do total de consumo nacional em Portugal continental) e entre aproximadamente 41,3 TWh, 43,8 TWh e 45,4 TWh (que

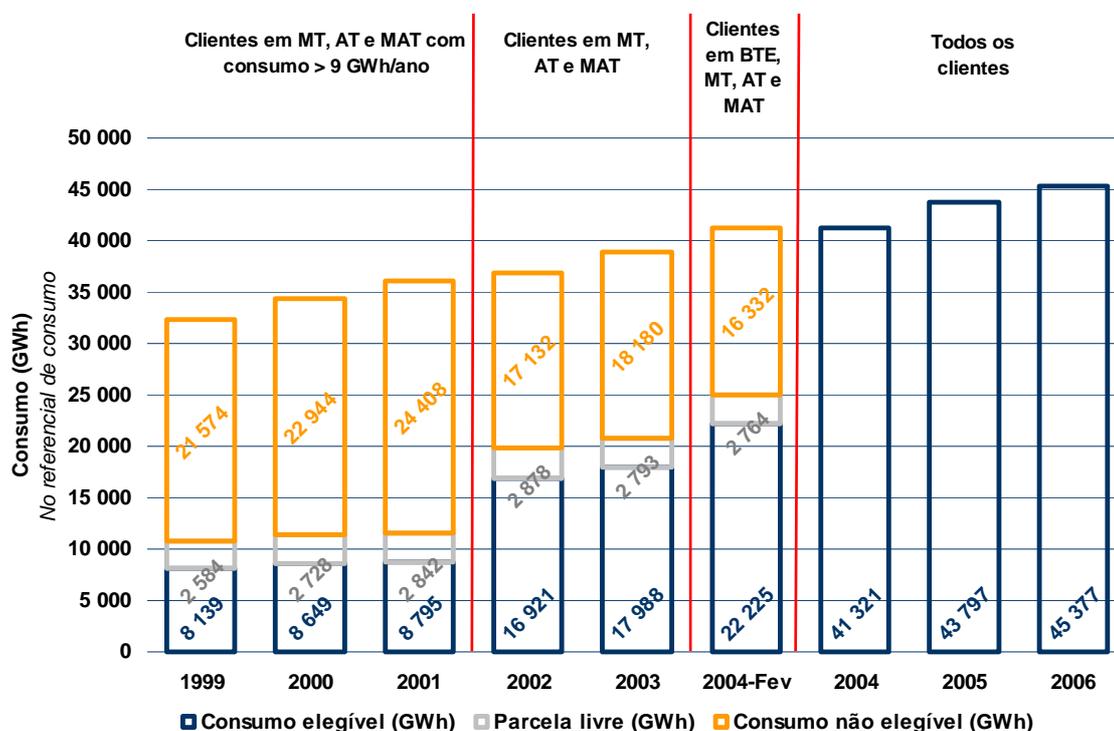
---

<sup>8</sup> *Supplier Switching Process Best Practices Proposition*, Ref: E05-CFG-03-05.

<sup>9</sup> De acordo com a legislação de 1995, poderia ser adquirida pelo comercializador regulado em MT e AT, no âmbito do mercado liberalizado, uma parcela de energia correspondente a um máximo de 8% das necessidades de energia para comercialização no mercado regulado. Na prática, aos pesos relativos em cada ano do consumo elegível para acesso ao mercado liberalizado, deve ser acrescentada a parcela livre que o comercializador regulado em MT e AT pode livremente contratar, de forma a apurar o grau de abertura total do mercado português.

corresponde a 100% do consumo nacional em Portugal continental, respectivamente para 2004, 2005 e 2006).

**Figura 3-1 – Evolução do consumo elegível e não elegível  
Portugal continental**

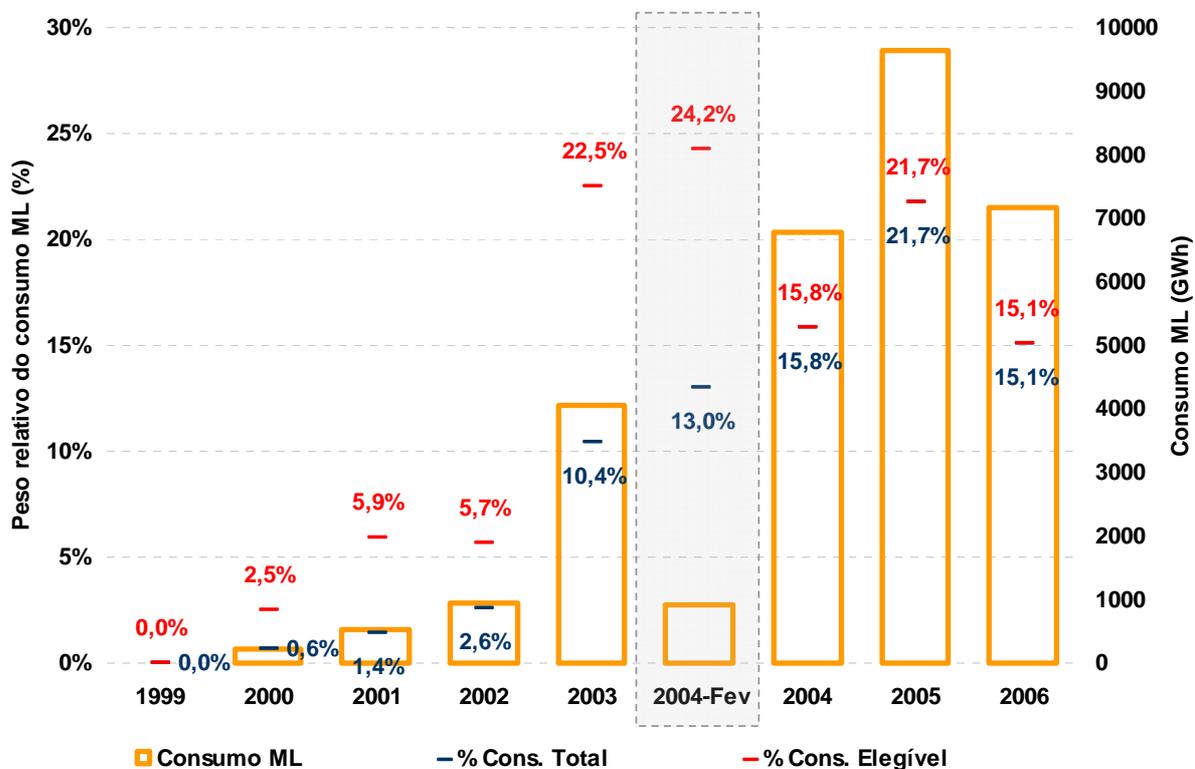


Fonte. REN, EDP Distribuição, elaboração ERSE

Por outro lado, a Figura 3-2 apresenta a evolução dos consumos efectivos realizados no âmbito do mercado liberalizado (ML), bem como do peso relativo que esses consumos representam no consumo total e no consumo elegível para cada período analisado. Tendo em conta a alteração da regra de elegibilidade, o ano de 2004 é apresentado com a evidência de dois períodos distintos, de modo a separar a abertura do mercado aos clientes em BTE (com referência “2004-Fev” na citada figura) da posterior abertura a clientes em BTN (integrado nos valores de final de 2004). De igual modo, o período correspondente a 2005 e 2006, abrange a total abertura do mercado em Portugal continental.

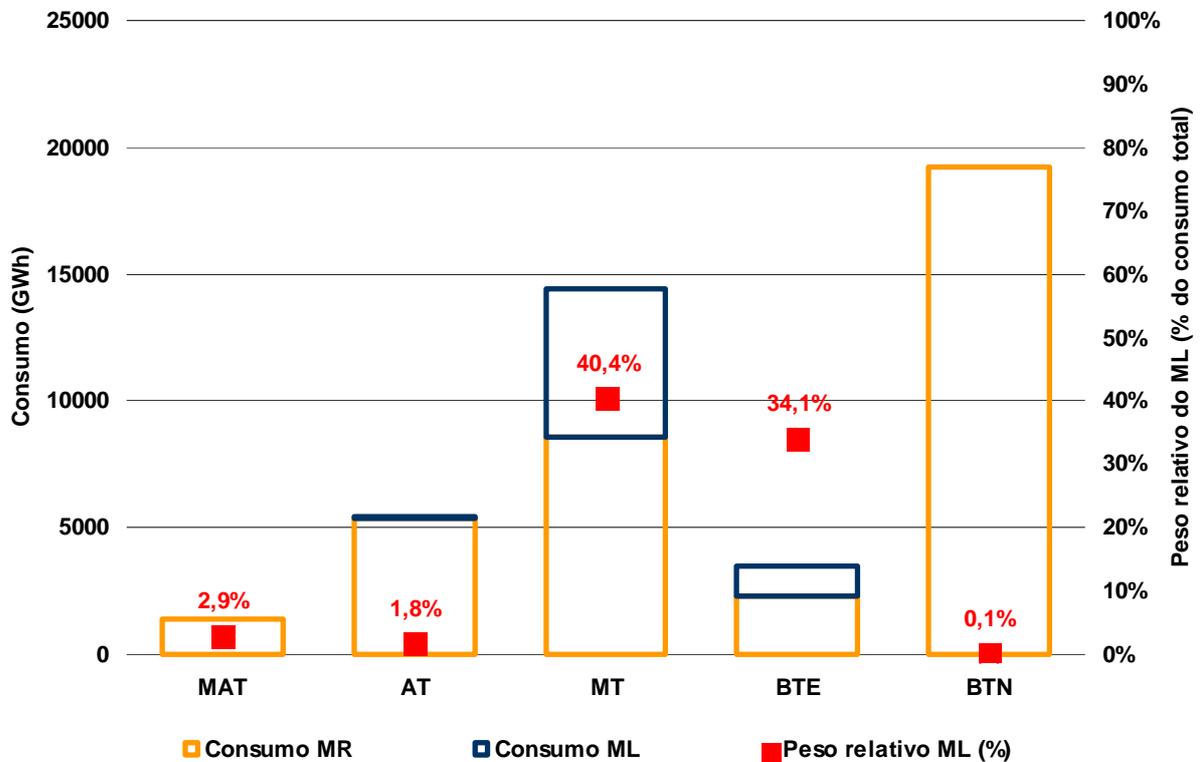
Conforme se pode extrair da figura seguinte, o peso relativo do consumo em mercado liberalizado no total nacional registou uma evolução continuamente crescente até 2005, sofrendo uma quebra no ano 2006. Por outro lado, registaram-se, no período analisado, algumas descontinuidades nos valores do peso relativo referido ao consumo elegível que se explicam genericamente pelos aumentos da base de consumo elegível ocorridas até 2004. Por outro lado, os valores do peso relativo do consumo no ML referido ao consumo total e ao consumo elegível são coincidentes em final de 2004 e em 2005 e 2006, já que nesses períodos todos os clientes são elegíveis.

**Figura 3-2 – Evolução do consumo no mercado liberalizado e peso relativo no total nacional e no consumo elegível**  
**Portugal continental**



Por fim, na Figura 3-3 apresenta-se a repartição por nível de tensão do consumo efectivo realizado durante 2006, efectuando-se, ainda, a atribuição de valores de consumo aos clientes em mercado liberalizado (ML) e aos clientes do sistema público (MR - mercado regulado), sendo observável que cerca de 40,4% dos consumos de clientes de MT se terão realizado em mercado liberalizado (face a um valor em 2005 de 62,6%), sendo ainda de realçar que o peso dos consumos em BTE no mercado liberalizado evoluiu de 29% em 2005 para os cerca de 34% em 2006. Por outro lado, registaram-se em 2006 os primeiros consumos de clientes em BTN no âmbito do mercado liberalizado, ainda que o seu peso relativo no valor global dos consumos neste segmento não exceda 0,1%.

**Figura 3-3 – Distribuição de consumos mercado regulado e mercado liberalizado por nível de tensão**  
**Portugal continental - 2006**



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

O ano de 2006 é caracterizado por uma diminuição do valor dos consumos realizados no mercado liberalizado, tendência que se vinha observando desde finais de 2005, em que se começou a verificar uma diminuição no ritmo de crescimento dos consumos no mercado liberalizado.

O aumento dos custos de aquisição de energia eléctrica no mercado diário espanhol (analisado no ponto 3.2.1) explica esta evolução no mercado liberalizado português, que é abastecido em larga medida a partir de Espanha.

### 3.1.2 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Em Portugal não se verificam problemas estruturais que conduzam à existência permanente de congestionamentos internos na rede. Quando ocorrem, são normalmente resultantes de uma conjugação adversa de vários factores, e podem verificar-se em ramos internos da rede de transporte ou nas interligações, dando origem a mecanismos de resolução distintos.

## **RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS A NÍVEL DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL**

Este tipo de congestionamentos são resolvidos pelo operador da rede de transporte, na sua função de gestor de sistema, por alterações topológicas de exploração da rede, ou através de re-despacho, alterando os programas de geração ou consumo nos diversos nós da rede, de forma a aliviar os ramos congestionados.

## **MECANISMO DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NAS INTERLIGAÇÕES APLICADO EM 2006**

A metodologia de resolução de congestionamentos nas interligações em vigor durante 2006 assenta nos procedimentos a seguir descritos.

Os congestionamentos nas interligações são resolvidos pelo operador da rede de transporte do país em que tem origem o fluxo de energia eléctrica que causa o congestionamento.

Os congestionamentos no sentido de Portugal para Espanha são resolvidos pelo operador da rede de transporte português, na sua função de gestor de sistema, através de um mecanismo de rateio proporcional: é aplicado um factor de redução às quantidades de exportação contratadas, calculado pelo quociente entre a capacidade disponível para fins comerciais e o saldo entre os contratos de exportação e importação previstos para esse período.

Os congestionamentos no sentido de Espanha para Portugal são resolvidos pelo operador da rede de transporte espanhol (operador de sistema), em duas fases: na primeira fase é aplicado um mecanismo de rateio proporcional às quantidades totais das energias contratadas através de Contratos Bilaterais Físicos e contratadas através do mercado diário; na segunda fase é repartida a capacidade atribuída a cada tipo de contratação através de mecanismos distintos:

- Leilão implícito para a energia contratada no mercado diário.
- Leilão explícito para a energia contratada através de Contratos Bilaterais Físicos.

Os clientes dos comercializadores de último recurso pagam o custo associado aos congestionamentos relativos à energia importada para o seu consumo na tarifa de Energia e Potência.

Os clientes no mercado pagam estes custos através das penalizações associadas a desvios ou do accionamento dos contratos de garantia de abastecimento de curto-prazo, por parte dos seus comercializadores.

## **MECANISMO DE GESTÃO CONJUNTA DA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL - ESPANHA**

No âmbito da construção do MIBEL, a partir de 1 de Julho de 2007 a gestão das interligações e a atribuição de capacidade na interligação aos agentes de mercado é efectuada considerando os

princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, bem como na Decisão da Comissão n.º 2006/770/CE, de 9 de Novembro, que altera o seu anexo, segundo o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, aprovado em Conselho de Reguladores do MIBEL, a 15 de Março de 2006.

O mecanismo proposto permitirá proporcionar ao Mercado Ibérico de Electricidade uma ferramenta sólida e eficiente, baseada em mecanismos de mercado.

O modelo proposto baseia-se no modelo apresentado à CNE e à ERSE pelos Operadores de Sistema (REE e REN) e consiste na implementação de um mecanismo de Separação de Mercados (*market splitting*) no horizonte diário e intra-diário de forma a permitir a melhor utilização possível da capacidade disponível, em segurança, complementado com leilões explícitos de capacidade anteriores ao horizonte diário para a atribuição de direitos físicos de capacidade.

Foi também proposto o estabelecimento de uma fase transitória em que, tendo em consideração o documento aprovado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL na sua reunião de 22 de Maio de 2007, é estabelecida a seguinte evolução da repartição de capacidade da interligação entre Portugal e Espanha a atribuir nos diversos horizontes temporais:

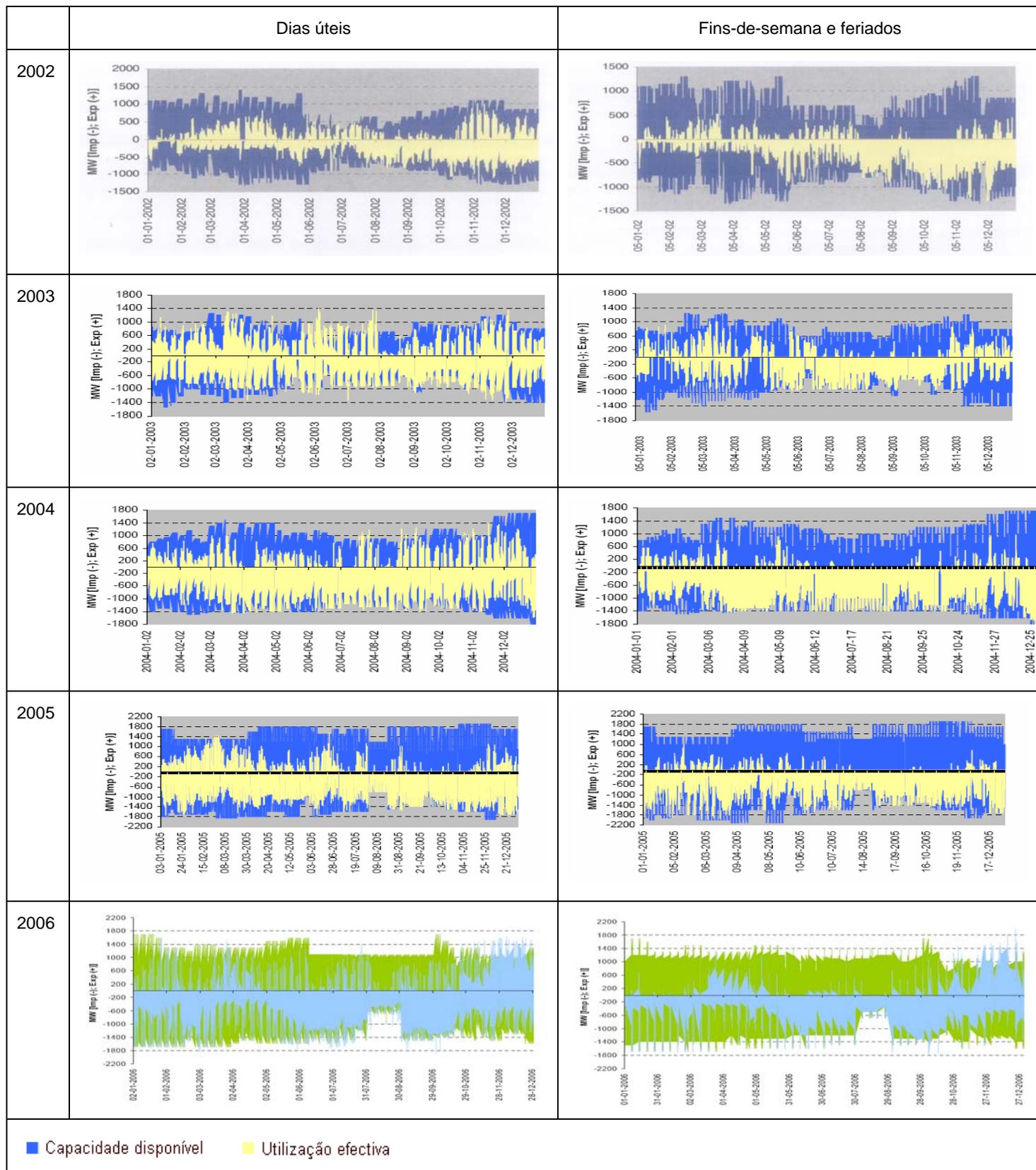
1. A 1 de Julho de 2007, a totalidade da capacidade na interligação disponível será atribuída no processo de separação de mercados.
2. Relativamente ao quarto trimestre de 2007, a repartição da capacidade de interligação a ser disponibilizada nos leilões explícitos trimestrais, nos leilões explícitos mensais e no mercado diário, será respectivamente, de 15%, 15% e 70% em relação à capacidade de interligação disponível.
3. A partir de 1 de Janeiro de 2008, a repartição da capacidade de interligação a ser atribuída nos leilões explícitos anuais, nos leilões explícitos trimestrais, nos leilões explícitos mensais e no mercado diário, será, respectivamente, de 15%, 15%, 15% e 55% da capacidade de interligação disponível.
4. No futuro, a repartição da capacidade de interligação Portugal-Espanha a atribuir nos diversos horizontes temporais deverá ser revista em função da experiência que venha a ser obtida com a concretização do processo.

#### **EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS E DO SEU USO EFECTIVO**

Na Figura 3-4 mostra-se a evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e do seu uso efectivo, ao longo dos anos de 2002 a 2006, separada por dias úteis e dias feriados e fins-de-semana.

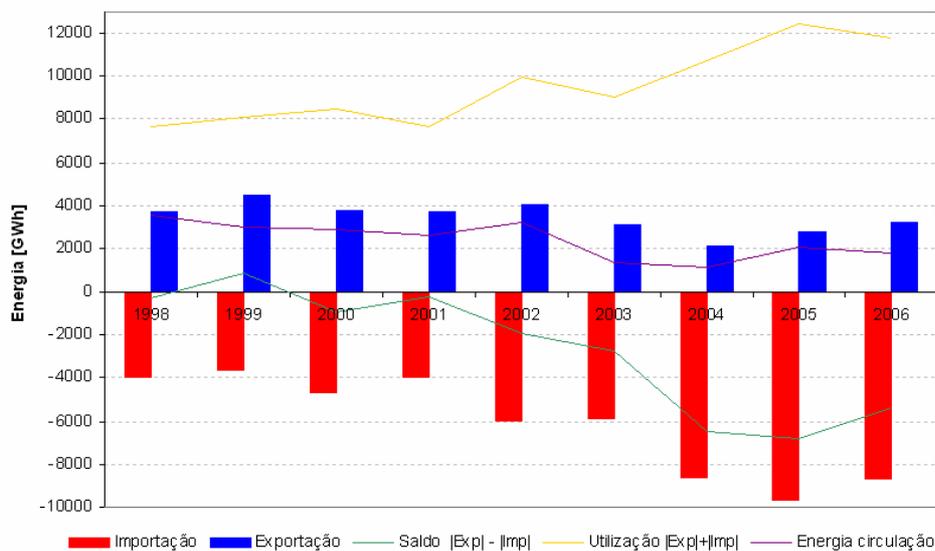
Por sua vez, a Figura 3-5 apresenta a evolução dos valores anuais do movimento comercial de importação e exportação de 1998 a 2006, realçando-se o aumento da capacidade disponível na interligação e a tendência importadora dos últimos anos de Portugal.

Figura 3-4 – Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e do seu uso efectivo ao longo dos anos de 2002 a 2006, em dias úteis e feriados e fins-de-semana



Fonte: REN

Figura 3-5 – Valores anuais movimento comercial de importação e exportação de 1999 a 2006



Fonte: REN

#### CÁLCULO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL PARA FINS COMERCIAIS

A capacidade de interligação disponível para fins comerciais resulta do valor da capacidade técnica da interligação, calculado em base horária, descontada de uma margem por razões técnicas e de segurança.

O cálculo da capacidade técnica da interligação parte de um cenário base, correspondente a uma das situações típicas da rede, sendo simuladas alterações ao trânsito nas interligações através da modificação da produção em Portugal.

A capacidade técnica da interligação para o cenário base considerado corresponde ao máximo valor para o qual são verificados os critérios de segurança, quer em regime normal, quer em regime de contingências.

Em regime normal e para cada tipo de contingência devem verificar-se os seguintes critérios de segurança:

- Não ocorrer violação dos níveis de sobrecarga admissíveis nos diversos elementos da rede.
- Manutenção dos níveis de tensão nos diversos elementos da rede dentro dos limites aceitáveis.

São consideradas ainda as seguintes contingências:

- Falha simples (n-1) de qualquer elemento da rede ou do sistema electroprodutor: gerador, linha simples (incluindo as interligações), autotransformador ou bateria de condensadores.

- Falhas (n-2) dos seguintes pares de elementos da rede ou do sistema electroprodutor: dois circuitos das linhas duplas com mais de 35 km (falhas simultâneas) ou conjuntos específicos contendo um gerador de grande dimensão e uma linha em particular.

As configurações de rede a considerar no cálculo da capacidade de interligação dependem do horizonte temporal a que o cálculo diz respeito: longo prazo, se para o ano seguinte, ou curto prazo, se para a semana, dia ou horas seguintes.

No cálculo da capacidade de interligação a longo prazo, cada configuração típica de rede é obtida estudando as combinações cruzadas das mais severas configurações de rede para diferentes épocas do ano (Verão e Inverno), diferentes regimes hidrológicos (seco e húmido), diferentes regimes de carga (pico, vazio e intermédio) e indisponibilidades previsíveis dos elementos da rede.

No cálculo a curto prazo, o ponto de partida corresponde a uma configuração específica da rede fornecida por um algoritmo de “estimação de estado”.

A capacidade disponível para fins comerciais é obtida reduzindo o valor da capacidade técnica de uma margem de reserva de 10%, com um mínimo de 100 MW. Esta margem de reserva destina-se a ter em conta as incertezas de carácter geral relacionadas com a operação do sistema e a fazer face aos inevitáveis desvios entre geração e consumo.

Os valores finais resultam da harmonização entre os valores calculados pelos operadores, REN e REE, das redes interligadas.

O operador da rede de transporte divulga os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais na sua página da *Internet*, para cada dia das duas semanas seguintes em base horária.

O crescente investimento nas interligações permite que a capacidade de transporte para fins comerciais tenha aumentado nos últimos anos, ainda que, face a trabalhos de manutenção e desenvolvimento durante 2006, se tenha verificado um ligeiro decréscimo nos valores da capacidade média disponível para fins comerciais.

No Quadro 3-1 e no Fonte: REN

Quadro 3-2, respectivamente, são apresentados os valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais disponíveis ao longo dos últimos anos, e a sua relação com a potência média correspondente ao consumo total anual.

**Quadro 3-1 – Valores médios anuais de capacidade de transporte para fins comerciais**

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Importação</b>	736 MW	774 MW	1107 MW	1229 MW	1203 MW
<b>Exportação</b>	648 MW	615 MW	801 MW	1218 MW	1056 MW

Fonte: REN

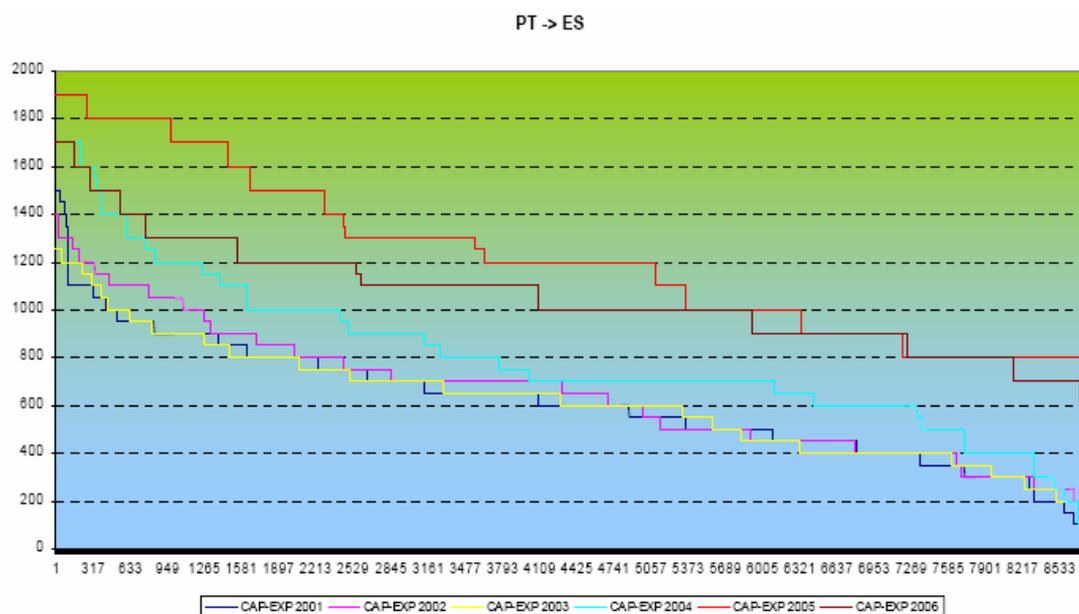
**Quadro 3-2 – Relação entre a capacidade de transporte para fins comerciais e a potência média correspondente ao consumo total**

	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Importação (%)</b>	15,8	15,7	21,3	22,4	21,4
<b>Exportação (%)</b>	13,9	12,9	15,4	22,3	18,8
<b>Consumo médio horário (MWh)</b>	4643	4916	5195	5473	5614

Fonte: REN

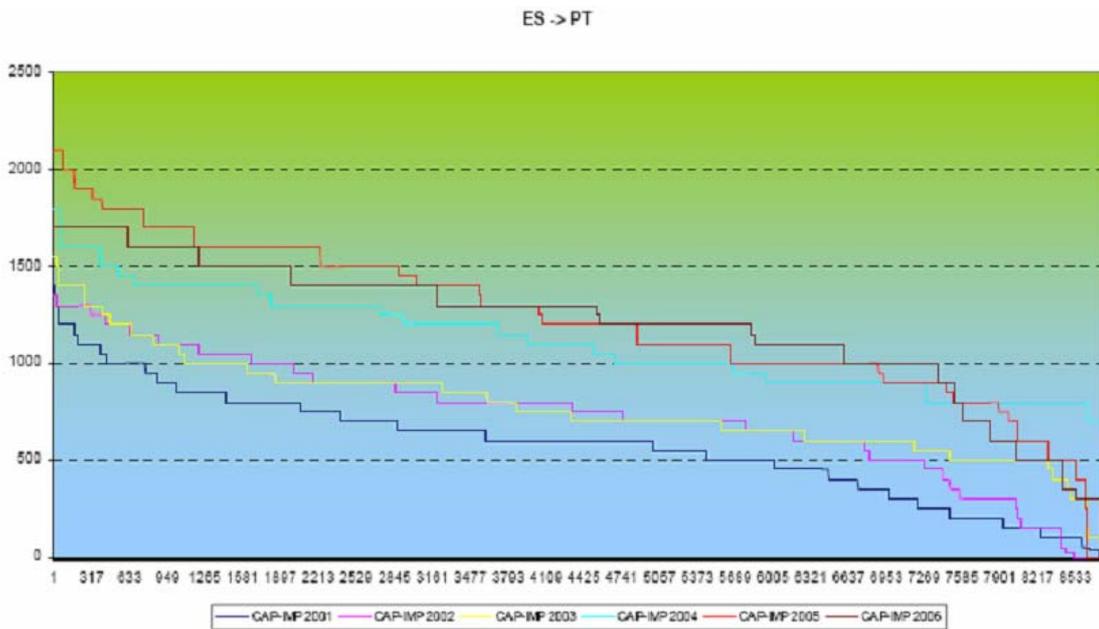
A Figura 3-6 e a Figura 3-7 apresentam a distribuição horária da capacidade de transporte para fins comerciais, respectivamente para importação e exportação, de 2001 a 2006.

**Figura 3-6 - Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de exportação durante 2001 a 2006**



Fonte: REN

**Figura 3-7 - Valores da distribuição horária anual de capacidade de transporte para fins comerciais de importação durante 2001 a 2006**



Fonte: REN

A ocorrência de intervenções programadas no sentido de aumentar os valores disponíveis das capacidades das interligações, durante o ano de 2006, conduziu a não se manter a anterior tendência de aumento.

### 3.1.3 REGULAÇÃO DAS EMPRESAS DE REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

#### 3.1.3.1 OPERADORES DE REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O sistema eléctrico português é constituído por três subsistemas eléctricos não interligados entre si: um no território continental, interligado com Espanha, e dois insulares, correspondentes às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Em cada um destes subsistemas existem operadores das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica a quem cabe, em regime de exclusividade e de serviço público, a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas.

De seguida, identificam-se os operadores das redes que operam em cada um dos três subsistemas eléctricos referidos.

- Portugal continental

Em Portugal continental o operador da rede de transporte é a Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), detentora de uma concessão atribuída pelo Estado Português.

Relativamente à distribuição de energia eléctrica, o operador da rede de distribuição de energia eléctrica em Média Tensão e Alta Tensão é a EDP Distribuição – Energia, S.A. (empresa pertencente ao Grupo EDP) entidade detentora de uma concessão atribuída pelo Estado Português. Para além desta concessão, a EDP Distribuição mantém e explora a quase totalidade da rede de distribuição em Baixa Tensão (BT) em Portugal continental, mediante contratos de concessão outorgados pelos órgãos competentes dos respectivos municípios.

A rede de distribuição em BT não concessionada pela EDP Distribuição, tem um peso pouco significativo no total da rede de distribuição em BT, encontrando-se concessionada a 10 empresas de distribuição de pequena dimensão, localizadas nas zonas centro e norte do território continental.

- Região Autónoma dos Açores

Na Região Autónoma dos Açores o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição encontram-se atribuídos à empresa Electricidade dos Açores, S.A. (EDA), entidade detentora da concessão do transporte e distribuição de energia eléctrica em cada uma das nove ilhas que compõem o Arquipélago dos Açores, atribuída pelo Governo Regional dos Açores.

- Região Autónoma da Madeira

Na Região Autónoma da Madeira o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição encontram-se atribuídos à Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. (EEM), entidade detentora da concessão do transporte e distribuição de energia eléctrica nas ilhas da Madeira e Porto Santo, atribuída pelo Governo Regional da Madeira.

### 3.1.3.2 FORMAS DE REGULAÇÃO

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica das diversas actividades reguladas encontram-se estabelecidos no Regulamento Tarifário.

A regulação económica exercida pela ERSE e, conseqüentemente, os procedimentos utilizados na determinação dos parâmetros de regulação, diferem consoante se trate da regulação por custos aplicada às actividades da REN, às actividades de comercialização da EDP Distribuição e às actividades das empresas das Regiões Autónomas ou da regulação por preço máximo aplicada à Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDP Distribuição.

Nas actividades reguladas por custos o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, valor utilizado como taxa de remuneração da base de activos aceite para regulação. Este parâmetro é calculado no início de cada período de regulação. Nos últimos períodos regulatórios, este parâmetro foi

determinado através de estudos desenvolvidos internamente. O método de cálculo utilizado tem-se baseado na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

Na actividade de distribuição de energia eléctrica, a fórmula base utilizada,

$$F \times (RPI - X_F) + W \times P \times (RPI - X_P)$$

em que:

$F$ -Parcela fixa;

$P$ -Parcela variável;

$W$ -Energia entregue;

$RPI$ -Variação do índice de preços no consumidor;

$X_F$ -Ganho de eficiência associado à parcela fixa;

$X_P$ -Ganho de eficiência associado à parcela variável,

assenta na determinação de uma parcela fixa base dos proveitos permitidos e de uma parcela variável base (preço unitário de energia eléctrica distribuída), ambas diferenciadas por nível de tensão, que variam (com um tendência normalmente decrescente) ao longo do período de regulação de acordo com a variação do índice de preços no consumidor deduzido de factores de eficiência  $X_F$  e  $X_P$ , respectivamente. Para além da necessidade de determinação de um custo de capital para a EDP Distribuição, inerente à remuneração desta actividade, e que está subjacente ao cálculo dos valores dos preços base, a determinação de adequados parâmetros  $X$ , por nível de tensão, tem sido igualmente essencial na regulação económica da actividade de distribuição de energia eléctrica. Estes parâmetros foram inicialmente calculados pela ERSE tendo por base um estudo de *benchmarking* desenvolvido por um consultor internacional, tendo continuado, posteriormente, a serem actualizados com base em estudos efectuados internamente nesta entidade. Mais recentemente, para o período de regulação de 2006 a 2008, os ganhos de eficiência foram calculados por análise dos custos controláveis de exploração de várias áreas de rede da actividade de distribuição de energia eléctrica, tendo-se determinado várias fronteiras estocásticas de custos, relativamente às quais se mediram os ganhos de eficiência.

De seguida são descritas as actividades desenvolvidas pelas empresas reguladas:

- Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN)

Operador da Rede de Transporte:

Actividade de Transporte de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da RNT em condições técnicas e económicas adequadas.

Actividade de Gestão Global do Sistema – Actividade desenvolvida pelas funções de Gestão de Sistema e Acerto de Contas que asseguram por um lado, a coordenação técnica global do sistema eléctrico integrando os custos dos serviços de sistema e por outro lado, a recolha e processamento dos dados necessários à quantificação física de desvios relativos à programação de todos os agentes de mercado, procedendo igualmente à sua liquidação.

Agente Comercial:

Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica – Actividade desenvolvida pela função Agente Comercial que procede exclusivamente à gestão dos CAE que se mantêm em vigor, procedendo à venda da sua energia em mercado. O diferencial de custos integra os custos da actividade de Gestão Global do Sistema recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema.

- EDP Distribuição – Energia, S.A.

Operador da Rede de Distribuição:

Actividade de Comercialização de Redes – Actividade que assegura a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso das redes.

Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte – Actividade que assegura por um lado, a compra ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e por outro, a venda destes serviços aos comercializadores incluindo os de último recurso e aos clientes com estatuto de agente de ofertas.

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais em condições técnicas e económicas adequadas.

Comercializador de Último Recurso:

Actividade de Comercialização – Actividade desempenhada pelos comercializadores de último recurso que engloba a estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica – Actividade desempenhada pelos comercializadores de último recurso que consiste na compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos dos seus clientes. Esta aquisição de energia eléctrica é feita através de compras nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais previamente aprovados pela ERSE.

Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição – Actividade que assegura por um lado, a compra ao operador da rede de distribuição dos serviços de uso das redes (uso global do sistema, uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição e comercialização de redes) e por outro, a venda destes serviços aos seus clientes. Esta actividade permite passar para os clientes do comercializador de último recurso os custos de acesso às redes de transporte e de distribuição.

- Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. (EEM)

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica – Actividade que assegura o planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais, em cada ilha.

Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema – Actividade que consiste na aquisição de energia eléctrica necessária para abastecimento dos consumos dos clientes, bem como a elaboração de estudos para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor, em cada ilha.

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica – Actividade que assegura a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes finais, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica, em cada ilha.

As formas de regulação associadas às actividades anteriormente referidas encontram-se indicadas na tabela seguinte:

RELATÓRIO ANUAL PARA A COMISSÃO EUROPEIA

EMPRESA	Entidade	ACTIVIDADE	FORMA DE REGULAÇÃO
REN	Operador da Rede de Transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por taxa de remuneração e custos aceite em base anual
		Transporte de Energia Eléctrica	
	Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Eléctrica	Passagem para a actividade de gestão global do sistema do diferencial de custo associado com os contratos de aquisição de energia (CAE) não renegociados
EDP Distribuição	Operador da Rede de Distribuição	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por preço máximo para o período de regulação
		Comercialização de Redes	Regulação por taxa de remuneração e custos aceite <i>a priori</i> , em base anual
		Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Passagem para os clientes dos custos da rede de transporte e da gestão global do sistema
	Comercializador de Último Recurso	Comercialização	Regulação por taxa de remuneração e custos aceite <i>a priori</i> , em base anual
		Compra e Venda de Energia Eléctrica	Passagem para os clientes do CUR dos custos de aquisição de energia nos mercados (aquisições em mercado organizado e contratos previamente aprovados pela ERSE)
		Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição	Passagem para os clientes do CUR dos custos das redes de transporte e de distribuição, da gestão global do sistema e da comercialização das redes
EDA e EEM	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por taxa de remuneração e custos aceite em base anual
		Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	
	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Comercialização de Energia Eléctrica	

O período de regulação é de três anos, sendo 2006 o primeiro ano do período de regulação 2006-2008.

### 3.1.3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

#### **PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA**

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e publicar o Regulamento Tarifário onde é estabelecida em detalhe a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do Regulamento Tarifário é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário.

O cálculo das tarifas de acesso às redes obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente. Até 1 de Maio de cada ano as empresas reguladas enviam à ERSE os dados físicos e contabilísticos referentes ao ano anterior. As estimativas para o ano em curso e as previsões para o ano seguinte são enviadas até 15 de Junho. Com base nessa informação, e eventuais esclarecimentos adicionais, a ERSE formula uma proposta de Tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de Outubro. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e envia o seu parecer até 15 de Novembro. Tendo em conta esse parecer (não vinculativo), a ERSE publica, até 15 de Dezembro, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte.

Com o objectivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o actual sistema tarifário português.

Assim, consideram-se as tarifas de acesso às redes que são aplicadas a todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas. Estas tarifas de acesso às redes são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem ser pagas directamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que compram a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de comercializadores de último recurso é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de acesso às redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas tarifas reflectem por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de energia, para abastecimento dos seus clientes, em mercados organizados ou mediante contratação bilateral sujeita a aprovação prévia da ERSE.

## TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO

Os proveitos das actividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de facturação.

Os preços das tarifas em cada actividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada actividade sejam recuperados.

A aplicação das tarifas e a sua facturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da actividade de gestão global do sistema que inclui a operação do sistema, os custos com a ERSE, as transferências para a Autoridade da Concorrência, os custos referentes aos mercados organizados, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética. A partir de Setembro de 2007 esta tarifa recuperará também os custos para a manutenção do equilíbrio contratual. A partir de 2008 serão ainda considerados os custos com o mecanismo de garantia de potência e o défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e 2007.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da actividade de transporte de energia eléctrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT permitem recuperar os proveitos das actividades reguladas de distribuição de energia eléctrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica em BT e as rendas de concessão dos municípios. Os custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, são recuperados nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

A tarifa de Comercialização de Redes permite recuperar os proveitos da actividade de comercialização de redes que inclui, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e outros serviços regulados, bem como os custos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor.

Adicionalmente no âmbito da comercialização de último recurso são estabelecidas as tarifas de Energia e de Comercialização.

A tarifa de Energia (TE) permite recuperar os proveitos da actividade regulada de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso que inclui os encargos de aquisição de energia eléctrica em mercado para abastecimento dos seus clientes. Até Julho de 2007, vigorava a maioria dos contratos de aquisição de energia eléctrica existentes (CAE), sendo a REN responsável pela aquisição da energia eléctrica consumida. A partir desta data o comercializador de último recurso passa a adquirir energia eléctrica no mercado (mercado a prazo, mercado diário, nos leilões de energia no âmbito ibérico e através de contratos bilaterais aprovados pela ERSE).

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos da actividade regulada de comercialização do comercializador de último recurso que engloba as estruturas comerciais de venda de energia eléctrica aos seus clientes, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

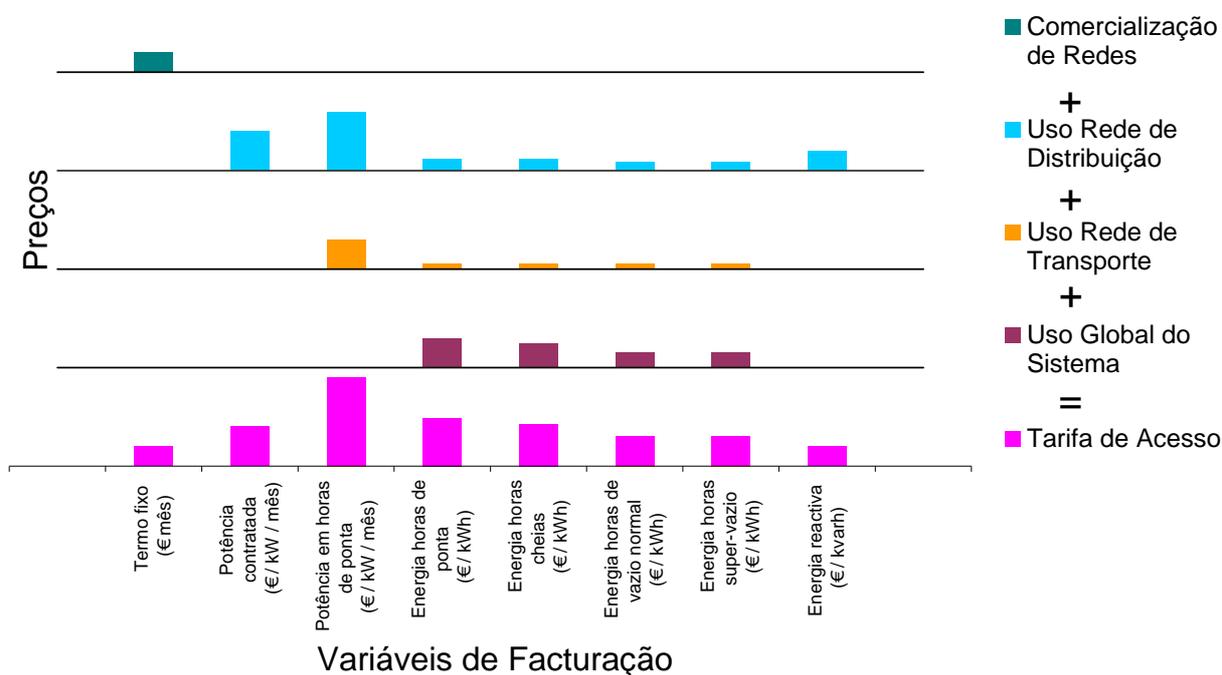
#### **ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia eléctrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes. Os clientes que escolheram o seu comercializador no mercado pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente com o seu comercializador a aquisição de energia eléctrica.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes são calculadas a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Figura 3-8 designando-se por aditividade tarifária.

Figura 3-8 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo da tarifa de acesso



Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiação cruzada entre clientes, e quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do bem estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto é que paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de facturação é que esse valor é considerado. Poderá assim ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário.

Refira-se que as tarifas são aplicadas por ponto de entrega, sendo os seus preços, caso seja necessário, convertidos para os vários níveis de tensão mediante a aplicação de factores de ajustamento para perdas. Quando o equipamento de medida do consumo não permite a aplicação directa das variáveis de facturação das tarifas por actividade então são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

**PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA**

Os dados referentes às tarifas de 2006 encontram-se no Relatório Anual para a Comissão Europeia elaborado em 2006<sup>10</sup>.

No Quadro 3-3 apresentam-se as componentes de custo incluídas nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2007<sup>11</sup>. Neste Quadro apresentam-se também o montante de proveitos proporcionado por cada uma das tarifas. Verifica-se que os consumidores de energia eléctrica pagam pelo acesso às redes vários custos relacionados com o interesse económico geral ou de política energética, a saber: prémios atribuídos à produção em regime especial (renováveis e cogeração), terrenos do domínio público hídrico, custos com o OMIP, sobrecustos das regiões insulares ultraperiféricas, rendas de concessão dos municípios, ERSE, Autoridade da Concorrência, Plano de Promoção da Eficiência no Consumo e Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

**Quadro 3-3 - Discriminação dos custos incluídos nas tarifas a pagar pelo acesso às redes em 2007**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	PROVEITOS (10 <sup>3</sup> EUR)	COMPONENTES DE CUSTO	(%)
USO GLOBAL DO SISTEMA	576 864	Gestão do Sistema	4
		Serviços de Sistema	18
		Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	1
		Autoridade da Concorrência	0
		Sobrecusto Produção Regime Especial	64
		Terrenos do Domínio Público Hídrico	10
		OMIP, S.A. e OMICLEAR, S.A.	0
		Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	2
		Sobrecusto Convergência Regiões Autónomas	0
USO DA REDE DE TRANSPORTE	194 204	Rede de Transporte	100
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT/MT	453 692	Rede de Distribuição	99
		Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	1
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT	898 323	Rede de Distribuição	74
		Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	0
		Rendas Concessão Municípios	26
COMERCIALIZAÇÃO DE REDES	151 911	Leitura, facturação e cobrança das tarifas de uso de redes	100

Do Quadro 3-4 ao Quadro 3-6 apresentam-se os preços a pagar pelo acesso às redes pelos clientes em Alta Tensão (AT), Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN) com uma potência contratada inferior a 20,7 kVA e dois preços de energia activa diferenciados por período horário (Tarifa Bi-horária). Os preços apresentados encontram-se desagregados por cada uma das tarifas por

<sup>10</sup>

<http://www.erse.pt/vpt/entrada/centrodedocumentacao/documentoseapresentacoes/documentoseapresentacoes.htm?action=search&temae=&temao=&strsearch=comiss%e3o%20europeia&dAno=>

<sup>11</sup> Publicadas em 15 de Dezembro de 2006.

actividade (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes) e por variável de facturação (Termo fixo, Potência, Energia activa e Energia reactiva). Os preços da tarifa de acesso às redes em cada nível de tensão resultam do somatório, variável de facturação a variável de facturação, dos preços das tarifas por actividade convertidos para o nível de tensão de entrega da energia. Por exemplo, o preço da potência em horas de ponta da tarifa de acesso às redes em BTE é obtido pelo somatório dos preços da potência em horas de ponta das tarifas: Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição em AT, Uso da Rede de Distribuição em MT e Uso da Rede de Distribuição em BT.

**Quadro 3-4 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em AT em 2007**

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM AT									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	1,653	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	0,084	0,126	0,0006	0,0005	0,0003	0,0003	0,0150	0,0112
Comercialização de Redes em AT	103,56	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Tarifa de Acesso às Redes em AT</b>	<b>103,56</b>	<b>0,084</b>	<b>1,779</b>	<b>0,0097</b>	<b>0,0095</b>	<b>0,0093</b>	<b>0,0092</b>	<b>0,0150</b>	<b>0,0112</b>

**Quadro 3-5 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTE em 2007**

PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTE									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0184	0,0181	0,0177		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	1,855	0,0010	0,0009	0,0008		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	0,236	0,0007	0,0006	0,0003		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	3,570	0,0021	0,0018	0,0009		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,635	5,716	0,003	0,0026	0,0016		0,0191	0,0146
Comercialização de Redes em BT	27,89	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Tarifa de Acesso às Redes em BTE</b>	<b>27,89</b>	<b>0,635</b>	<b>11,377</b>	<b>0,0252</b>	<b>0,0240</b>	<b>0,0213</b>		<b>0,0191</b>	<b>0,0146</b>

**Quadro 3-6 - Preços a pagar pelo uso de redes pelos clientes em BTN Bi-horária <=20,7kVA e >2,3kVA em 2007**

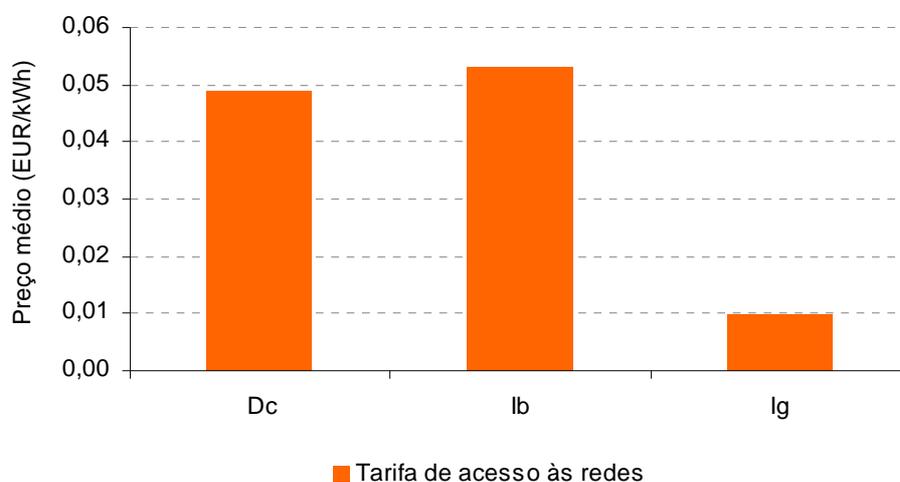
PREÇOS DA TARIFA DE ACESSO EM BTN BI-HORÁRIA <=20,7 kVA e >2,3 kVA									
Tarifa	Termo Fixo (EUR/mês)	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		contratada	horas de ponta	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
Uso Global do Sistema	-	0,000	-	0,0182		0,0177		-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	-	-	-	0,0073		0,0008		-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0014		0,0003		-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	0,0142		0,0009		-	-
Uso da Rede de Distribuição em BT	-	0,635	-	0,0224		0,0016		-	-
Comercialização de Redes em BT	1,58	-	-	-		-		-	-
<b>Tarifa de Acesso às Redes em BTN</b>	<b>1,58</b>	<b>0,635</b>	<b>-</b>	<b>0,0635</b>		<b>0,0213</b>		<b>-</b>	<b>-</b>

Na Figura 3-9 apresentam-se os preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas apresentadas nos quadros anteriores aos perfis de consumo estabelecidos para os consumidores-tipo Dc, Ib e Ig, apresentados no Quadro 3-7. Os valores apresentados não incluem o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), cuja taxa legal em vigor é de 5%.

**Quadro 3-7 - Caracterização dos consumidores-tipo Dc, lb e lg em 2007**

Consumidor-tipo	Potência contratada (kW)	Consumo anual (kWh)	Consumo anual no vazio (kWh)	Utilização (horas)
Dc	4,6	3 500	1 300	761
lb	50	50 000	0	1 000
lg	4 000	24 000 000	11 040 000	6 000

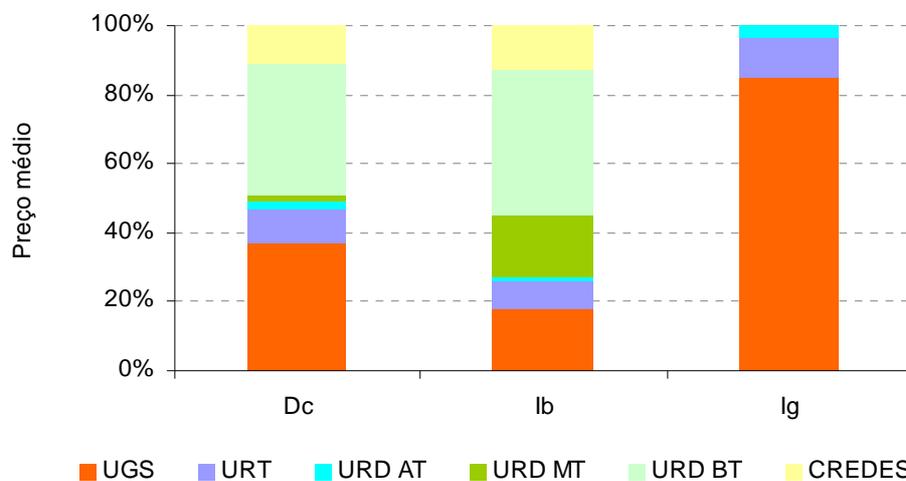
**Figura 3-9 - Preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, lb e lg pelo acesso às redes em 2007**



Relativamente à Figura 3-9, importa referir que os consumidores-tipo lb, apesar de apresentarem uma utilização da potência contratada mais elevada que os consumidores-tipo Dc, observam um preço médio de acesso às redes mais elevado que estes consumidores-tipo. Esta situação resulta do facto de os consumidores-tipo lb, contrariamente aos consumidores-tipo Dc, não consumirem no período de vazio, o que se traduz numa penalização do preço médio destes consumidores.

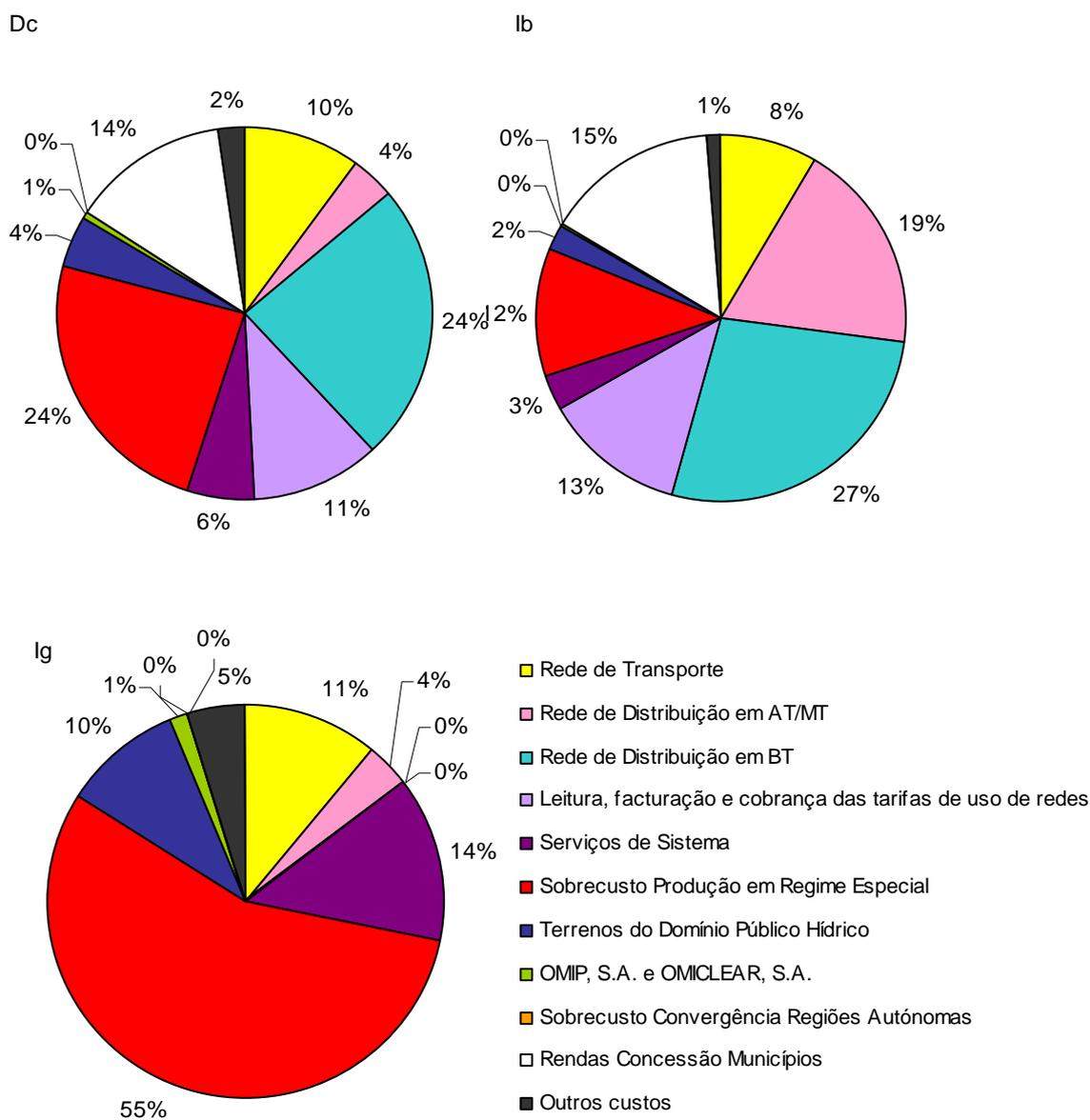
Na Figura 3-10 e na Figura 3-11 apresenta-se a estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, lb e lg pelo acesso às redes. Na Figura 3-10 o preço médio de cada cliente é decomposto nas diversas tarifas por actividade que compõem a sua tarifa de acesso às redes. Na Figura 3-11 esta desagregação é estendida ao tipo de custo.

**Figura 3-10 - Estrutura dos preços médios pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes em 2007**



Legenda: UGS - Uso Global do Sistema, URT - Uso da Rede de Transporte, URDAT - Uso da Rede de Distribuição em AT, URDMT - Uso da Rede de Distribuição em MT, URDBT - Uso da Rede de Distribuição em BT, CR - Comercialização de Redes

**Figura 3-11 - Decomposição do preço médio pago pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig pelo acesso às redes em 2007**



No Quadro 3-8 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-9 e na Figura 3-10.

**Quadro 3-8 - Preços médios das tarifas de acesso às redes em 2007**

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Uso Global do Sistema (UGS)	0,0180	0,0094	0,0082
Uso da Rede de Transporte (URT)	0,0049	0,0045	0,0011
Uso da Rede de Distribuição em AT (URD AT)	0,0010	0,0006	0,0003
Uso da Rede de Distribuição em MT (URD MT)	0,0009	0,0093	0,0000
Uso da Rede de Distribuição em BT (URD BT)	0,0185	0,0225	0,0000
Comercialização de Redes (CREDES)	0,0054	0,0067	0,0000
<b>Tarifa de Acesso às Redes sem IVA</b>	<b>0,0487</b>	<b>0,0531</b>	<b>0,0096</b>
<b>Tarifa de Acesso às Redes com IVA</b>	<b>0,0512</b>	<b>0,0557</b>	<b>0,0101</b>

O consumo de electricidade está sujeito a uma taxa de IVA de 5%.

#### 3.1.3.4 QUALIDADE DE SERVIÇO

A qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica em Portugal continental tem um enquadramento regulamentar desde 2000, ano em que foi publicado o primeiro Regulamento da Qualidade de Serviço, com sucessivas revisões em 2003 e 2006.

Relativamente à qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica nas Regiões Autónomas, foram publicados em 2004 os respectivos regulamentos com aplicação na Madeira e nos Açores.

Os Regulamentos da Qualidade de Serviço debruçam-se sobre a qualidade de serviço técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e sobre a qualidade de serviço comercial (relacionamento entre o comercializador ou o distribuidor e o cliente), definindo:

- Competências, responsabilidades e obrigações.
- Indicadores e padrões.
- Compensações a pagar aos clientes por incumprimento dos padrões de qualidade definidos, assim como compensações a pagar pelos clientes por incumprimento das suas obrigações.
- Obrigações de verificação da qualidade de serviço - Metodologias e planos de monitorização.
- Obrigações de divulgação da informação - Relatórios da Qualidade de Serviço.
- Disposições relativas a clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

As disposições de natureza técnica dos regulamentos da qualidade de serviço e a sua publicação são da responsabilidade da Direcção-Geral de Energia e Geologia, organismo do Ministério da Economia e da

Inovação no caso de Portugal Continental e das Direcções Regionais do Comércio, Indústria e Energia, para o caso das Regiões Autónomas.

A ERSE propõe as disposições de natureza comercial dos regulamentos da qualidade de serviço é responsável pela fiscalização e aplicação dos regulamentos.

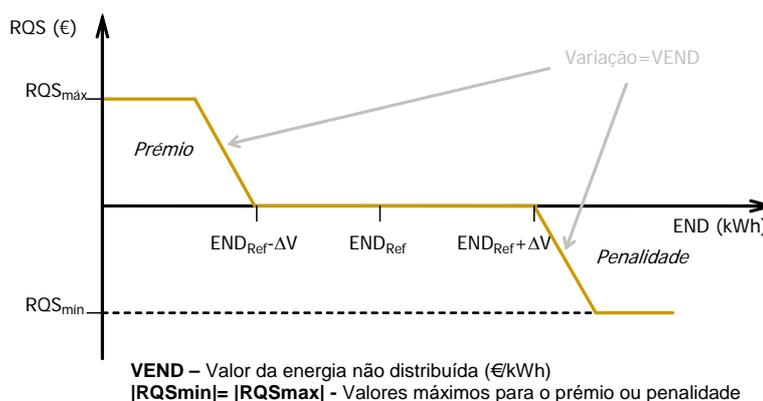
### CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário como o Regulamento da Qualidade de Serviço apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço.

O Regulamento Tarifário, de responsabilidade da ERSE, prevê um incentivo à continuidade de serviço na rede de MT de Portugal continental, cujo efeito se reflecte nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

O valor do incentivo à continuidade de serviço depende do valor de energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função conforme esquematizado na Figura 3-12.

**Figura 3-12 – Mecanismo de Incentivo à Continuidade de Serviço**



Considerando a informação disponível até à data, prevê-se que em 2006 o valor de energia não distribuída seja próximo de  $END_{Ref} + \Delta V$ , o que significa que o incentivo de qualidade de serviço, devido à qualidade de serviço prestada em 2006, e a repercutir em 2008, poderá ser nulo ou constituir uma penalidade.

Os regulamentos da qualidade de serviço definem indicadores gerais e indicadores individuais de continuidade de serviço, cujos padrões dependem da zona geográfica de qualidade de serviço em que se inserem as instalações dos clientes.

A zona geográfica de qualidade de serviço em que uma determinada instalação de cliente se insere depende do número de clientes da localidade onde esta se situa e é definida de uma forma diferente em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, como se apresenta no Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 - Zonas geográficas**

Zonas	Portugal continental	Madeira	Açores
Zona A	Capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes	Localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional	Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta e localidades com mais de 25 000 clientes
Zona B	Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000 clientes	Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C	Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000
Zona C	Restantes localidades	Restantes locais	Restantes locais

As zonas geográficas da Região Autónoma da Madeira foram alvo de publicação no Jornal Oficial deste arquipélago.

O Quadro 3-10 apresenta os indicadores gerais de continuidade de serviço definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço. Os indicadores gerais aplicam-se a interrupções longas ( $t > 3$  minutos) e excluem interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, de serviço e de segurança, acordo com o cliente e facto imputável ao cliente.

**Quadro 3-10 – Indicadores gerais de continuidade de serviço**

	Transporte	Distribuição	
		Redes MT	Redes BT
ENF (MWh)		END (MWh)	
TIE (h)		TIEPI (h)	
SAIFI		SAIFI	SAIFI
SAIDI (min)		SAIDI (min)	SAIDI (min)
SARI			

ENF: Energia Não Fornecida

SAIFI: Frequência Média de Interrupções do Sistema

END: Energia Não Distribuída

SAIDI: Duração Média das Interrupções do Sistema

TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

SARI: Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema

TIE: Tempo de Interrupção Equivalente

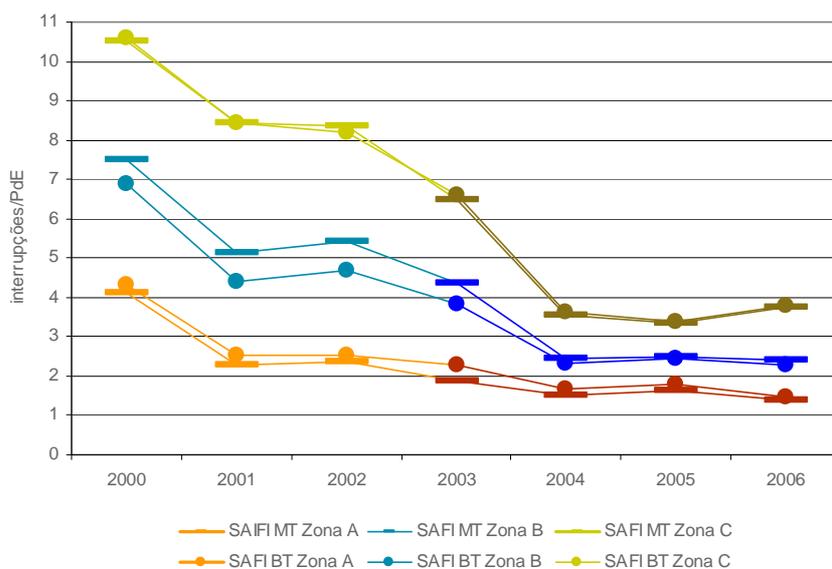
Os regulamentos da qualidade de serviço definem valores padrão para os indicadores gerais de continuidade de serviço, que se apresentam no Quadro 3-11 em função da zona geográfica de qualidade de serviço e do nível de tensão. De referir que para as Regiões Autónomas, os respectivos regulamentos estabelecem padrões para a totalidade do arquipélago e por ilha.

**Quadro 3-11 – Valores padrão para os indicadores gerais de continuidade de serviço**

Indicador	Nível de tensão	Zona geográfica	Portugal continental	Madeira		Açores	
				Arquipélago	Por ilha	Arquipélago	Por ilha
<b>TIEPI</b> (horas/ano)	MT	A	2	2	3	3	3
		B	4	4	6	6	8
		C	10	12	1	20	26
<b>SAIFI</b> (número de interrupções/ano)	MT	A	3	3	4	4	4
		B	6	6	7	7	8
		C	8	9	1	10	12
	BT	A	3	3	4	4	4
		B	6	6	7	7	9
		C	8	9	1	10	13
<b>SAIDI</b> (horas)	MT	A	3	3	3	3	3
		B	5	5	6	6	8
		C	10	12	1	16	20
	BT	A	4	4	6	6	6
		B	7	8	1	10	12
		C	12	14	2	20	24

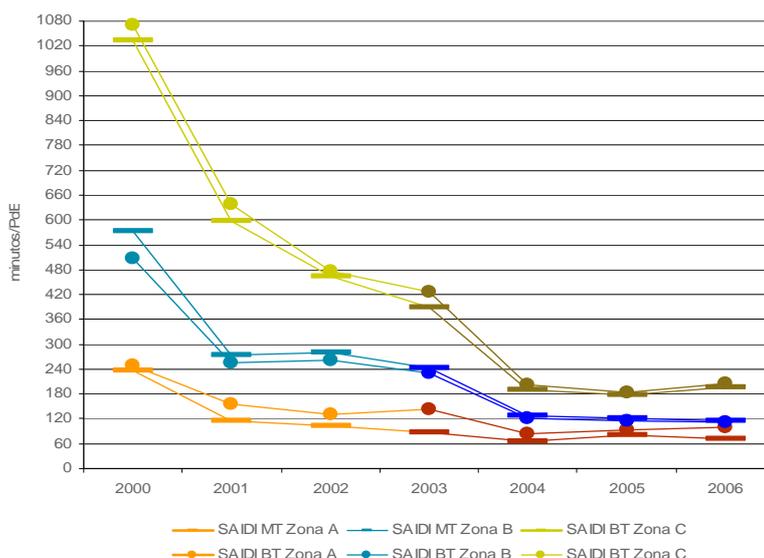
A título de exemplo, a Figura 3-13 e a Figura 3-14 apresentam a evolução nos últimos sete anos dos indicadores SAIFI e SAIDI em MT e BT, para Portugal continental, discriminados por zonas geográficas de qualidade de serviço A, B e C.

**Figura 3-13 – Evolução do SAIFI - Frequência Média das Interrupções do Sistema em Portugal continental**



Fonte: EDP Distribuição

**Figura 3-14 – Evolução do SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema em Portugal continental**



Nota: Até 2003 as zonas geográficas estavam delimitadas da seguinte forma: Zona A - localidades com mais de 25 000 clientes; Zona B - Localidades com mais de 5000 e menos de 25 000 clientes; Zona C - Localidades com menos de 5000 clientes.

Fonte: EDP Distribuição

O Quadro 3-12 apresenta a evolução, nos últimos dois anos, dos indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI nas redes MT das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

**Quadro 3-12 – Indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

Ilha	Zona	TIEPI (min)		SAIFI		SAIDI (min)	
		2005	2006	2005	2006	2005	2006
<b>Açores</b>							
Stª Maria	C	41,3	358,5	1,6	15,4	85,1	463,1
São Miguel	A	12,6	25,7	0,3	1,6	7,4	28,3
	B	6,2	67,3	0,1	1,5	6,5	80,6
	C	135,1	181,5	3,9	5,5	190,3	258,6
Terceira	A	31,9	299,7	1,1	9,4	32,2	327,6
	B	51,7	443,1	0,8	16,9	35,9	631,5
	C	395,8	518,4	13,2	15,7	490,2	551,2
Graciosa	C	285,6	61,0	11,1	1,8	297,0	85,3
São Jorge	C	448,0	504,1	10,8	8,1	456,9	465,8
Pico	C	597,5	504	3,8	6,5	544,5	500,8
Faial	A	58,2	74	0,7	2,2	31,6	77,4
	C	122,4	169,5	7,1	9,2	208,3	415,2
Flores	C	261,2	241,3	5,9	7,5	272,4	272,5
<b>Madeira</b>							
Madeira	A	7,20	6,00	0,11	0,11	4,80	4,80
	B	53,40	10,20	0,19	0,30	20,4	9,60
	C	64,20	54,00	1,38	2,73	60,00	81,00
Porto Santo	B	4,80	15,00	0,10	1,13	4,80	16,80
	C	1,20	7,80	0,15	0,85	13,20	10,8

Nota: Valores dos arquipélagos dos Açores e da Madeira são provisórios.

Fonte: EDA, EEM

Os indicadores individuais de continuidade de serviço definidos nos Regulamento da Qualidade de Serviço são:

- Número de interrupções por ano.
- Duração das interrupções (horas/ano).

O Quadro 3-13 apresenta os valores dos padrões para os indicadores individuais de continuidade de serviço, em função da zona geográfica de qualidade de serviço e do nível de tensão a que a instalação do cliente está ligada.

**Quadro 3-13 – Valores padrão para os indicadores individuais de continuidade de serviço**

Indicador	Zona geográfica	Portugal Continental				Madeira			Açores		
		BT	MT	AT	MAT	BT	MT	Transporte	BT	MT	Transporte
Número de interrupções por ano	A	12	8			13	9		13	9	7
	B	21	16	8	3	25	20	6	28	22	
	C	30	25			40	34		50	44	
Duração das interrupções (horas/ano)	A	6	4			4	6		6	4	3
	B	10	8	4	0,75	9	11	2	11	9	
	C	20	16			18	22		27	22	

Em caso de incumprimento dos padrões associados aos indicadores individuais de continuidade de serviço, os clientes têm direito a receber uma compensação. As fórmulas de cálculo do montante de compensação a ser pago pelos operadores das redes aos clientes, são as seguintes:

- **Compensação por incumprimento do padrão relativo ao número de interrupções:**

$$CN_n = [(NI - NIP)] \times FC_n$$

em que:

$CN_n$  - valor da compensação, no ano  $n$ , em euros

$NI$  - número de interrupções

$NIP$  – valor padrão associado ao número de interrupções

$FC_n$  – valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano  $n$ , em euros.

Os valores de  $FC_n$  para Portugal continental em 2005 e para as Regiões Autónomas são os seguintes:

- 1 euro - clientes de BT, com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA
- 5 euros - restantes clientes de BT
- 20 euros - clientes de MT
- 100 euros - clientes de AT e MAT

No caso de Portugal continental, os valores de  $FC_n$  são actualizados anualmente da seguinte forma:

$$FC_{n+1}=FC_n \times [1+(IPC/100)]$$

em que:

$IPC$  – variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano  $n$ , em percentagem, publicada pelo INE.

▪ **Compensação por incumprimento do padrão relativo à duração das interrupções:**

$$CD_n=[(DI-DIP)] \times PC_n \times KC_n$$

em que:

$CD_n$  - valor da compensação, no ano  $n$ , em euros

$DI$  - duração total das interrupções, em horas

$DIP$  - padrão associado à duração das interrupções

$PC_n$  – valor médio da potência contratada durante o ano  $n$ , em kW

$KC_n$  - valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano  $n$ , em €/kWh.

Paras as Regiões Autónomas os valores de  $KC_n$  são os seguintes:

- 0,35 €/kWh - clientes em BTN
- 0,30 €/kWh - clientes em BTE
- 0,28 €/kWh - clientes em MT
- 0,16 €/kWh - clientes em AT

No caso de Portugal continental, os valores de  $FC_n$  são actualizados da seguinte forma:

$$KC_{n+1}=KC_n \times [1+(IPC/100)]$$

em que:

$KC_{n+1}$  valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano  $n+1$

$KC_n$  valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano  $n$

Os valores de  $KC_n$  estabelecidos em 2005 com ponto de partida para o cálculo dos valores de 2006 são os seguintes:

- 0,365 €/kWh - clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA (BTN)
- 0,313 €/kWh - clientes em BT com potência contratada superior 41,4 kVA (BTE)
- 0,293 €/kWh - clientes em MT
- 0,167 €/kWh - clientes em AT e MAT
- 2,1 - IPC<sub>2005</sub>

Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões indicados no Quadro 3-13, será paga a compensação mais elevada. Quando o valor da compensação a atribuir ao cliente for inferior a 0,5 euro em Portugal continental e a 2,5 euros para os clientes em BT e 5,0 € para os clientes em MT nas Regiões Autónomas, o valor reverte para um fundo de investimento.

O pagamento das compensações pelo incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço é automático desde 2004. O Quadro 3-14 apresenta o valor de compensações pagas pelo incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço em 2006 para Portugal continental.

**Quadro 3-14 – Compensações por incumprimento dos indicadores individuais de continuidade de serviço em 2006 – Portugal continental**

Indicador	Nível de tensão	Número de incumprimentos	Valor das compensações (€)	Valor para o fundo de investimentos (€)
Número e interrupções	MT	-	-	-
	BTE	-	-	-
	BTN	70	351,30	10,56
	Total	70	351,30	10,56
Duração total das interrupções	MT	414	68924,23	3896,79
	BTE	565	43000,99	1308,15
	BTN	114450	889177,15	54441,65
	Total	115429	1001102,37	59646,59
Total		115499	1001453,67	59657,15

Fonte: EDP Distribuição

#### QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem as características principais da onda de tensão de alimentação, a respeitar no ponto de entrega ao cliente em condições normais de exploração, nomeadamente no que se refere a:

- Frequência.
- Variações na amplitude da tensão de alimentação.
- Tremulação (“flicker”).
- Distorção harmónica.
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- Cavas de tensão.

Para a análise da qualidade da onda de tensão, os Regulamentos da Qualidade de Serviço utilizam como referência técnica, entre outras, a norma NP EN 50160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica”, publicada pelo CENELEC e transposta para Portugal.

#### **QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL**

As disposições de qualidade de serviço comercial visam a implementação de um nível mínimo de condições de atendimento que os comercializadores e operadores das redes de energia eléctrica têm de disponibilizar no relacionamento com os seus clientes.

A avaliação destes parâmetros de qualidade serviço comercial é efectuada através de indicadores gerais aos quais estão associados os respectivos padrões.

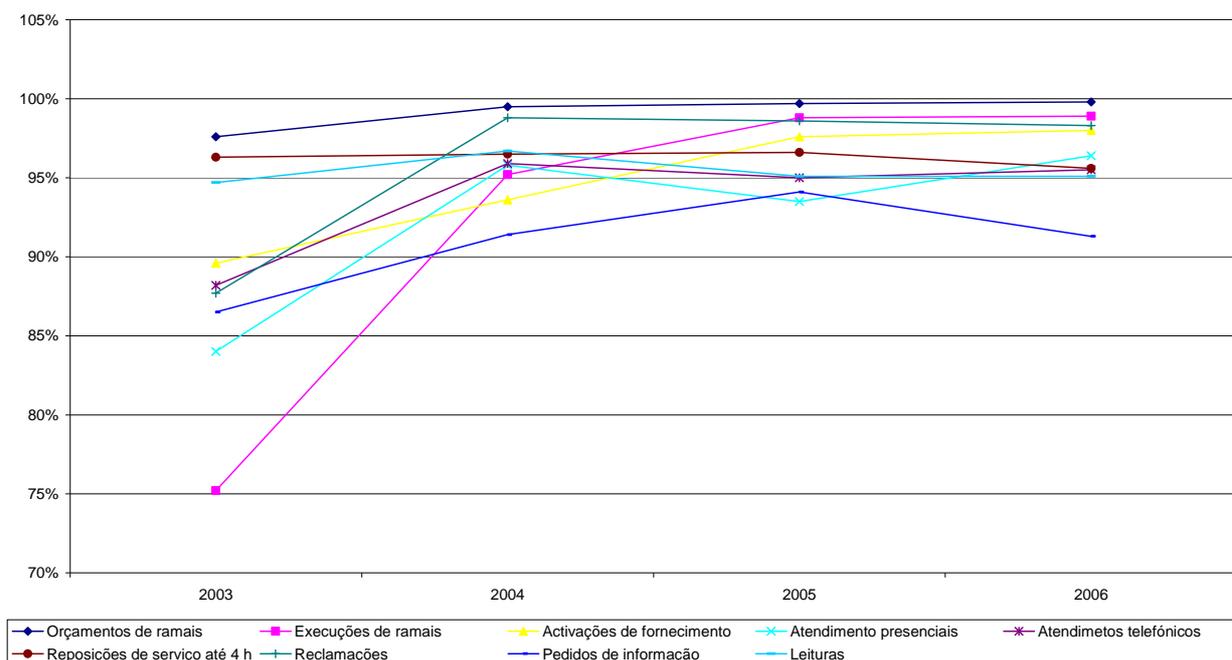
No Quadro 3-15 são apresentados os indicadores gerais de qualidade serviço comercial, relativos a Portugal continental e às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. Apresentam-se igualmente os valores verificados em 2006. Recordar-se que o cálculo dos indicadores de natureza comercial entrou em vigor em Janeiro de 2006 na Região Autónoma dos Açores e em Janeiro de 2007 na Região Autónoma da Madeira.

**Quadro 3-15 - Indicadores gerais e padrões de qualidade serviço comercial**

Indicador geral	Padrão (%)			Valores verificados em 2006 (%)		
	Continente	Açores	Madeira	Continente	Açores	Madeira
Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 60 segundos no atendimento telefónico	85	80	80	94	95	67
Percentagem de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos nos centros de atendimento	90	90	90	95	99	97
Percentagem de pedidos de informação respondidos até 15 dias úteis	90	90	90	94	100	82
Percentagem de orçamentos de ramais de BT elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	95	n.a	99	99	n.a
Percentagem de ramais em BT executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95	90	n.a	99	97	n.a
Percentagem de activações de fornecimento de instalações de BT executadas no prazo máximo de 2 dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica	90	90	90 Prazo máximo previsto: 4 dias	98	96	94
Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90	80	80	95	--	--
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor	Não definido	n.a	n.a	--	--	--
Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas até 15 dias úteis	n.a	95	95	--	99	92
Percentagem de clientes em BT cujo contador tenha sido objecto de, pelo menos, uma leitura durante o último ano civil	98	98	98	96	98	94

A Figura 3-15 apresenta a evolução do desempenho do comercializador de último recurso em Portugal continental entre 2003 e 2006, relativamente aos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial. Da análise da figura sobressai a evolução positiva do desempenho verificado entre 2003 e 2004. Desde 2005 que o comercializador cumpre os padrões definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço de todos os indicadores, com excepção do indicador relacionado com a leitura dos equipamentos de medição.

**Figura 3-15 – Evolução do desempenho dos indicadores gerais de qualidade serviço comercial**



Nota: A figura considera os indicadores gerais em vigor até 2006, estabelecidos no Despacho 2410-A/2003, de 5 de Fevereiro de 2003.

Além dos indicadores gerais, os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem ainda indicadores individuais de qualidade serviço comercial que representam compromissos individuais de qualidade de serviço entre os fornecedores e os seus clientes, que, em caso de incumprimento, concedem ao cliente o direito de ser compensado monetariamente.

Os indicadores individuais de qualidade comercial e respectivos padrões, em vigor em Portugal continental, são:

- Visitas às instalações dos clientes que devem ocorrer:
  - No intervalo de 2 horas e 30 minutos combinado (modalidade obrigatória).
  - Um intervalo de cinco horas, com pré-aviso telefónico, com uma hora de antecedência relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável a visita (a oferta desta alternativa é opção do operador da rede de distribuição).

- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica, que deve ocorrer no prazo de 4 horas (zona A e B) ou 5 horas (zona C). No caso dos clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico eléctrico, a assistência técnica solicitada deve ocorrer no prazo máximo de 3 horas.
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após interrupção por facto imputável ao cliente, que deve ocorrer no prazo máximo de 8 horas, no caso da MT, ou até às 17 horas do dia útil seguinte, no caso da BT.
- Leitura dos equipamentos de medição dos clientes em BTN num intervalo não superior a seis meses.
- Resposta a reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis da data da sua recepção.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial implica o pagamento de uma compensação aos clientes afectados, com os seguintes valores:

- 18 euros para dos clientes em BT com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.
- 30 euros para os restantes clientes em BT.
- 92 euros para os restantes clientes.

Em 2006 foram pagas compensações no montante de aproximadamente 11 747 euros, valor comparativamente mais baixo que o verificado em 2005, no montante de 274 315 euros.

Os regulamentos da qualidade de serviço vigentes nas Regiões Autónomas estabelecem os seguintes indicadores individuais e padrões:

- Visita a instalações dos clientes – a ocorrer num intervalo de 3 horas combinado.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica, que deve ocorrer no prazo de 4 horas (zona A e B) ou 5 horas (zona C).
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após interrupção por facto imputável ao cliente, que deve ocorrer no prazo máximo de 8 horas, no caso da MT, ou até às 17 horas do dia útil seguinte, no caso da BT.
- Resposta a reclamações (facturação e contagem) no prazo de 15 dias.

Na Região Autónoma dos Açores, os padrões dos indicadores descritos foram integralmente cumpridos, pelo que não se registou o pagamento de qualquer compensação aos clientes.

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estabelecem ainda um conjunto de regras aplicáveis a clientes com necessidades especiais, visando o estabelecimento de um relacionamento comercial de qualidade, entre estes clientes e o seu fornecedor de energia eléctrica, designadamente através da disponibilização de

canais de comunicação adaptados e informação personalizada relativa a interrupções programadas a clientes dependentes de equipamentos médicos eléctricos. Os clientes dependentes de equipamento eléctrico têm ainda direito a um atendimento preferencial nas situações de avaria e de emergência.

São considerados clientes com necessidades especiais:

- Pessoas com limitações no domínio da visão – cegueira ou hipovisão.
- Pessoas com limitações no domínio da audição – surdez ou hipoacusia;
- Pessoas com limitações no domínio da comunicação oral.
- Pessoas com limitações nos domínios da mobilidade, impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas ou outras ajudas técnicas necessárias para o efeito.
- Pessoas com alteração nas funções e estruturas do corpo dependentes de equipamentos, produtos e tecnologias de natureza médica, equipamentos de diálise, concentradores de oxigénio ou ventiladores artificiais, imprescindíveis à sua sobrevivência ou para melhorar a sua funcionalidade e qualidade de vida, cujo funcionamento é assegurado pela rede eléctrica.

O Regulamento da Qualidade de Serviço publicado em 2006, vigente em Portugal continental, contempla ainda os clientes prioritários, considerando-se como tal os clientes para quem a interrupção de fornecimento de energia eléctrica causa graves alterações no normal funcionamento. São considerados clientes prioritários:

- a) As instalações hospitalares, centros de saúde e entidades equiparadas.
- b) Instalações de segurança nacional.
- c) Bombeiros
- d) Protecção civil.
- e) Forças de segurança.
- f) Equipamentos dedicados à gestão e segurança do tráfego marítimo ou aéreo.
- g) Instalações penitenciárias.

Estes clientes têm direito a serem informados individualmente e com antecedência de 36 horas das interrupções de fornecimento programadas, bem como ao restabelecimento prioritário do fornecimento de energia eléctrica.

Os operadores da rede de distribuição são obrigados a manter um registo actualizado dos clientes com necessidades especiais e clientes prioritários, cuja inscrição é voluntária e da responsabilidade do cliente.

A informação a disponibilizar pelos fornecedores de energia eléctrica relativa aos deveres e direitos dos clientes com necessidades especiais deve contar com a colaboração de associações de defesa e promoção das pessoas com deficiência.

Os operadores da rede de transporte, os operadores da rede de distribuição, os comercializadores de último recurso devem publicar anualmente um Relatório de Qualidade de Serviço.

A fiscalização dos regulamentos da qualidade de serviço cumpre à ERSE, no âmbito da qual recolhe e regista informação enviada pelos operadores das redes e comercializadores, bem como intervém no resolução de conflitos entre os comercializadores e os seus clientes, através de mecanismos de mediação e conciliação de conflitos. O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece ainda a obrigação de publicação anual pela ERSE de um Relatório de Qualidade Serviço.

#### 3.1.3.5 LIGAÇÃO ÀS REDES

Os operadores das redes eléctricas, dentro da sua área de intervenção, são obrigados a proporcionar a ligação às suas redes das instalações dos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições técnicas e legais aplicáveis.

O Regulamento de Relações Comerciais define dois tipos de elementos de ligação:

- Elementos de ligação para uso exclusivo – infra-estrutura física por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, a energia eléctrica produzida ou consumida numa determinada instalação de utilização de energia eléctrica. Para auxiliar na delimitação dos elementos de ligação para uso exclusivo, o comprimento máximo destes elementos é aprovado pela ERSE com base em propostas apresentadas pelos operadores de redes. O valor do comprimento máximo, que depende do nível tensão, foi aprovado já durante o primeiro semestre de 2007.
- Elementos de ligação para uso partilhado – infra-estrutura física que permite a ligação à rede de mais de uma instalação de utilização de energia eléctrica.

O Regulamento de Relações Comerciais define o tipo de encargos que podem ser solicitados ao requisitante de uma ligação à rede, estabelecendo os princípios que orientam a repartição desses encargos, bem como as formas de pagamento e o seu eventual faseamento.

Os encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados integralmente pelos requisitantes das ligações.

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado devem ser repartidos pelos diversos requisitantes, aplicando-se um preço aprovado pela ERSE que depende da distância e potência requisitada. Estes valores são aprovados pela ERSE e dependem do tipo de rede (aérea ou subterrânea), bem como do nível de tensão.

Os operadores das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica devem exigir a comparticipação nos custos de acções imediatas ou diferidas necessárias ao reforço da rede, na sequência de uma requisição de ligação ou de um aumento de potência requisitada. A comparticipação devida é função da potência requisitada.

A regulamentação em vigor procurou introduzir uma sinalização económica quanto à escolha da localização da instalação que se pretende ligar à rede, bem como quanto às potências requisitadas, considerando as características de cada requisição individual.

Em sede de informação, a regulamentação estabelece a obrigação do operador de rede informar e aconselhar o requisitante de ligação à rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando os aspectos que integram a requisição de ligação. Esta obrigação de informação acarreta, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o estabelecimento de ligações às redes, bem como a obrigatoriedade de apresentação de orçamentação para a ligação solicitada.

A legislação vigente sobre a ligação dos centros electroprodutores às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica estabelece que os encargos com a ligação à rede são da responsabilidade dos produtores de energia eléctrica. As condições para a construção da ligação à rede e o eventual pagamento de encargos relativos ao reforço das redes, bem como as condições de pagamento, são estabelecidos por acordo entre as partes. Não se verificando acordo entre o produtor e o operador da rede, compete à ERSE decidir a repartição de encargos com a ligação à rede, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

No caso dos produtores em regime especial (fontes renováveis, resíduos e instalações de cogeração) é estabelecido directamente pela legislação específica que a ligação da instalação de produção à rede receptora é feita por um ramal construído por iniciativa do produtor de energia eléctrica. Os encargos associados à construção da ligação são da responsabilidade do produtor quando a ligação se destina ao uso exclusivo do produtor. Quando um ramal é utilizado por mais de um produtor, os encargos com a construção dos troços comuns são repartidos na proporção da potência a contratar. Sempre que um ramal passe a ser utilizado por um novo produtor em regime especial dentro do período da sua amortização, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos na parte ainda não amortizada.

#### 3.1.3.6 BALANÇO

Em Portugal continental só existe uma área de balanço, correspondente a todo o território.

O operador da rede de transporte, através da função de Gestor de Sistema, é a entidade responsável pelo equilíbrio entre geração e consumo, sendo, durante 2006, a energia de balanço fornecida pelos geradores pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público, mobilizados de acordo com a ordem de mérito estabelecida com base no custo variável de produção.

No mercado liberalizado, o mecanismo específico de balanço diz respeito aos desvios ocorridos entre os programas previstos de geração e de consumo e os correspondentes valores medidos para cada produtor e os seus clientes.

Os produtores enviam os programas de produção e consumo para o Acerto de Contas (uma função do Operador da Rede de Transporte) sendo responsáveis pelo pagamento dos encargos resultantes dos desvios associados à sua carteira de produção e de consumos.

Os períodos de acerto de contas são fixos e têm a duração de uma hora, devendo os programas de geração e consumo ser entregues até às 10:00 horas, para cada hora da semana que começa no dia seguinte.

Os programas de geração e consumo entregues podem ser alterados até às:

- 10:00 horas, para o período das 12:00 às 24:00 do próprio dia.
- 21:45 horas, para o período das 00:00 às 24:00 do dia seguinte.

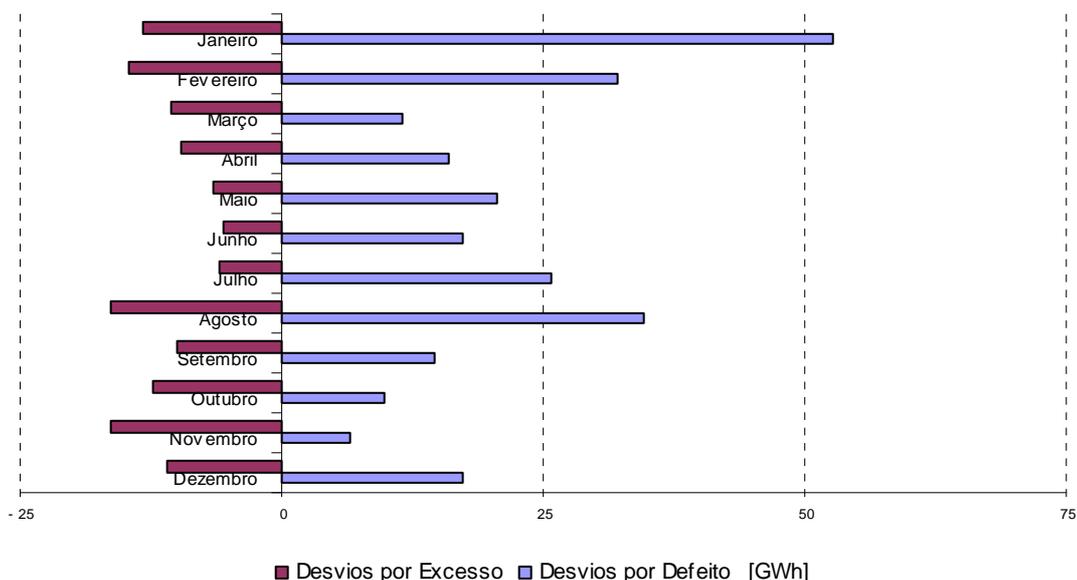
Os preços pagos dependem do tipo de desvio (por defeito ou por excesso) e estão relacionados com o preço da energia activa da tarifa de Energia e Potência por coeficientes que podem ser maiores ou menores que 1.

O desequilíbrio entre geração e consumo resulta em:

- Desvios por defeito: quando o consumo, do ponto de vista da rede, é maior que o previsto. Neste caso, os agentes do sistema não vinculado pagam uma penalização correspondente à parte do consumo satisfeita pelas centrais com contratos de aquisição de energia eléctrica.
- Desvios por excesso: quando o consumo, do ponto de vista da rede, é menor que o previsto. Neste caso, é o sistema que paga aos agentes a energia em excesso injectada na rede.

Na Figura 3-16 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2006, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

**Figura 3-16 – Evolução dos desvios no mercado liberalizado em 2006**



Fonte: REN

O Quadro 3-16 apresenta o valor total anual das energias de desvio por excesso e por defeito, bem como a sua valorização. O desvio unitário registou um valor médio anual de 30,57 €/MWh e 75,11 €/MWh, respectivamente, para desvios por excesso e por defeito.

**Quadro 3-16 – Desvio total anual e valores unitários no mercado liberalizado em 2006**

	Unidade	Valor
Desvio por excesso	MWh	132 150
Valorização dos desvios por excesso	EUR	4 040 348,08
Valor unitário dos desvios por excesso	€/MWh	30,57
Desvio por defeito	MWh	258 626
Valorização dos desvios por defeito	EUR	19 424 355,11
Valor unitário dos desvios por defeito	€/MWh	75,11

Fonte: REN

### 3.1.4 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

O sistema eléctrico português é constituído por três subsistemas que correspondem às áreas geográficas de Portugal continental e às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

De seguida analisam-se as questões relativas à efectiva separação de actividades dos operadores de redes que operam em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

#### 3.1.4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Em Portugal continental existe um operador da rede de transporte e 11 operadores da rede de distribuição.

#### 3.1.4.2 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

##### **SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES**

O operador da rede nacional de transporte de electricidade em Portugal continental (REN) é independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico.

A REN é uma entidade juridicamente autónoma das empresas de produção e comercialização de energia eléctrica. A 31 de Dezembro de 2006, 70% do seu capital social pertencia ao Estado Português (sendo 30% da Parpública – Participações Públicas e 20% da Caixa Geral de Depósitos), 15% à EDP – Energias de Portugal, 5% à Gestmin, 5% à Logoenergia e 5% à Oliren.

O número de trabalhadores da empresa afectos às actividades reguladas da REN no final de 2006 era de 612.

O operador da rede de transporte é responsável pelo desempenho de diversas actividades, que incluem, para além do transporte de energia eléctrica, a gestão global do sistema, a função de acerto de contas das transacções efectuadas no mercado liberalizado e ainda uma função designada por Agente Comercial que é responsável pela aquisição e venda da energia associada aos contratos existentes de aquisição de energia (CAE) de longo prazo. O Agente Comercial é responsável pela gestão dos contratos que não cessarem, ficando obrigado a vender a energia eléctrica produzida no âmbito destes contratos no mercado.

A regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de regras, que se resumem seguidamente, destinadas a assegurar a observância dos princípios da salvaguarda do interesse público, igualdade de tratamento, não discriminação e transparência das decisões no desempenho das funções anteriormente referidas.

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte individualiza as seguintes actividades:

- Transporte de Energia Eléctrica.

- Gestão Global de Sistema, que inclui as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas.

A separação das actividades e funções anteriormente referidas é realizada em termos contabilísticos e organizativos.

A aquisição e venda da energia relativa aos contratos existentes de aquisição de energia (CAE) de longo prazo é uma função desempenhada pelo Agente Comercial que actua de forma independente (separação jurídica) relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e Gestão Global de Sistema. Esta função é realizada por uma empresa do grupo REN criada em 2007, REN Trading.

A informação comercialmente sensível obtida no exercício das funções anteriormente referidas é aprovada pela ERSE.

#### **CÓDIGOS DE CONDUTA**

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os responsáveis pelas funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações entre eles, bem como com outros agentes. Este regulamento estabelece que o operador da rede de transporte deve elaborar Códigos de Conduta para os responsáveis das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os produtores, o operador da rede de distribuição em média e alta tensão, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

É igualmente estabelecido que os responsáveis pela gestão do Agente Comercial devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações com o Gestor de Sistema e Acerto de Contas. Este Código de Conduta deve estabelecer as regras a observar pelo Agente Comercial no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com o Gestor de Sistema, Acerto de Contas, produtores e comercializadores de último recurso.

Os Códigos de Conduta anteriormente referidos correspondem ao programa de conformidade previsto na alínea d) do n.º 2 do artigo 10.º da Directiva 2003/54/CE. A legislação não prevê ainda a existência de uma pessoa responsável pela observância de cada Código de Conduta, conforme estabelecido na Directiva. No entanto, o Regulamento de Relações Comerciais estabelece a obrigatoriedade de realização de auditorias internas, com periodicidade anual, destinadas a verificar a correcta aplicação dos princípios e regras consagradas nos Códigos de Conduta. Os resultados destas auditorias são enviados à ERSE.

### **SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA**

Relativamente à separação contabilística, o Regulamento Tarifário prevê que todas as empresas reguladas separem contabilisticamente cada uma das respectivas actividades anteriormente referidas, como se de empresas autónomas se tratassem, de modo a que seja possível a obtenção de balanços e demonstrações de resultados para cada uma delas. Essa informação é anualmente apresentada à ERSE, quer em termos de valores reais quer em termos de previsões para o ano seguinte, devendo os valores reais de cada uma das actividades reguladas serem auditados e acompanhados de um relatório produzido por uma empresa de auditoria independente.

A ERSE, tendo em conta a natureza da informação contabilística que fiscalmente é obrigatória ser tornada pública, emitiu normas complementares ao Regulamento Tarifário especificando e separando qual a informação por actividade que pode ter idêntica divulgação da restante que, por razões de confidencialidade ou grau de desagregação, não deva ser disponibilizada publicamente, sendo unicamente utilizada pela ERSE para efeito de cálculo das tarifas. No documento anual de justificação das tarifas para o ano seguinte, a ERSE apresenta a informação sobre valores reais e previsionais que entende serem mais significativos para o público interessado, salvaguardando a confidencialidade de eventual informação comercialmente sensível.

A ERSE tem a competência para aceitar ou não os valores enviados pelas empresas para efeito de cálculo das tarifas tendo como prática, qualquer que seja a sua decisão, justificar sempre os valores considerados.

Desde o início da sua actividade, a ERSE não registou, até ao momento, nenhuma situação considerada grave de não prestação voluntária de informação ou de deficiente informação.

### **IMAGEM DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

A REN, enquanto empresa independente, jurídica e patrimonialmente, das restantes actividades do sector eléctrico utiliza um logótipo próprio que não se confunde com o de outras entidades que actuam no sector eléctrico.

No que se refere à página na Internet, a REN tem uma página própria ([www.ren.pt](http://www.ren.pt)), que disponibiliza informação sobre as diferentes actividades que lhe estão atribuídas.

### **PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS**

Com a cessação antecipada da grande maioria dos contratos de aquisição de energia de longo prazo, os problemas decorrentes da REN desempenhar em simultâneo actividades de operador de rede de

transporte e actividades de aquisição e venda da energia eléctrica associada àqueles contratos foram substancialmente reduzidos.

Contudo, de modo a limitar os inconvenientes desta situação que ainda se mantêm, a regulamentação do sector eléctrico estabelece um conjunto de princípios, regras e procedimentos, destinados a assegurar a independência das diferentes actividades.

### 3.1.4.2.1 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

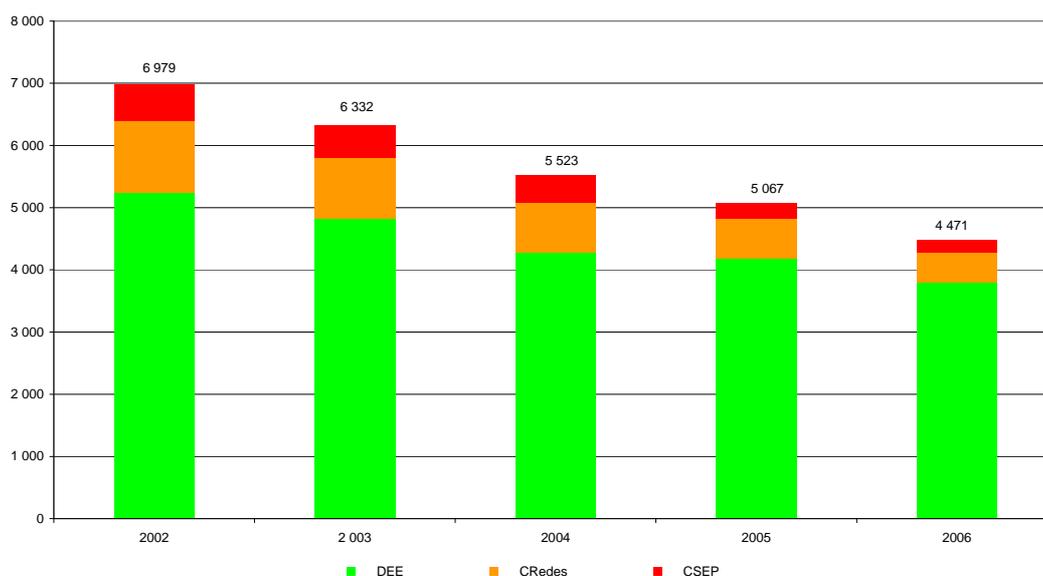
#### SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

O principal operador da rede de distribuição é a EDP Distribuição que detém o exclusivo da distribuição em média e alta tensão e distribui energia eléctrica em baixa tensão na quase totalidade do território de Portugal continental. Exercem ainda actividade na distribuição de energia eléctrica dez pequenos distribuidores em baixa tensão que, em conjunto, distribuem energia eléctrica a cerca de 30 mil clientes.

A EDP Distribuição é uma entidade juridicamente autónoma que integra o Grupo EDP sendo detida a 100% pela EDP, S.A.. O Grupo EDP detém igualmente empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica.

A EDP Distribuição tem vindo a diminuir o seu quadro de pessoal de uma forma significativa como o mostra a Figura 3-17.

**Figura 3-17 – Evolução do número de trabalhadores da EDP Distribuição**



Fonte: EDP Distribuição

A separação entre a actividade de operação de redes e a actividade de comercialização de último recurso era até ao final de 2006 realizada em termos contabilísticos e organizativos no caso da EDP Distribuição. A partir de 2007, por força do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que transpôs a Directiva 2003/54/CE para o direito nacional, a licença de comercialização de último recurso foi atribuída à EDP Serviço universal, SA (EDP Serviço Universal), passando deste modo a existir uma separação jurídica, continuando no entanto a propriedade a se detida pela EDP Distribuição, a 100%.

No caso dos pequenos distribuidores de energia eléctrica em baixa tensão, que em conjunto abastecem cerca de 30 mil clientes, a separação de actividades é efectuada em termos contabilísticos. Os pequenos distribuidores de energia eléctrica em baixa tensão exercem igualmente as funções de comercializador de último recurso nas áreas geográficas para as quais detêm licença de distribuição ou contrato de concessão, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o requeiram, aplicando o regime de tarifas e preços regulados.

A EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, separa contabilisticamente as seguintes actividades:

- Distribuição de Energia Eléctrica.
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- Comercialização de Redes, que inclui a gestão do processo de mudança de comercializador.

Relativamente à separação contabilística, aplicam-se as regras estabelecidas no Regulamento Tarifário, já anteriormente referidas.

#### **CÓDIGO DE CONDUTA**

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que a EDP Distribuição deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

A EDP Distribuição deverá recorrer a um auditor externo independente para verificação do cumprimento do Código de Conduta e da eficácia dos procedimentos e sistemas implantados com a finalidade de assegurar a independência e imparcialidade da sua actuação face aos restantes agentes.

A ERSE aprova os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias. O relatório das auditorias e um relatório com a descrição das medidas adoptadas para dar cumprimento ao Código de Conduta são enviados anualmente à ERSE.

Os pequenos distribuidores de energia eléctrica anteriormente referidos estão isentos da separação de actividades anteriormente referida e da elaboração de Códigos de Conduta.

#### **IMAGEM DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL**

A imagem da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, pelo facto de estar integrada num grupo económico, submete-se à do Grupo EDP, podendo ser facilmente confundida com a da própria  *Holding* (por exemplo, o “logo” é o mesmo).

No que se refere à página na Internet, a informação sobre a EDP Distribuição pode ser consultada em [www.edp.pt](http://www.edp.pt), página do Grupo EDP.

#### **SERVIÇOS PARTILHADOS**

No que respeita ao relacionamento comercial e financeiro da EDP Distribuição com outras empresas pertencentes ao grupo EDP, ele existe e processa-se relativamente a uma multiplicidade de transacções identificando-se, de seguida, as principais empresas envolvidas e as naturezas das transacções associadas em 2006.

Em primeiro lugar, registam-se as transacções relacionadas com a compra de energia eléctrica no âmbito da parcela livre do SEP. A compra de energia no âmbito da parcela livre do SEP está enquadrada por um conjunto de contratos celebrados entre a EDP Distribuição e as seguintes empresas do Grupo EDP: EDP Comercial, S.A, EDP Produção (contrato com ex-CPPE), Grupo Hidrocantábrico e EDP Energia Ibérica, S.A.

Outro grupo importante de transacções corresponde às transacções relacionadas com Fornecimentos e Serviços Externos (FSE). Cerca de 68% do montante dos FSE são efectuados por empresas do grupo. É na actividade regulada de Comercialização que este montante é mais elevado. Nesta actividade, o peso das empresas do grupo EDP é de 90%. Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica as empresas do grupo têm menos peso, atingindo este valor cerca de 50% do montante total de FSE. No que diz respeito à actividade de Comercialização de Redes o peso das empresas do grupo nos FSE foi nesse ano de 78%. As principais empresas com que se relaciona a EDP Distribuição são a EDP Soluções Comerciais e a Holding, para os FSE Comerciais, a Labelec para a conservação do imobilizado e, ainda, a EDP Valor, a EDP Estudos e Consultoria e o Grupo Oni, para os FSE indirectos.

Importa ainda referir que o financiamento da EDP Distribuição se efectua através da  *Holding*.

A empresa tem apresentado, desde 2003, um relatório produzido por empresa independente de auditores a certificar a conformidade das referidas transacções com empresas do grupo EDP com a legislação nacional sobre preços de transferência.

## **PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS**

Em 2006, a coexistência na mesma empresa das actividades de distribuição de energia eléctrica e de comercialização de último recurso constituiu o maior entrave à existência de uma efectiva separação de actividades, nos termos previstos na Directiva 2003/54/CE.

Um outro problema que importa melhorar diz respeito à imagem do operador da rede de distribuição que aparece frequentemente associado à imagem do Grupo EDP, que detém empresas que actuam na produção e comercialização de energia eléctrica. A utilização do mesmo logótipo e o facto de o operador da rede de distribuição não dispor de uma página na Internet completamente autónoma da página do Grupo EDP representam uma falta de clareza que prejudica a imagem de imparcialidade e de neutralidade que deve ser associada ao operador da rede de distribuição.

### **3.1.4.3 REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

#### **SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES**

A EDA e a EEM são as empresas responsáveis pela aquisição, distribuição e comercialização de último recurso de energia eléctrica, respectivamente na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

No final de 2006, a EDA continua a ser detida maioritariamente pela Região Autónoma dos Açores com 50,1% do capital, sendo a sociedade ESA – Energia e Serviços dos Açores, SGPS, SA, proprietária de acções que representam 39,7% do capital social. A EDP-Gestão da produção de Energia, S.A. com 10% é o outro accionista representativo, estando os restantes 0,2% dispersão por pequenos accionistas.

O capital social da EEM pertence totalmente ao Governo Regional da Madeira.

A EDA e a EEM desenvolvem as seguintes actividades:

- Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- Distribuição de Energia Eléctrica.
- Comercialização de Energia Eléctrica.

O Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que estabelece as bases da organização e funcionamento dos sectores da electricidade, aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com excepção das disposições relativas aos mercados organizados previstos neste diploma e à separação jurídica das actividades de transporte, distribuição e comercialização na condição de esta excepção ser objecto de derrogação nos termos previstos na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho. As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira vieram a obter a referida derrogação através

das Decisões da Comissão n.º 2004/920/CE, de 20 de Dezembro, e n.º 2006/375/CE, de 23 de Maio. Considerando os termos dos diplomas e das Decisões mencionadas, as actividades acima referidas apenas estão sujeitas à separação contabilística, observando as regras estabelecidas no Regulamento Tarifário já anteriormente descritas.

#### **IMAGEM DOS OPERADORES DE REDES**

No que se refere à página na Internet, a EDA e a EEM têm páginas próprias, respectivamente, [www.eda.pt](http://www.eda.pt) e [www.eem.pt](http://www.eem.pt).

### **3.2 CONCORRÊNCIA**

#### **3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA**

Considera-se que o mercado grossista corresponde à produção de energia eléctrica bem como aos fluxos internacionais de importação destinados à satisfação do consumo em Portugal continental.

Em Portugal continental coexistem no âmbito da produção ordinária, produtores que participam no mercado organizado ou através de contratação bilateral, com produtores que celebraram no passado contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE).

A cessação dos CAE, para as centrais operadas pelo grupo EDP, ocorreu a meados do mês de Junho de 2007. Ainda assim, para os casos em que esta cessação não tenha ocorrido, a gestão dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo será efectuada pelo Agente Comercial que fica obrigado a vender a energia destas centrais através de mecanismos de mercado.

Não tendo sido cessado qualquer contrato de aquisição de energia eléctrica de longo prazo durante 2006, estes foram utilizados para abastecer os fornecimentos dos comercializadores de último recurso (fornecimentos do SEP de acordo com a designação anterior). Importa acrescentar que durante esta situação transitória os comercializadores de último recurso no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica podiam adquirir no mercado até 8% das suas necessidades de energia. Com a cessação da maioria dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo, cada comercializador de último recurso é responsável pela compra e venda da totalidade da energia para abastecimento dos seus clientes.

Quanto à produção em regime especial (fontes de energia renováveis, resíduos sólidos e urbanos e cogeração), esta não participa no mercado sendo os produtores remunerados de acordo com preços fixados administrativamente pelo governo, que incluem a atribuição de prémios face aos preços da

produção ordinária. Estes prémios originam um diferencial de custo entre a produção em regime especial e a produção ordinária que é recuperado pela tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores de energia eléctrica pelo acesso às redes. Estes produtores não concorrem entre eles, nem com os restantes produtores.

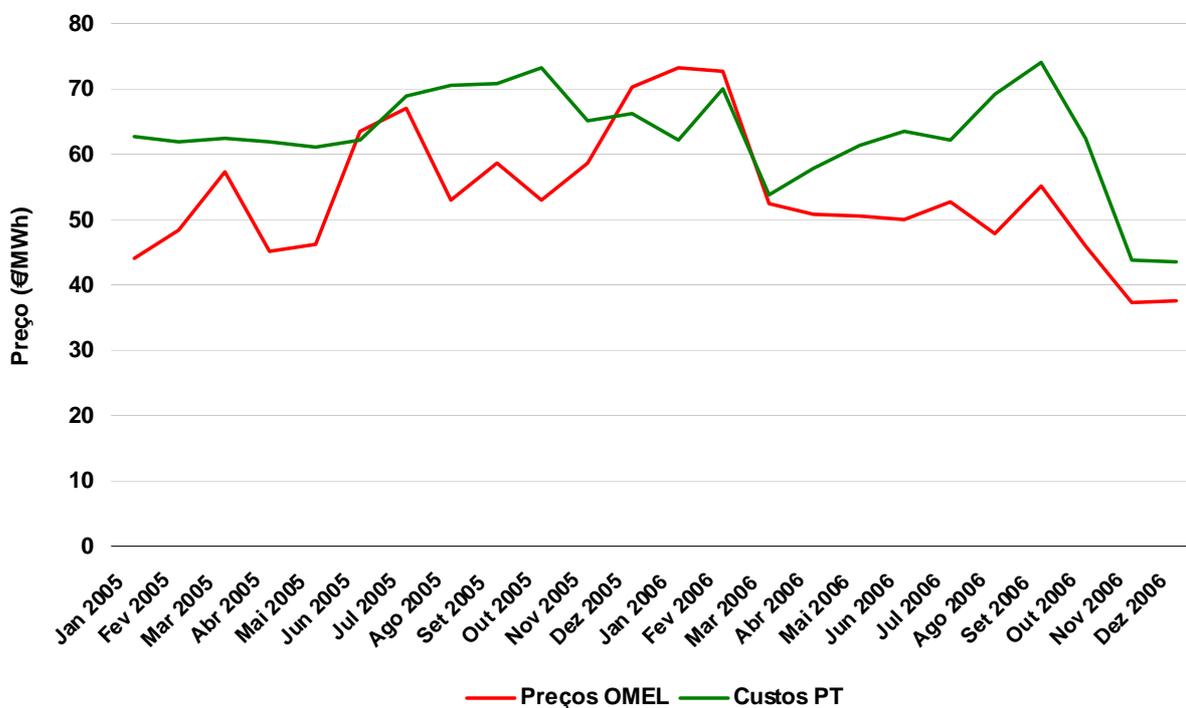
Presentemente o comercializador de último recurso detém a obrigação de compra da energia da produção em regime especial.

Em resultado da caracterização apresentada, os fornecimentos no âmbito do mercado liberalizado foram, em 2006, satisfeitos por alguns produtores ordinários instalados em Portugal que participam no mercado e através de importações do mercado espanhol.

A não existência de um mercado organizado em Portugal em 2006, determina que não se possa caracterizar o mercado grossista de energia eléctrica com a inclusão de informação resultante das transacções aí efectuadas. Na realidade, a criação do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL) estabelece a existência de dois pólos de contratação: um pólo de contratação diária (sedeado em Espanha) e um outro para a contratação a prazo (sedeado em Portugal e que iniciou operações em início de Julho de 2006).

A Figura 3-18 compara os custos de aquisição de energia eléctrica em Portugal (através dos Contratos de Aquisição de Energia, CAE, com as centrais vinculadas) e em Espanha (no mercado organizado). Em Portugal, o custo unitário foi determinado a partir dos encargos fixos e variáveis dos CAE. Em Espanha, o custo unitário representa o preço médio mensal no mercado calculado a partir do preço final no OMEL para as unidades de produção, o qual inclui pagamentos de garantia de potência, custos com resolução de restrições, custos com mercados intradiários e sobrecusto de serviços de sistema. O referencial de quantidades dos custos unitários é a emissão nas centrais.

**Figura 3-18 – Evolução dos custos unitários de aquisição de energia eléctrica em Portugal e Espanha**



Fonte: REN, ERSE, OMEL

A evolução dos custos unitários de produção de energia eléctrica em Portugal e Espanha tem sido um dos factores mais importantes para impulsionar o mercado liberalizado em Portugal, já que uma parte significativa da energia consumida no mercado liberalizado português provém de Espanha, em resposta ao sinal de preço mais favorável que o sector eléctrico espanhol foi apresentando. Contudo, a evolução durante a segunda metade de 2005 e o primeiro trimestre de 2006, apresentada na Figura 3-18, revela uma convergência dos custos unitários de produção de energia eléctrica entre os dois países, facto que poderá ajudar a explicar a diminuição do ritmo de crescimento do mercado liberalizado português nos últimos meses de 2005 e durante o ano de 2006.

### SATISFAÇÃO DO CONSUMO NACIONAL

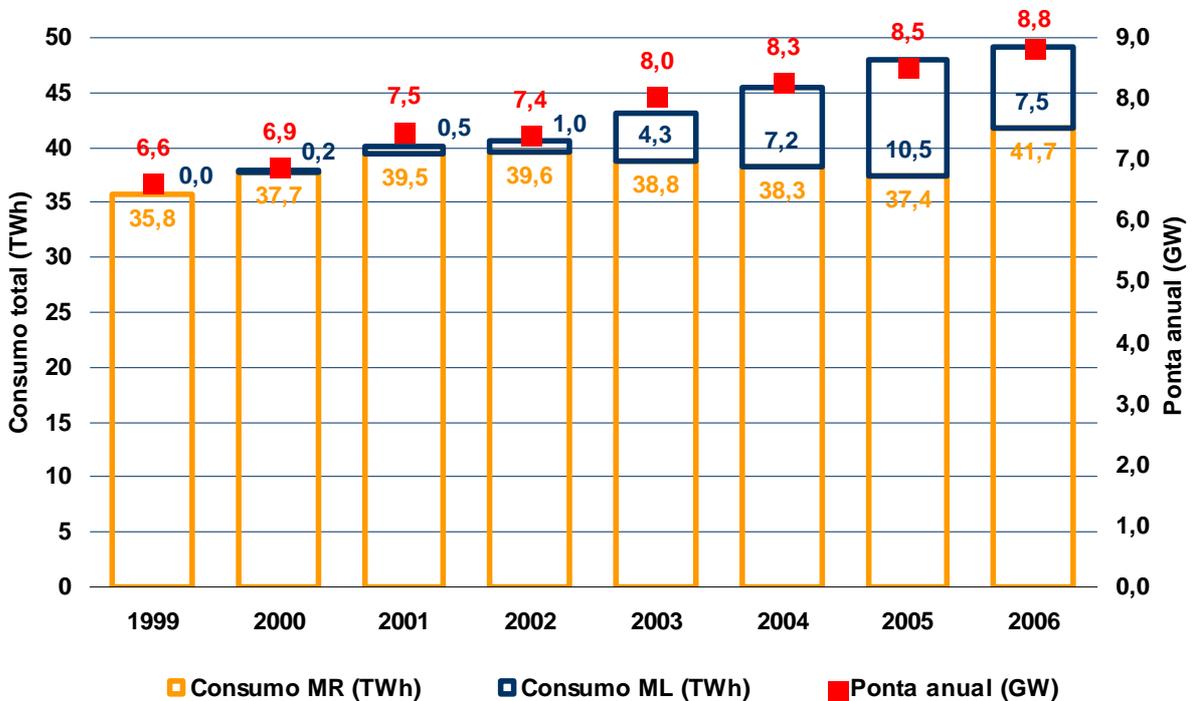
A avaliação da cobertura do consumo total em Portugal continental, tendo presente o propósito de caracterizar o mercado grossista de energia eléctrica, é efectuada considerando as entregas à rede dos produtores integrados no âmbito do sistema público, do mercado liberalizado e da produção em regime especial, bem como o saldo importador de energia eléctrica.

O consumo total referido à emissão em Portugal continental tem vindo a aumentar sustentadamente desde 1999, registando-se em 2006 um crescimento face a 2005 na ordem de 2,6%. Por outro lado, a

parcela do consumo total que se destina ao mercado liberalizado apresentou um crescimento continuado até 2005, tendo registado uma redução em 2006, para um valor global que representou em final do ano aproximadamente 15,1% do consumo total referido à emissão.

A Figura 3-19 apresenta a evolução do consumo anual referido à emissão, quer do sistema público, quer do mercado liberalizado, desde 1999 até 2006, obtendo-se o total nacional por simples adição das duas parcelas. A mesma figura apresenta, ainda, a evolução da ponta anual do sistema para o mesmo período.

**Figura 3-19 – Evolução do consumo anual referido à emissão e da ponta anual  
Portugal continental**



Fonte: REN

A contribuição dos diferentes produtores para a satisfação do consumo nacional é apresentada no Quadro 3-17, onde se efectua a agregação das unidades de produção por grupo empresarial, excepto no caso da produção em regime especial e na importação de energia eléctrica, em que tal não é possível. Por outro lado, os valores agregados do consumo nacional incluem os valores de consumo em bombagem, por não ser possível obter valores de contribuição individual sem que se refira ao consumo com bombagem.

Dessa forma, é possível extrair da mencionada tabela que a oferta de energia eléctrica em Portugal continental é, basicamente, assegurada por três entidades principais: Grupo EDP, Tejo Energia e TURBOGÁS.

Em relação ao grupo EDP, este operou em 2006 quer no âmbito do sistema público, quer no âmbito do mercado liberalizado, facto que surge evidenciado no Quadro 3-17, sendo que as duas restantes entidades mencionadas anteriormente são produtores vinculados ao sistema público. Com a cessação dos CAE relativos ao grupo EDP, toda a produção em regime ordinário detida pelo grupo passa a reger-se por mecanismos de mercado.

**Quadro 3-17 – Contribuição para a satisfação do consumo nacional  
Portugal continental**

Contribuição para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental								(TWh)
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Grupo EDP</b>	23,9	24,6	27,7	24,7	27,5	24,3	24,1	27,1
EDP <sub>MR</sub>	23,5	24,0	26,9	24,2	26,6	20,5	18,8	20,9
EDP <sub>ML</sub>	0,4	0,6	0,8	0,5	0,9	3,8	5,3	6,2
<b>Tejo Energia</b>	4,8	4,6	4,0	4,8	4,2	4,4	4,7	4,4
<b>TURBOGÁS</b>	6,1	5,9	6,0	7,1	5,4	6,2	6,3	4,1
<b>EDIA</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>PRE</b>	2,3	2,5	2,6	2,8	3,7	4,5	6,5	8,8
<b>Importação</b>	0,0	0,9	0,2	1,9	2,8	6,5	6,8	5,4
<b>TOTAL (com bombagem)</b>	<b>37,1</b>	<b>38,5</b>	<b>40,5</b>	<b>41,3</b>	<b>43,6</b>	<b>45,9</b>	<b>48,5</b>	<b>49,9</b>

Fonte: REN

Em relação ao ano 2006, haverá a salientar algum decréscimo dos valores de importação de energia eléctrica, bem como o crescimento da produção do grupo EDP, tanto no âmbito do sistema público, como em mercado liberalizado. Por outro lado, a produção em regime especial registou, entre 2005 e 2006 um crescimento de aproximadamente 33%, face a um crescimento registado entre 2004 e 2005 na ordem dos 47%. Esta evolução reflecte a crescente participação da produção em regime especial na satisfação da procura global de energia eléctrica em Portugal continental. A TURBOGÁS e a Tejo Energia, operadores de centrais térmicas no sistema público, respectivamente a gás natural e a carvão, registam em 2006 reduções no valor global da energia produzida (de, respectivamente, 35% e 7%), com a correspondente diminuição da sua contribuição relativa para a satisfação dos consumos em Portugal continental.

O grupo EDP, considerado de forma agregada, registou um crescimento na ordem dos 12,6%, sendo o aumento registado na produção em regime liberalizado (cerca de 18,5%) mais significativo que o que se registou para as centrais do grupo EDP agregadas no sistema público (cerca de 11%). De qualquer modo, convirá esclarecer que, no âmbito do cálculo da energia produzida pelo grupo EDP não se considerou os valores de energia produzida pela Hidrocantábrico, sociedade detida pela EDP em

Espanha, cujos eventuais valores de energia importada para Portugal continental são reflectidos no saldo importador e que não é possível desagregar.

O Quadro 3-18 apresenta a contribuição relativa dos diferentes produtores para a satisfação do consumo nacional, algo que constitui uma aproximação ao cálculo das quotas de mercado na produção de energia eléctrica. Reafirmam-se, a este respeito, as limitações que decorrem da não desagregação da produção das entidades que actuam no âmbito da produção em regime especial e a impossibilidade de determinar a contribuição da Hidrocantábrico (grupo EDP) para a composição do saldo importador de energia eléctrica.

**Quadro 3-18 – Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional  
Portugal continental**

Contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional - Portugal Continental								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Grupo EDP</b>	64,4%	63,9%	68,5%	59,8%	63,1%	52,9%	49,6%	54,4%
EDP <sub>MR</sub>	63,1%	62,3%	66,5%	58,5%	61,0%	44,6%	38,8%	41,9%
EDP <sub>ML</sub>	1,2%	1,6%	1,9%	1,2%	2,1%	8,3%	10,8%	12,5%
<b>Tejo Energia</b>	13,0%	11,9%	9,9%	11,6%	9,6%	9,6%	9,7%	8,8%
<b>TURBOGÁS</b>	16,5%	15,3%	14,7%	17,2%	12,4%	13,4%	13,0%	8,1%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,3%
<b>PRE</b>	6,2%	6,4%	6,3%	6,8%	8,5%	9,7%	13,5%	17,6%
<b>Importação</b>	0,0%	2,4%	0,6%	4,6%	6,4%	14,1%	14,1%	10,9%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>							

Fonte: REN; elaboração ERSE

A evolução registada durante o ano de 2006, no que respeita à contribuição para a satisfação do consumo em Portugal continental, permite evidenciar dois aspectos centrais face a 2005: os aumentos da contribuição dos produtores em regime especial e do grupo EDP, bem como a redução da quota de contribuição da TURBOGÁS e da Tejo Energia.

Os valores da contribuição do trânsito na interligação com Espanha, expresso no valor do saldo importador, reduziu-se em 2006 face aos valores de 2004 e 2005, ainda que se mantenha a níveis significativamente acima do registado entre 1999 e 2003. Tal facto, a par da evolução dos consumos registados no mercado liberalizado, permite concluir por uma utilização da interligação preferencialmente para abastecimento da parcela do consumo nacional agregada no mercado liberalizado, havendo um certo paralelismo entre a evolução dos dois agregados.

Em termos de análise de concentração sectorial, no que à contribuição para a satisfação dos consumos totais diz respeito, são apresentados na Figura 3-20 os valores relativos ao cálculo dos índices Herfindhal (HHI), bem como à quota conjunta dos três principais operadores.

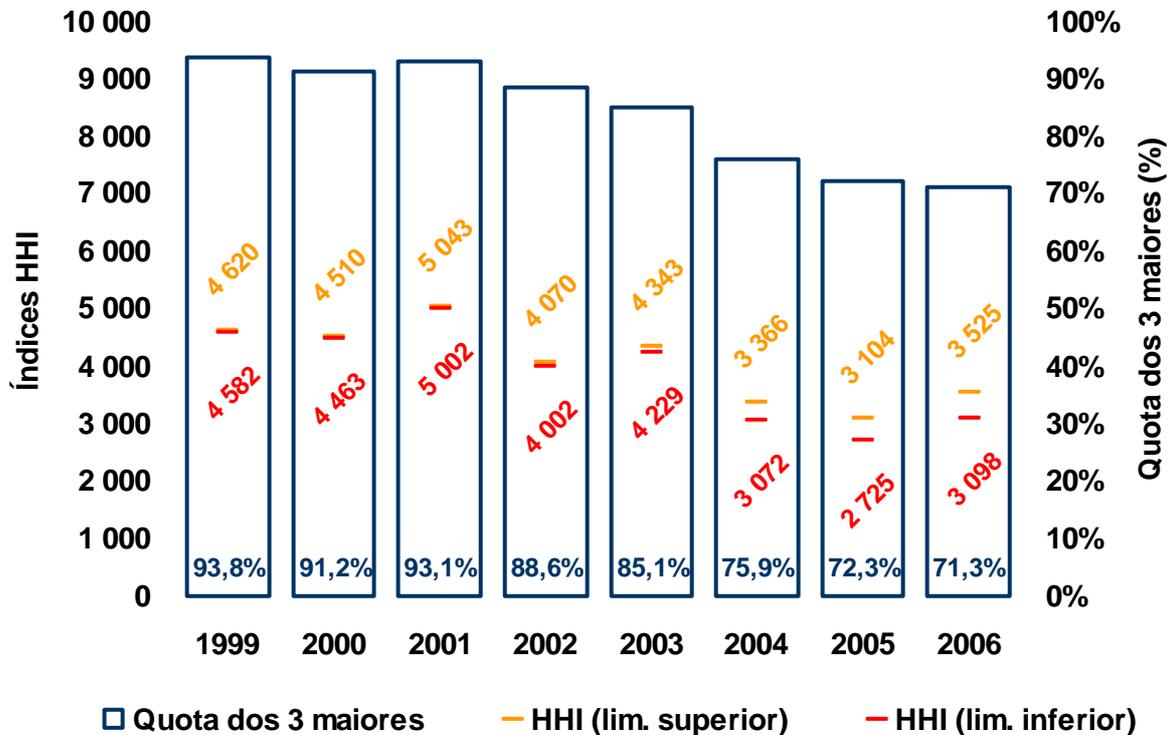
No apuramento da quota conjunta dos três maiores operadores são considerados os valores das entidades individuais, não considerando os valores agregados da produção em regime especial e da

importação, cuja desagregação em entidades não é possível determinar. Assim, por exemplo para o ano de 2006, são somadas as quotas de participação do grupo EDP, da TURBOGÁS e da Tejo Energia, apesar do agregado PRE ser o segundo maior do ano, conforme documenta o Quadro 3-18.

Por outro lado, no cálculo dos índices Herfindhal, são considerados os seus limites inferiores e superiores, que decorrem, respectivamente, de se considerar que os valores de importação e da produção em regime especial apresentam dispersão máxima de quotas e que aqueles valores são respeitantes a uma única entidade.

Deste modo, a Figura 3-20 permite verificar que a quota relativa dos três principais produtores tem vindo a decair desde 2001, ainda que o índice HHI apresente uma evolução algo irregular. A evolução em 2006 dos indicadores de concentração aqui considerados permite observar uma redução muito ligeira da quota conjunta dos três principais operadores, a par de um aumento dos valores máximo e mínimo do índice HHI. Este facto acontece por força da redução das quotas da TURBOGÁS e da Tejo Energia ser ligeiramente superior ao aumento de quota do grupo EDP, o que, sendo este o principal operador, corresponde a um aumento do grau de concentração por via do reforço da posição do principal operador (grupo EDP). A evolução observada em 2006 contraria a tendência que se havia verificado, sobretudo entre 2003 e 2005, para a redução dos indicadores de concentração na oferta de energia eléctrica em Portugal continental.

Figura 3-20 – Indicadores de concentração na contribuição relativa para a satisfação do consumo nacional  
Portugal continental

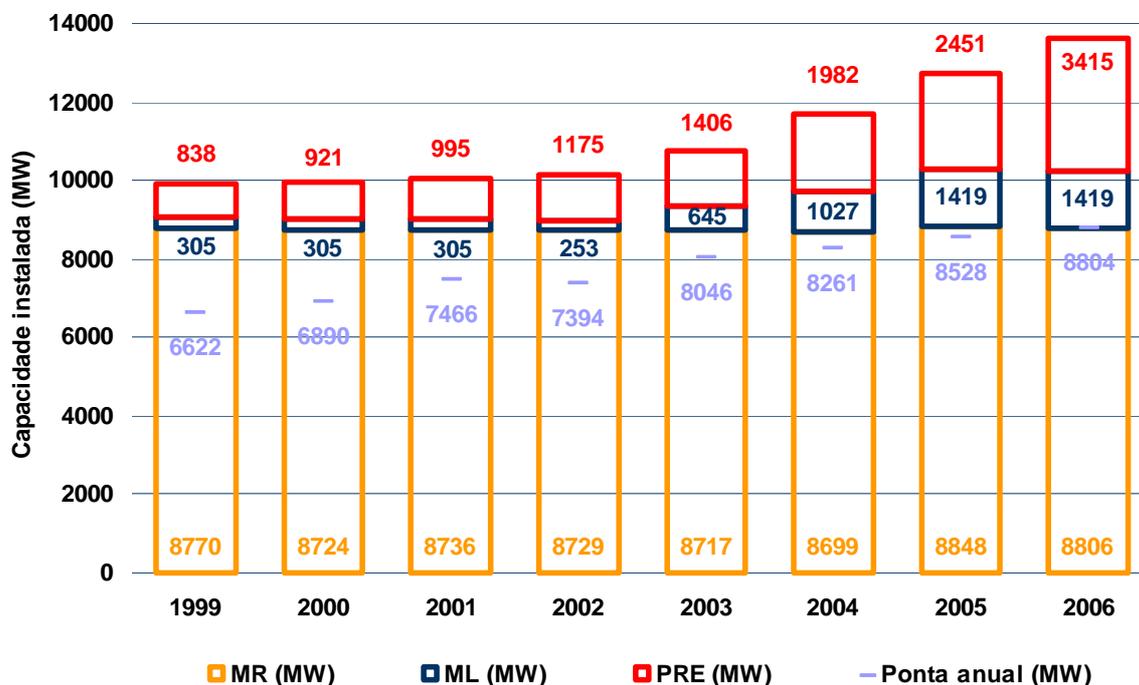


Outra importante via de análise do mercado grossista, assenta na caracterização do parque electroprodutor instalado, designadamente quanto à evolução da capacidade instalada total e à distribuição da capacidade instalada pelos diversos operadores.

A Figura 3-21 apresenta a evolução dos valores da capacidade instalada, desagregada entre a capacidade dos parques produtores do sistema público (MR) e do mercado liberalizado (ML) e a capacidade atribuída aos produtores em regime especial<sup>12</sup>, bem como a evolução da ponta anual.

<sup>12</sup> No caso da produção em regime especial, para efeitos de avaliação da capacidade instalada, considera-se a potência de ligação à rede pública de transporte e distribuição de energia eléctrica e, em alguns produtores térmicos (aderentes à Portaria n.º 399/2002), a potência instalada.

**Figura 3-21 – Evolução da capacidade instalada e da ponta anual  
Portugal continental**



Fonte: REN

A Figura 3-21 permite observar um crescimento contínuo da capacidade do parque electroprodutor nacional, particularmente sensível a partir de 2001, registando em 2006 um valor de cerca de 13,6 GW, o que representou um aumento de 7,2% face a 2005.

Para o verificado aumento da capacidade do parque electroprodutor nacional, contribuiu o crescimento das capacidades instaladas da produção em regime especial (acréscimo de cerca de 964 MW), registando-se uma ligeira redução da capacidade instalada no mercado regulado e manutenção dos valores do ano anterior no caso da capacidade instalada afecta ao mercado liberalizado.

A distribuição relativa da capacidade instalada por entidade empresarial, com excepção do caso da produção em regime especial que apresenta as dificuldades atrás mencionadas, é apresentada no Quadro 3-19. Os valores referentes à capacidade de importação referem-se a valores médios anuais da capacidade comercial de importação na interligação em dias úteis.

**Quadro 3-19 – Evolução da capacidade instalada**

Capacidade instalada								(MW)
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Grupo EDP</b>	7 470	7 424	7 436	7 377	7 757	8 121	8 662	8 620
EDP <sub>MR</sub>	7 165	7 119	7 131	7 124	7 112	7 094	7 243	7 201
EDP <sub>ML</sub>	305	305	305	253	645	1 027	1 419	1 419
<b>Tejo Energia</b>	615	615	615	615	615	615	615	615
<b>TURBOGÁS</b>	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>EDIA</b>	0	0	0	0	0	120	120	240
<b>PRE</b>	838	921	995	1 175	1 406	1 862	2 331	3 175
<b>TOTAL</b>	<b>9 913</b>	<b>9 950</b>	<b>10 036</b>	<b>10 157</b>	<b>10 768</b>	<b>11 708</b>	<b>12 718</b>	<b>13 640</b>
<b>Capacidade importação</b>	---	588	600	736	774	1 057	1 229	1 203
<b>TOTAL (c/ importação)</b>	<b>9 913</b>	<b>10 538</b>	<b>10 636</b>	<b>10 893</b>	<b>11 542</b>	<b>12 765</b>	<b>13 947</b>	<b>14 843</b>

Fonte: REN

O grupo EDP controla a fatia mais representativa da capacidade instalada em Portugal continental, tendo registado um decréscimo em 2006 face a 2005, por saída de capacidade afecta ao mercado regulado. Paralelamente, a capacidade instalada na produção em regime especial apresentou em 2006 um crescimento significativo, excedendo em final do ano os 3 000 MW de potência instalada, sendo este crescimento fundamentalmente devido à entrada em exploração de parques eólicos.

O Quadro 3-20 apresenta os valores de participação relativa dos diferentes operadores na capacidade instalada em Portugal continental. No essencial, o mencionado quadro confirma as ideias atrás referidas, designadamente quanto ao peso relativo do grupo EDP no total da capacidade instalada, designadamente quanto à tendência que se vem verificando desde 1999 de redução do seu peso relativo em benefício da produção em regime especial.

**Quadro 3-20 – Evolução da participação relativa na capacidade instalada**

Capacidade instalada								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Grupo EDP</b>	75,4%	74,6%	74,1%	72,6%	72,0%	69,4%	68,1%	63,2%
EDP <sub>MR</sub>	72,3%	71,5%	71,1%	70,1%	66,0%	60,6%	57,0%	52,8%
EDP <sub>ML</sub>	3,1%	3,1%	3,0%	2,5%	6,0%	8,8%	11,2%	10,4%
<b>Tejo Energia</b>	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	5,7%	5,3%	4,8%	4,5%
<b>TURBOGÁS</b>	10,0%	9,9%	9,9%	9,7%	9,2%	8,5%	7,8%	7,3%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	0,9%	1,8%
<b>PRE</b>	8,5%	9,3%	9,9%	11,6%	13,1%	15,9%	18,3%	23,3%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>							

Por outro lado, é apresentada no Quadro 3-21, a utilização da capacidade por cada uma das entidades, considerando-se, para o efeito, o rácio entre a energia eléctrica produzida e a produção máxima de energia eléctrica referida à capacidade (obtida pelo produto do número de 8760 horas anuais pela capacidade média de cada entidade), incluindo-se no cálculo também a capacidade de importação.

Quadro 3-21 – Evolução da utilização da capacidade média

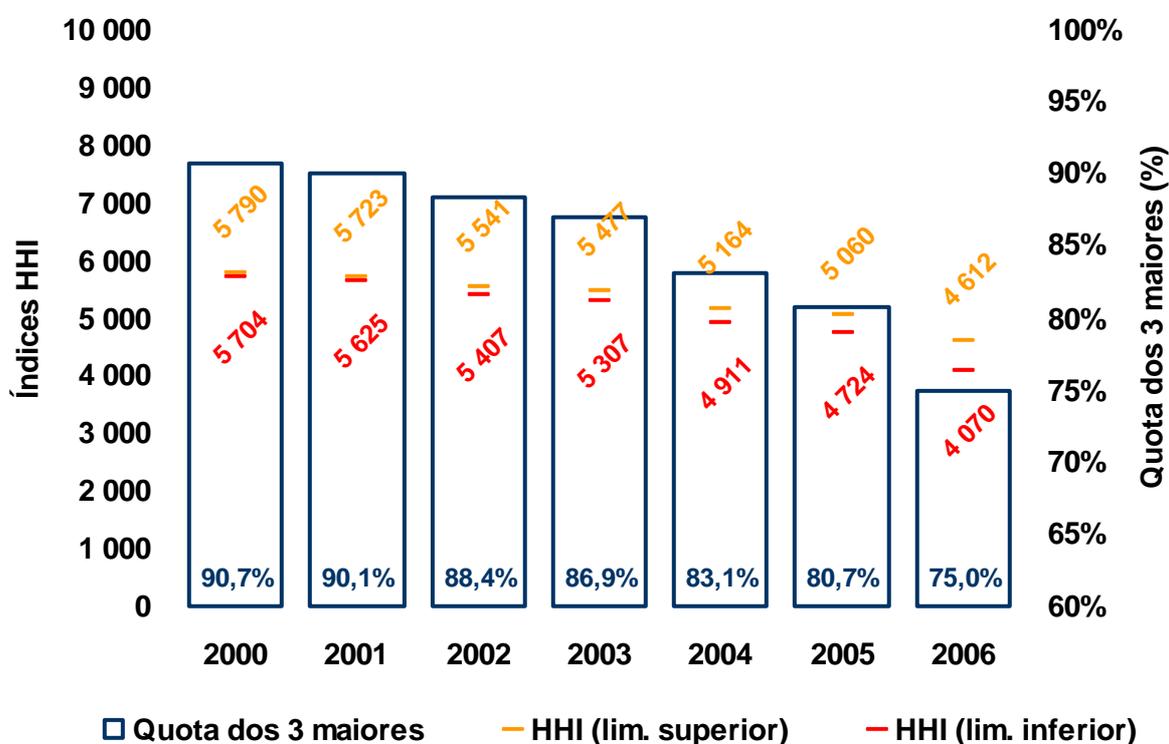
Utilização da capacidade média	(%)						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Grupo EDP</b>	37,7%	42,6%	38,1%	41,5%	34,9%	32,8%	35,8%
EDPMR	38,4%	43,2%	38,8%	42,6%	32,9%	30,0%	33,0%
EDP <sub>ML</sub>	23,1%	29,4%	20,3%	23,1%	52,1%	49,0%	50,1%
<b>Tejo Energia</b>	85,4%	74,6%	89,0%	77,4%	82,1%	87,3%	81,2%
<b>TURBOGÁS</b>	68,0%	68,6%	82,2%	62,3%	71,0%	72,5%	46,8%
<b>EDIA</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	19,1%	7,7%	8,5%
<b>PRE</b>	32,0%	30,5%	29,6%	32,7%	31,2%	35,7%	36,3%
<b>Interligação</b>	18,1%	4,5%	29,5%	41,2%	70,0%	63,3%	51,6%

Conforme se extrai do quadro anterior, a Tejo Energia - entidade que opera uma central térmica a carvão - e a TURBOGÁS - que opera uma central de ciclo combinado a gás natural - são as entidades que vêm utilizando de forma mais intensiva as suas respectivas capacidades instaladas, com valores em 2006 de 81% (Tejo Energia) e de 47% (TURBOGÁS) da máxima produção de energia eléctrica permitida pelo parque instalado. Ainda assim, o grau de utilização da capacidade instalada da TURBOGÁS decaiu em 2006 face a 2005, tendo, em termos globais sido suplantado pelo valor de utilização da capacidade média do grupo EDP no mercado liberalizado.

Tendo por base os valores de participação relativa dos diferentes operadores na capacidade instalada em Portugal continental, a evolução do índice de Herfindhal<sup>13</sup> e da quota conjunta dos três principais operadores é apresentada na Figura 3-22.

<sup>13</sup> Os valores apresentados do índice de Herfindhal assumem valores de importação e da PRE com dispersão máxima de quotas (limite inferior) e que aqueles valores são respeitantes a uma única entidade (limite superior).

Figura 3-22 – Indicadores de concentração na capacidade instalada  
Portugal continental



De uma forma consistente, quer pela evolução do HHI, quer pela evolução da quota conjunta dos três principais operadores, pode extrair-se da Figura 3-22 um decréscimo do grau de concentração na capacidade instalada para produção de energia eléctrica. Tal redução surge comparativamente mais evidente em 2006, designadamente pela redução (ainda que ligeira) dos valores de capacidade instalada do grupo EDP e a pelo aumento da capacidade atribuída à produção em regime especial.

No que respeita à caracterização do mercado grossista, tendo por base a disponibilização de serviços de sistema, o sector eléctrico português encerra especificidades próprias que inviabilizam uma análise da concentração empresarial a este nível. Na realidade, os serviços de sistema encontram-se contratualizados ao nível dos contratos de aquisição de energia vigentes durante 2006, sendo, dessa forma, excluídos de uma contratação em lógica de mercado, pelo que não existem quotas de participação relativa de cada agente.

### 3.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Em Portugal continental, o mercado de venda a clientes finais assenta na coexistência de um sistema regulado de tarifas integrais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso e de um sistema de

funcionamento em mercado em que a componente de energia é de contratação livre. As tarifas de acesso às redes sendo pagas por todos os consumidores ou pelos comercializadores em sua representação são naturalmente incluídas quer nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, quer nas tarifas aplicadas de forma livre pelos comercializadores de mercado. Nas tarifas de Venda a Clientes Finais reguladas pela ERSE esta inclusão é feita directamente através da sua metodologia de cálculo na medida em que estas resultam da soma das tarifas de acesso às redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso.

#### CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-22 caracteriza-se a procura de energia eléctrica em Portugal continental, apresentando-se, para o efeito, os consumos e o número de clientes por tipo de fornecimento. Os valores apresentados são valores previstos para 2007 (i.e., os valores subjacentes à determinação das tarifas para 2007).

**Quadro 3-22 - Caracterização da procura por tipo de fornecimento**

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
<b>MAT</b>	<b>1 393</b>	<b>23</b>
<b>AT</b>	<b>6 309</b>	<b>194</b>
<b>MT</b>	<b>14 360</b>	<b>22 492</b>
<b>BT</b>	<b>24 782</b>	<b>6 020 688</b>
BTE	3 441	30 615
BTN sem IP	19 910	5 942 273
IP	1 431	47 800
<b>Total</b>	<b>46 844</b>	<b>6 043 397</b>

No Quadro 3-23 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes em MAT, AT, MT e em BT para fornecimentos não domésticos, por classes de consumo de energia eléctrica.

**Quadro 3-23 - Distribuição de consumos e de clientes de MAT, AT, MT e BT não domésticos, por classes de consumo**

EUROSTAT		Classes Consumos (MWh)		% clientes	% Consumo
Consumidor-tipo	Consumo anual (MWh)	Limite inferior	Limite superior		
-	-	0	25	90,53	14,00
la	30	25	40	2,87	3,87
lb	50	40	75	3,47	6,23
lc	160	75	300	2,28	12,81
ld	1 250	300	1 500	0,68	17,33
le	2 000	1 500	6 000	0,15	16,73
lf	10 000	6 000	16 000	0,02	8,06
lg	24 000	16 000	35 000	0,01	5,17
lh	50 000	35 000	70 000	0,00	4,20
li	70 000	70 000	100 000	0,00	1,71
-	-	> 100 000		0,00	9,89
		<b>Total</b>		100,00	100,00

No Quadro 3-24 apresenta-se a distribuição de consumos e de clientes domésticos em BTN, por classes de consumo de energia eléctrica.

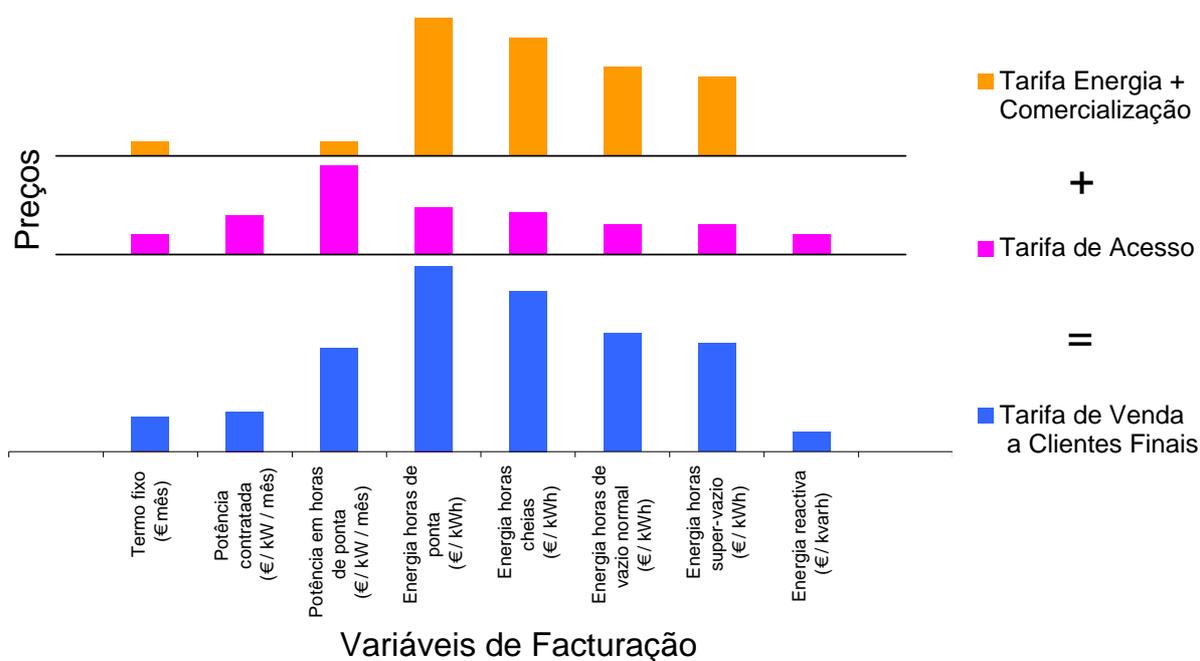
**Quadro 3-24 - Distribuição de consumos e de clientes domésticos de BTN, por classes de consumo**

EUROSTAT		Classes Consumos (kWh)		% clientes	% Consumo
Consumidor-tipo	Consumo anual (kWh)	Limite inferior	Limite superior		
Da	600	0	1 000	28,5	8,6
Db	1 200	1 000	2 000	23,9	13,2
Dc	3 500	2 000	5 000	37,7	46,6
Dd	7 500	5 000	10 000	8,3	21,7
De	20 000	10 000	30 000	1,4	8,1
-	-	> 30 000		0,1	1,9
		<b>Total</b>		100	100

### DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Conforme referido anteriormente, as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes resultam da soma das tarifas de acesso às redes, anteriormente referidas e exemplificadas na Figura 3-8, com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso. Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas referidas. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Figura 3-23 designando-se por aditividade tarifária.

Figura 3-23 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais



Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso permite assegurar a inexistência de subsidiações cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede) e actividades de mercado (comercialização e venda de energia eléctrica).
- Clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes.
- Clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado.
- Comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

Por outro lado, e na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e por outro lado nos custos totais em termos de nível, esta realidade, para além de evitar subsidiação cruzadas, induz uma afectação eficiente de recursos promotora da maximização do bem estar social.

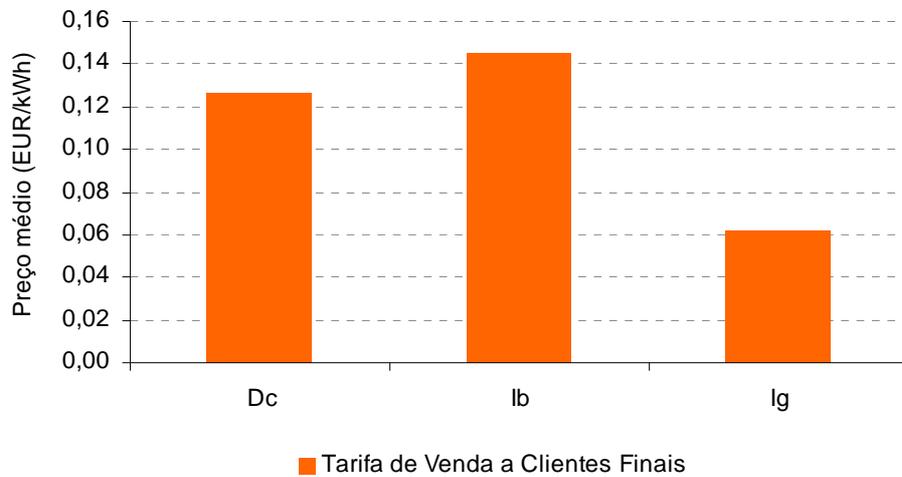
Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Em particular, possibilita o detalhe das facturas de energia eléctrica, situação prevista na actual regulamentação do sector eléctrico, relativamente aos preços a pagar pelo acesso às redes e aos preços de energia e comercialização, que podem ser negociados livremente no mercado, possibilitando aos clientes uma mais fácil escolha de fornecedor. Está prevista ainda a possibilidade deste detalhe das facturas de energia eléctrica ser mais minucioso, incidindo por tipo de custo ou actividade, a saber:

- Relativamente às actividades de redes:
  - Tarifa de Uso Global do Sistema.
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT.
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
  - Tarifa de Comercialização de Redes.
- Relativamente às actividades do comercializador de último recurso:
  - Tarifa de Energia.
  - Tarifa de Comercialização.

#### **PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA**

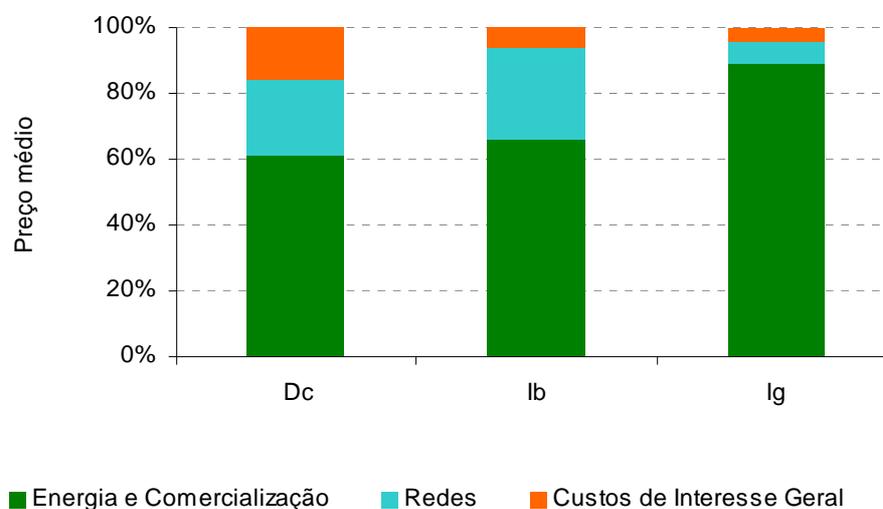
Na Figura 3-24 apresentam-se os preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais, em 2007, pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig abastecidos pelo comercializador de último recurso. Estes preços médios resultam da aplicação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2007 aos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig.

**Figura 3-24 - Preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig**



Na Figura 3-25 apresenta-se a estrutura dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig. Nesta figura, o preço médio de cada cliente é decomposto nas seguintes parcelas: Energia e Comercialização, Redes e Custos de Interesse Geral incluídos nas tarifas de acesso às redes. Nesta figura, os preços apresentados para as “Redes” excluem um conjunto de sobrecustos regulados que resultam de imposições legislativas e que se encontram incluídos na parcela de Custos de Interesse Geral. Estes custos de interesse geral são: diferencial de custo da Produção em Regime Especial, custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores do domínio público hídrico, custos com o mercado a prazo (OMIP e OMICLEAR), as rendas aos municípios, os custos com a ERSE, as transferências para a Autoridade da Concorrência e os custos associados ao Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.

**Figura 3-25 - Estrutura dos preços médios da tarifa de Venda a Clientes Finais pagos pelos consumidores-tipo Dc, Ib e Ig**



No Quadro 3-25 sintetizam-se os preços médios apresentados na Figura 3-24 e na Figura 3-25.

**Quadro 3-25 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais**

Unidade: €/kWh

Tarifa	Consumidor-tipo		
	Dc	Ib	Ig
Energia e Comercialização	0,0774	0,0953	0,0547
Redes	0,0285	0,0407	0,0040
Custos de Interesse Geral	0,0200	0,0088	0,0026
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais sem IVA</b>	<b>0,1259</b>	<b>0,1447</b>	<b>0,0613</b>
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais com IVA</b>	<b>0,1322</b>	<b>0,1520</b>	<b>0,0644</b>

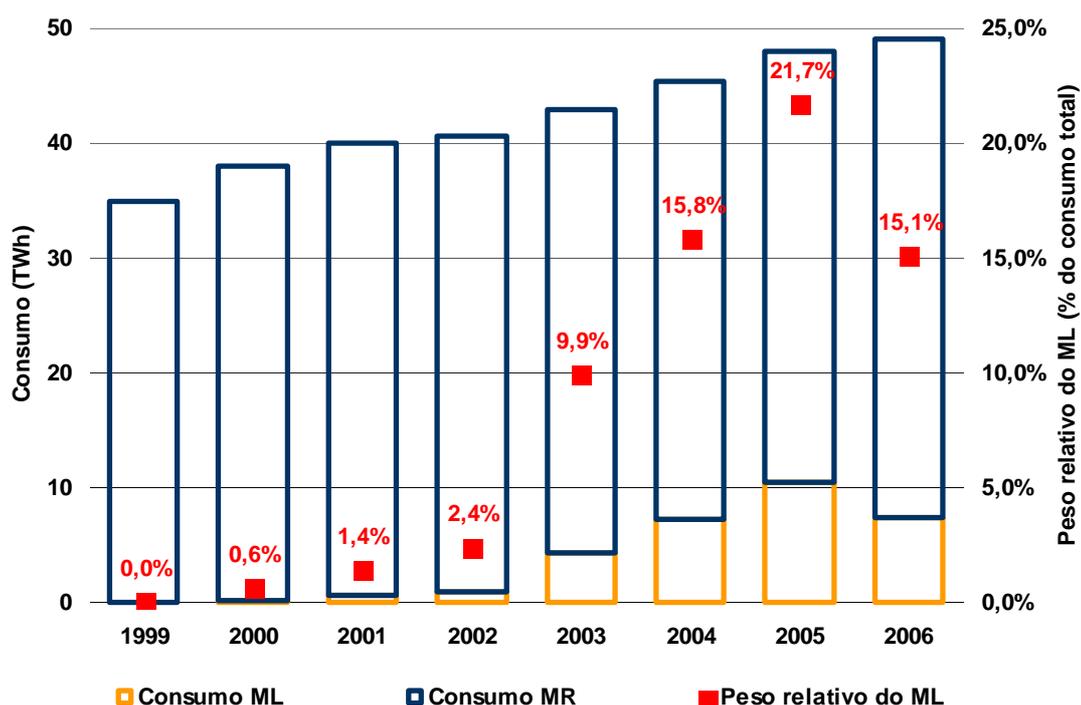
#### EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No âmbito do sistema público, a comercialização de energia eléctrica é, desde o início de 2007, assegurada pela EDP Serviço Universal. Contudo, durante o ano 2006, a comercialização de energia eléctrica no âmbito do sistema público foi assegurada pela EDP Distribuição, que assegura cumulativamente as funções de distribuição e comercialização de electricidade, bem como por outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental.

No âmbito do mercado liberalizado, em final de 2006 e considerando em conjunto as entidades que integram o grupo EDP, existiam 4 operadores principais: EDP, Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa. A evolução global do mercado liberalizado desde 1999 até 2005 foi marcada por um contínuo crescimento do peso relativo do consumo global no mercado liberalizado no conjunto dos consumos totais em Portugal continental. Contudo, em 2006, assistiu-se a uma alteração desse padrão de evolução, tendo o consumo global no mercado liberalizado em 2006 representado 15,1% do consumo total, no que consubstanciou uma redução face aos 21,7% registados em final de 2005.

A Figura 3-26 apresenta a evolução dos consumos verificados entre 1999 e 2006, quer no mercado regulado, quer no mercado liberalizado, mencionando, de igual modo, o peso relativo do consumo realizado no âmbito deste mercado no consumo total em Portugal continental.

**Figura 3-26 – Evolução dos consumos no mercado regulado e no mercado liberalizado e do peso relativo do mercado liberalizado**  
**Portugal continental**

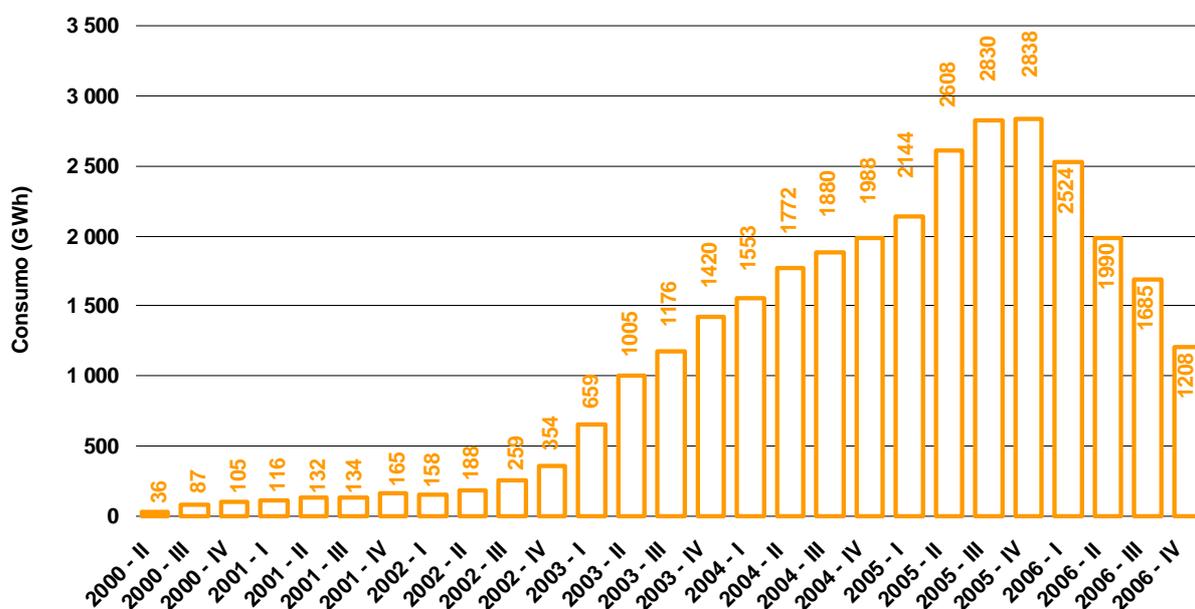


A tendência de decréscimo do peso relativo do mercado liberalizado era já perceptível em finais de 2005, conforme foi mencionado neste documento relativo ao ano 2005. A evolução dos custos unitários de produção no âmbito do sistema público em Portugal e dos preços de mercado em Espanha, já atrás caracterizada e que aponta no sentido de nivelamento destes preços até final de 2005, tendo inclusivamente sido registado um período em que o preço no mercado em Espanha superou os custos unitários de produção em Portugal continental. Tal facto pode constituir a principal razão para a redução

do peso relativo do mercado liberalizado nos consumos totais de energia eléctrica realizados em Portugal continental.

A evolução global dos consumos no mercado liberalizado pode ser observada com maior detalhe com a caracterização dos consumos trimestrais do mercado liberalizado, patente na Figura 3-27. O conjunto dos trimestres de 2003, de 2004 e os dois primeiros trimestres de 2005, detalha a tendência crescente registada em cada um dos mencionados anos, de que atrás se deu nota, explicitando os dois últimos trimestres de 2005 a perspectiva de abrandamento do crescimento dos respectivos consumos no mercado liberalizado até final desse ano. Em 2006, assiste-se a um continuado decréscimo dos consumos trimestrais no mercado liberalizado, o que contribui para a já caracterizada evolução em termos anuais.

**Figura 3-27 – Consumo trimestral no mercado liberalizado**



Fonte: REN

Ainda no que diz respeito aos consumos trimestrais efectivos do mercado liberalizado, refira-se que ao longo do ano de 2006, o seu peso relativo no total dos consumos variou de 19,2% no primeiro trimestre do ano para 17,4% no segundo, 14% no terceiro e 9,6% no último trimestre de 2005, facto que realça a tendência de continuado decréscimo.

Por outro lado, tendo presente que os clientes podem optar por um qualquer fornecedor habilitado para fornecer energia eléctrica no âmbito do mercado liberalizado, importa verificar a forma como a energia fornecida naquele sistema se distribui pelos fornecedores e, assim, observar o grau de dinamismo da oferta de electricidade em mercado livre.

O Quadro 3-26 apresenta a composição das carteiras de fornecedor nos trimestres de 2005 e de 2006, explicitando os respectivos números médios de clientes.

**Quadro 3-26 – Distribuição do número médio de clientes por carteira de fornecedor  
Trimestres de 2005 e 2006**

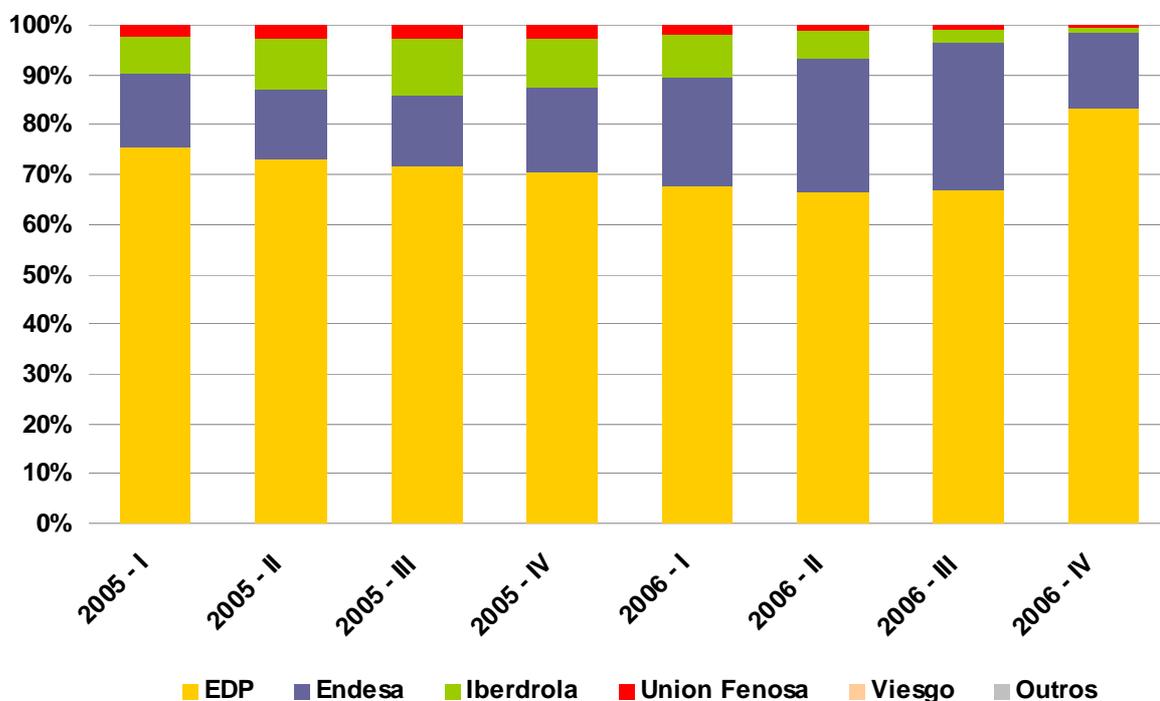
<b>Número médio de clientes no trimestre</b>								
	<b>2005 - I</b>	<b>2005 - II</b>	<b>2005 - III</b>	<b>2005 - IV</b>	<b>2006 - I</b>	<b>2006 - II</b>	<b>2006 - III</b>	<b>2006 - IV</b>
<b>EDP</b>	4 982	7 127	8 779	9 408	8 521	7 381	7 060	17 732
<b>Endesa</b>	988	1 373	1 776	2 268	2 729	2 978	3 105	3 257
<b>Iberdrola</b>	482	992	1 378	1 300	1 073	617	286	242
<b>Union Fenosa</b>	147	272	340	358	257	136	94	88
<b>Viesgo</b>	1	1	0	0	0	0	0	0
<b>Outros</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>6 600</b>	<b>9 766</b>	<b>12 272</b>	<b>13 334</b>	<b>12 581</b>	<b>11 111</b>	<b>10 545</b>	<b>21 319</b>

Assim, da análise do Quadro 3-26, é possível extrair que, no último trimestre de 2006, a carteira de clientes do grupo EDP no âmbito do mercado liberalizado representou cerca de 83% do total, quando no final de 2005 representava aproximadamente 71% do número total médio de clientes no mercado livre. Paralelamente, assiste-se, desde o final de 2005, a uma redução de quota da Iberdrola e da Unión Fenosa em termos absolutos e da Endesa em termos relativos, por contraponto a um incremento de quota de mercado do operador incumbente, no que respeita a número de clientes abastecidos.

O crescimento em número de clientes que se observa no último trimestre de 2006 deve-se exclusivamente à entrada no mercado liberalizado de clientes em BTN, correspondentes a instalações residenciais ou de pequeno comércio e indústria. Recorda-se, a este propósito, que apenas a partir de Setembro de 2006 aqueles clientes, embora formalmente elegíveis desde Agosto de 2004, puderam efectivamente exercer esse direito, através da entrada em operação dos procedimentos de mudança de comercializador.

Na Figura 3-28 é apresentada a evolução das quotas de participação dos comercializadores no mercado liberalizado ao longo do ano de 2006.

**Figura 3-28 - Distribuição do número de clientes no mercado liberalizado por carteira de comercializador**  
**Trimestres de 2005 e 2006**



O Quadro 3-27 apresenta a composição das carteiras de fornecedor nos trimestres de 2005 e de 2006, explicitando agora os fornecimentos de energia eléctrica assegurados por cada um dos fornecedores ao conjunto dos seus clientes.

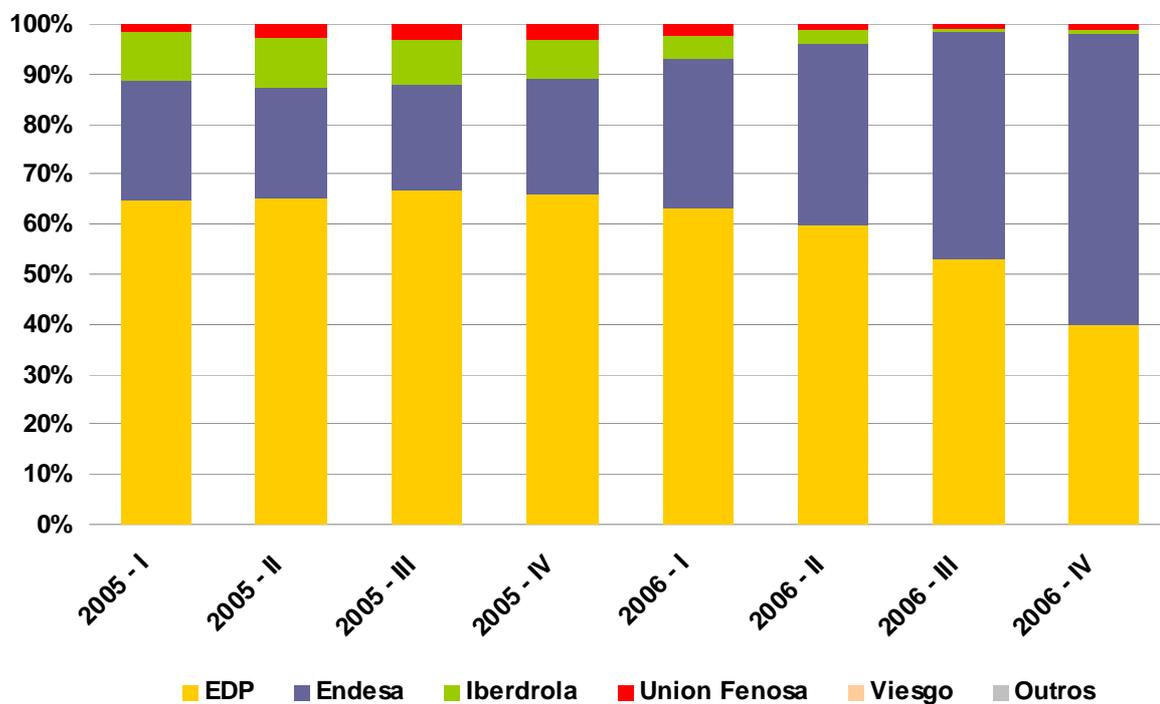
**Quadro 3-27 – Distribuição dos fornecimentos no mercado liberalizado por carteira de fornecedor**  
**Trimestres de 2005 e 2006**

Consumo no trimestre	(GWh)							
	2005 - I	2005 - II	2005 - III	2005 - IV	2006 - I	2006 - II	2006 - III	2006 - IV
<b>EDP</b>	1 427,1	1 701,9	1 888,6	1 871,1	2 040,0	1 535,2	1 119,6	668,8
<b>Endesa</b>	530,1	574,5	604,5	662,1	962,9	933,7	956,6	973,4
<b>Iberdrola</b>	214,2	260,3	253,9	216,9	154,0	64,0	16,6	12,9
<b>Union Fenosa</b>	33,1	70,1	82,5	87,7	74,8	34,7	19,7	16,5
<b>Viesgo</b>	0,6	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Outros</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>2 205,1</b>	<b>2 607,3</b>	<b>2 829,7</b>	<b>2 837,8</b>	<b>3 231,7</b>	<b>2 567,6</b>	<b>2 112,5</b>	<b>1 671,5</b>

A perspectiva, em termos relativos, da evolução dos consumos no mercado liberalizado é observável com a distribuição das carteiras efectuada tendo por base a energia fornecida, conforme se apresenta na Figura 3-29. A evolução trimestral das quotas relativas das carteiras de comercializador demonstra que, apesar de ter reforçado a sua participação em termos de número de clientes, o grupo EDP perde quota de participação em termos de energia fornecida ao longo de 2006, concluindo o último trimestre como o segundo operador no mercado liberalizado. Em sentido inverso, a Endesa apresenta, em 2006, um contínuo aumento da sua quota de participação no fornecimento de energia eléctrica no mercado liberalizado. Esta evolução está associada ao progressivo declínio do peso relativo do mercado liberalizado em 2006, tornando evidente a estratégia diferenciada dos agentes: relativa manutenção da base de clientes e de consumos por parte da Endesa e opção por assumir perda de volumes por parte do grupo EDP.

Em paralelo, assiste-se a uma continuada perda de importância das carteiras dos dois restantes operadores no mercado liberalizado - Iberdrola e Unión Fenosa -, que terminam o ano de 2006 com quotas de participação nos fornecimentos de energia eléctrica muito mais reduzidas que o sucedido no final de 2005. Este movimento acaba por implicar a existência de um mercado liberalizado que, na prática, se restringe a somente dois operadores, sendo um deles o incumbente no mercado português.

**Figura 3-29 – Distribuição dos fornecimentos no mercado liberalizado por carteira de fornecedor  
Trimestres de 2005 e 2006**

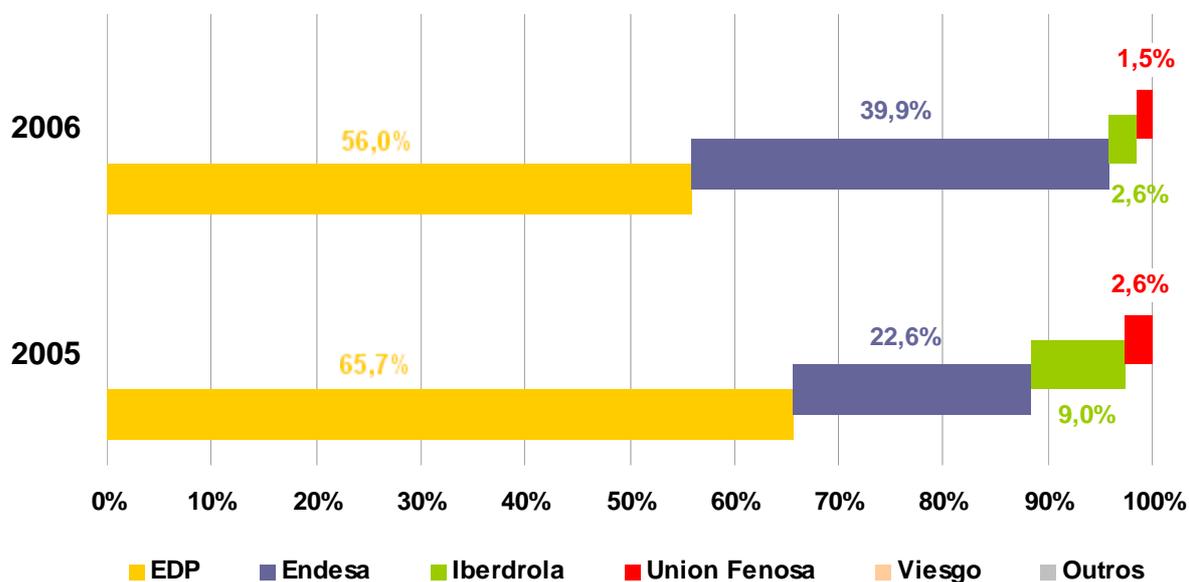


A evolução registada nas quotas relativas de fornecimento de energia eléctrica no mercado liberalizado, em base anual, e de 2005 para 2006, permite extrair as seguintes conclusões:

- Redução da quota relativa do grupo EDP, passando de 65,7% da energia fornecida no mercado liberalizado para um valor de 56% em 2006.
- Aumento entre 2005 e 2006 de mais de 17 pontos percentuais na quota da Endesa, que se mantém no conjunto do ano como o segundo fornecedor no mercado liberalizado, embora seja já o principal operador do mercado liberalizado no quarto trimestre de 2006, conforme atrás se observou.
- Redução de 9% para 2,6% da quota relativa da Iberdrola entre 2005 e 2006.
- Redução da quota de participação da Union Fenosa, de cerca de um ponto percentual na energia fornecida durante 2006 face ao verificado em 2005.

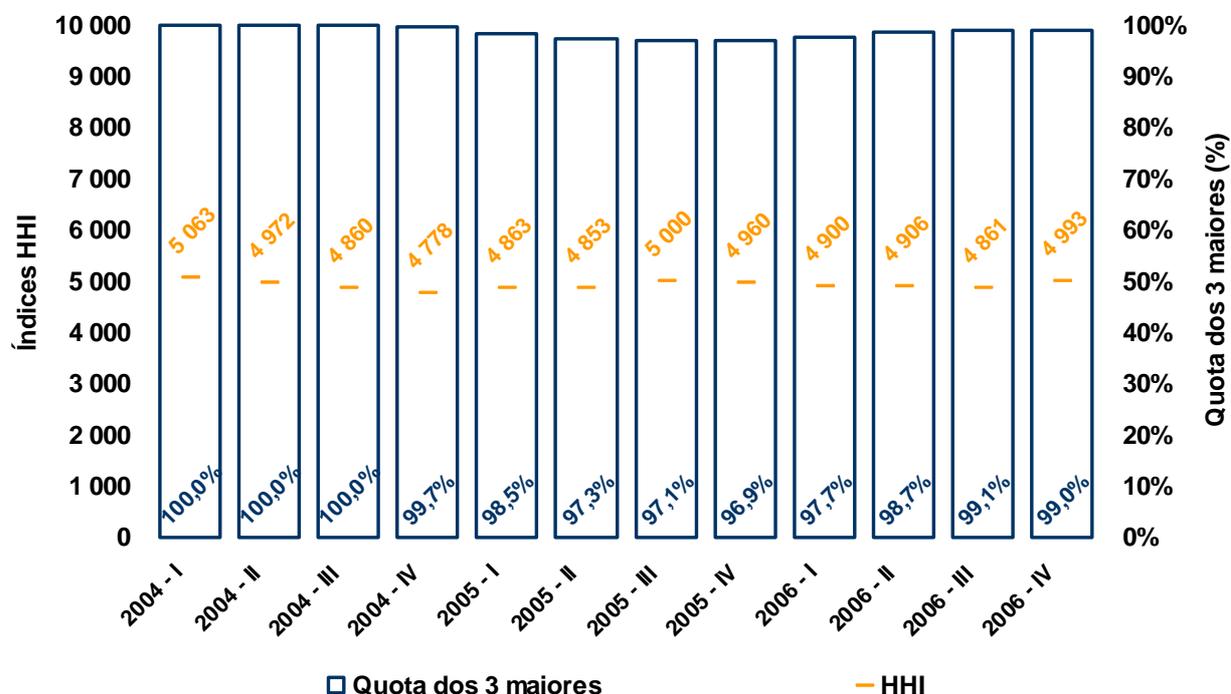
A Figura 3-30 apresenta a evolução das quotas relativas atrás mencionadas para os agregados dos anos de 2005 e 2006.

**Figura 3-30 – Quota relativa das carteiras no mercado liberalizado por consumos  
2005 e de 2006**



A Figura 3-31 apresenta a evolução trimestral ao longo do período entre 2004 e 2006 dos indicadores de concentração, tomando como elemento de análise a energia fornecida a clientes no mercado liberalizado. É possível observar uma tendência contínua, embora pouco pronunciada, para a redução da concentração no mercado liberalizado até meados de 2005, mantendo-se até final de 2006 praticamente os mesmos valores de concentração. Esta situação é evidente no caso da evolução do HHI, não o sendo quando se observa a quota dos três principais operadores, o que significa que as alterações na concentração, quando acontecem, se têm efectuado, primordialmente, por recomposição da situação relativa desses três principais operadores.

Figura 3-31 – Indicadores de concentração no mercado liberalizado - por energia fornecida  
Portugal continental



#### MUDANÇA DE FORNECEDOR

A abertura de mercado em Portugal tem sido efectuada de forma faseada, nos termos já descritos no ponto 3.1.1.

Em Agosto de 2004 foi publicada legislação que prevê a extensão da elegibilidade à totalidade dos clientes de energia eléctrica (clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA). Importa, no entanto, referir que o exercício efectivo do direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica por parte destes clientes estava dependente da implementação dos sistemas informáticos necessários para operacionalizar a abertura de mercado a todos os clientes de energia eléctrica. Tal situação veio a ocorrer em Setembro de 2006, podendo efectivamente, a partir do dia 4 desse mês, qualquer cliente escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

Ainda assim, aquando da entrada em exploração dos sistemas informáticos para operacionalizar a mudança de comercializador, apenas um operador no mercado liberalizado - o grupo EDP - comunicou a existência de uma estratégia de abordagem ao segmento de clientes em BTN, que agrega as instalações residenciais e pequenos comércios ou indústrias.

Convirá recordar que, no âmbito dos processos de abertura do mercado sucessivamente à BTE e à BTN, tornou-se necessário proceder a alterações regulamentares para adequar os procedimentos de mudança de fornecedor à fase de liberalização do mercado e às correspondentes exigências colocadas pela abrangência das mesmas, sobretudo em número de clientes envolvidos. Por outro lado, a revisão regulamentar promovida pela ERSE em 2005 para o sector eléctrico procurou uma sistematização e harmonização de um conjunto de disposições regulamentares em larga medida já existentes sobre a mudança de fornecedor.

A situação de livre escolha de fornecedor não se coloca apenas para os clientes actualmente fornecidos no âmbito do mercado regulado, devendo colocar-se para todos quantos solicitam o acesso às redes, desde logo no momento da ligação às mesmas. Assim, a revisão regulamentar de 2005 veio esclarecer quais as modalidades de contratação de energia eléctrica disponíveis para os diversos clientes, no âmbito da escolha de fornecedor e não apenas da mudança entre fornecedores.

Para além da celebração de contrato com um comercializador, os clientes em Portugal continental podem, ainda, aceder às plataformas de negociação dos mercados organizados legalmente previstos, bem assim como a possibilidade de contratação bilateral do fornecimento de energia eléctrica.

O acesso directo aos mercados organizados e à contratação bilateral pressupõe que o cliente interessado informe o gestor do processo de mudança de fornecedor que vai contratar energia eléctrica numa das duas modalidades mencionadas.

A revisão regulamentar de 2005 veio também introduzir um número máximo de mudanças de fornecedor no horizonte de um ano, fixado regulamentarmente em 4 mudanças anuais. Esta medida destinou-se a procurar assegurar o equilíbrio entre o pleno exercício do direito de escolha do fornecedor pelos clientes, por um lado, e a existência de custos com o processo de mudança e com as necessidades de tempo para concretização dos procedimentos de mudança, os quais, de acordo com a Directiva 54/2003/CE relativa ao Mercado Interno de Electricidade, não poderão ser directamente cobrados a quem os provoca, por outro lado.

Acresce que o cliente com dívida constituída perante o comercializador regulado, que não tenha sido contestada judicialmente ou pelos meios legais previstos, está impedido de mudar de comercializador sem que a situação de dívida seja regularizada. Tal facto foi justificado com a necessidade de dotar o sistema de robustez necessária para que se evitassem comportamentos abusivos, potencialmente causadores de encargos para o sistema a serem suportados por todos os clientes.

No actual quadro legal e regulamentar, a responsabilidade pela gestão do processo de mudança de comercializador está atribuída ao operador logístico. Contudo, uma vez que esta figura ainda não foi concretizada em legislação complementar, transitoriamente a responsabilidade pela gestão da mudança de comercializador está atribuída ao distribuidor em MT e AT. Por outro lado, sem que ocorram

alterações legais em contrário, a responsabilidade pela instalação e gestão dos aparelhos de medida (contadores), nos termos previstos na regulamentação em vigor, é do respectivo operador de rede.

Descrevem-se seguidamente, de uma forma sumária, os procedimentos de mudança de comercializador em vigor:

- A gestão do processo de mudança de comercializador é efectuada com base num sistema informático que prevê a troca de mensagens entre os diferentes intervenientes no processo (novo fornecedor, fornecedor actual e distribuidor enquanto gestor do processo de mudança de comercializador).
- As regras relativas à gestão do processo de mudança de comercializador, atrás mencionadas, definem os procedimentos e os prazos a observar em cada fase do processo. Os passos que constituem cada processo constam de fluxogramas que devem ser disponibilizados pelo distribuidor em MT e AT na sua página na Internet. A normalização do formato das mensagens a serem trocadas no âmbito do processo de mudança de comercializador foi já aprovada pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelo distribuidor.
- Os operadores das redes são responsáveis pela recolha de dados de consumo dos clientes, aplicação de perfis de consumo e disponibilização de dados de consumo aos diferentes intervenientes no mercado de energia eléctrica.
- O consumo a considerar para efeitos de mudança de comercializador (no caso dos clientes que não dispõem de telecontagem) é obtido, preferencialmente, através de leitura efectuada pelo distribuidor, podendo, igualmente, ser apurado através de estimativas de consumo efectuadas pelo distribuidor. O cliente ou o seu novo fornecedor podem sempre solicitar a realização de uma leitura extraordinária, suportando, neste caso, os encargos correspondentes à prestação deste serviço.
- O distribuidor responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador tem a responsabilidade de manter actualizada a informação correspondente ao registo do ponto de entrega. Esta informação pode ser acedida gratuitamente pelo cliente ou pelo seu novo fornecedor (mediante autorização prévia do cliente). Desta forma, assegura-se a todos os comercializadores o acesso à informação necessária para apresentar ofertas comerciais aos seus potenciais clientes. A informação que consta do registo do ponto de entrega foi aprovada pela ERSE e está disponível na página da ERSE na Internet.
- Os clientes que pretendam ser abastecidos no mercado liberalizado por um comercializador contactam o novo fornecedor no sentido deste, através da plataforma de mudança de comercializador, desencadear os procedimentos de mudança.
- O comercializador é responsável por deter com os operadores de rede os Contratos de Uso das Redes referentes ao conjunto dos clientes agregados na sua carteira, dispensando estes de

deterem um contrato individual. Desta forma, os comercializadores assumem a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de acesso que correspondem à totalidade dos seus clientes.

- Os operadores das redes são responsáveis pela recolha de dados de consumo dos clientes, aplicação de perfis de consumo e disponibilização de dados de consumo aos diferentes intervenientes no mercado de energia eléctrica.

### 3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

Uma das mais importantes medidas destinadas a promover a concorrência no sector eléctrico consistiu no estabelecimento, em Novembro de 2001, de um protocolo entre os Governos de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade – MIBEL. Inicialmente agendada para Janeiro de 2003, a entrada em funcionamento do MIBEL tem sofrido sucessivos atrasos, que levaram a que o pólo de negociação a prazo entrasse em operações apenas durante o início de Julho de 2006.

A promoção da concorrência no mercado ibérico será conseguida também através da existência de regras necessárias à criação de um mercado eficiente, tendo, para este efeito, a ERSE seguido um caminho de cooperação com as entidades reguladoras envolvidas no âmbito do Conselho de Reguladores previsto nos termos dos acordos entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha a respeito da criação do MIBEL. Neste sentido, durante o ano de 2006, foram analisadas pela ERSE, em conjunto com os mencionados reguladores, as regras de negociação e de compensação do mercado de contratação a prazo de energia eléctrica, bem como de outras matérias importantes para o funcionamento do mercado como um todo.

Em 8 de Março de 2007, os Governos de Portugal e Espanha, em reunião havida em Lisboa, acordaram na implementação efectiva do mercado ibérico a partir de 1 de Julho de 2007. Esta data corresponde à data definida na Directiva 54/2003/CE relativa ao Mercado Interno de Electricidade para a total abertura dos mercados eléctricos nos Estados-membros da União Europeia. O mencionado acordo identificou um conjunto de matérias para as quais se tornou necessário definir um plano de compatibilização legal e regulatória, atribuindo aos Reguladores de ambos os países responsabilidades de estudo e proposta ou de execução das matérias em questão, cumprindo-se destacar as que se relacionam com o mecanismo de garantia de potência, o mecanismo de gestão das interligações, a definição da proposta a enviar aos Governos sobre as quantidades de energia eléctrica a adquirir obrigatoriamente pelo comercializador de último recurso português e pelos distribuidores espanhóis na plataforma de negociação a prazo do MIBEL e as regras e procedimentos para a mudança de comercializador.

De igual modo, prévia à data de entrada em funcionamento efectivo do MIBEL, foi necessário proceder à cessação antecipada dos CAE outorgados pelos produtores no sistema público português, tendo tal passo sido concretizado a 15 de Junho de 2007, com a cessação dos CAE correspondentes ao grupo EDP, produzindo efeitos a partir de 1 de Julho.

Mantêm-se, ainda assim, em vigor os contratos de aquisição de energia relativos à TURBOGÁS e à Tejo Energia, que no seu conjunto representam cerca de 15,4% da capacidade instalada em Portugal continental excluindo a produção em regime especial. A produção de energia eléctrica por estas centrais é gerida pelo Agente Comercial, o qual é responsável por colocar a mencionada produção através de mecanismos de mercado.

Do ponto de vista legal e regulamentar, estão agora previstos mecanismos destinados a fomentar a concorrência no mercado ibérico, designadamente os que decorrem de:

- Definição de quantidades mínimas de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador de último recurso português e pelos distribuidores espanhóis na plataforma de negociação a prazo do MIBEL.
- Implementação de leilões destinados a atribuir parte da contratação bilateral do comercializador de último recurso português e dos distribuidores espanhóis através de mecanismos de mercado e de forma, tendencialmente, não verticalmente integrada.
- Implementação de leilões de capacidade virtual destinados a assegurar a possibilidade de operadores independentes dos operadores incumbentes e/ou regulados poderem adquirir direitos sobre capacidade instalada, que lhes permita participar no mercado.

A ERSE tem igualmente vindo a promover uma monitorização tão próxima quanto possível do desenvolvimento da liberalização no sector eléctrico. Para tal, são publicados e publicamente divulgados relatórios anuais de desenvolvimento do mercado liberalizado, em que se apresenta a evolução da abertura do mercado, se procede à avaliação do grau de aprofundamento da liberalização mediante a estimação do número de clientes a exercerem o direito de escolha de fornecedor de energia eléctrica, bem como os respectivos consumos.

A ERSE tem acompanhado ainda as quotas relativas de participação dos diversos operadores na comercialização de energia eléctrica do âmbito do mercado liberalizado, designadamente, para contribuir para a monitorização do desenvolvimento da concorrência no sector.

#### 3.2.4 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

No âmbito das respectivas obrigações legais, a Autoridade da Concorrência deve ser notificada das operações empresariais que se enquadram ou podem enquadrar no conceito de operação de concentração, também no que respeita ao sector eléctrico. Nestes casos, o parecer da Autoridade da Concorrência deve ser elaborado tendo presente as obrigações legais de cooperação e coordenação com a entidade reguladora sectorial, pelo que a ERSE é chamada a pronunciar-se formalmente nas situações de notificação que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2006, a Autoridade da Concorrência emitiu uma decisão sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector eléctrico, tendo a ERSE sido solicitada para a emissão dos respectivos pareceres. Contudo, uma outra decisão, relativa a notificação de operação de concentração entre entidades de direito espanhol - Gas Natural e Endesa - deu origem a parecer da ERSE, ainda que a decisão final da Autoridade da Concorrência só em 2007 tenha sido formulada, através de extinção do respectivo processo. As decisões mencionadas anteriormente encontram-se disponíveis na página da Internet<sup>14</sup> da Autoridade da Concorrência, referindo-se os respectivos textos aos pareceres da ERSE na generalidade das situações.

### **AQUISIÇÃO DE ACTIVOS REGULADOS DE GÁS NATURAL PELA REN**

A operação em causa dizia respeito à aquisição, pela REN, de activos regulados de gás natural detidos pela GALP e por algumas das suas participadas. Os activos regulados considerados na operação foram os seguintes:

- Rede de transporte de alta pressão, incluindo as posições accionistas na sociedade Gasoduto Braga-Tuy e na sociedade Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga.
- Algumas instalações (três cavidades) de armazenamento subterrâneo.
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) de Sines.

Esta operação de concentração esteve inserida no processo de revisão do quadro legislativo e regulamentar com vista à liberalização do mercado de energia, estando prevista na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 6 de Outubro, que, entre outras orientações, refere a necessidade de "(...) autonomizar os activos regulados do sector do gás natural (recepção, transporte e armazenamento) e operacionalizar a sua junção à empresa operadora da rede de transporte de electricidade".

Os activos regulados anteriormente identificados foram transferidos para três sociedades em relação de domínio total inicial com a REN, entretanto já constituídas, nas condições estabelecidas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 22 de Junho. Assim:

- A rede de transporte de alta pressão passou a integrar os activos da REN Gasodutos.
- As três cavidades subterrâneas passaram a integrar os activos da REN Armazenagem.
- O Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) de Sines passou a integrar os activos REN Atlântico.

A operação em causa configurou um passo positivo no sector do gás natural, promovendo a separação de propriedade do transporte, a separação jurídica dos dois sectores regulados, bem como a separação

---

<sup>14</sup> <http://www.autoridadedaconcorrenca.pt>

jurídica das diversas actividades envolvidas na operação das infra-estruturas no sector do gás natural. Esta separação está de acordo com os princípios estabelecidos nas directivas do mercado interno da energia, bem como com os quadros legais de ambos os sectores, facilitando o futuro desenvolvimento de sectores competitivos.

Por outro lado, a operação permitiu explorar sinergias com a partilha de conhecimentos entre os dois sectores, bem como com a eventual partilha de serviços comuns, que, a resultar em ganhos de eficiência para o sector energético como um todo, reverterá em benefício também para os consumidores de energia eléctrica e de gás natural.

Deste modo, ouvida a ERSE através do respectivo pedido de parecer, a decisão da Autoridade da Concorrência foi de não oposição à operação de concentração, já que a mesma não foi considerada susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual pudessem “resultar entraves significativos ao exercício das actividades de transporte de gás natural, armazenagem subterrâneo de gás natural e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) território nacional”.

#### **AQUISIÇÃO DO CONTROLO EXCLUSIVO DA ENDESA PELA GAS NATURAL**

A operação de concentração em causa consistia na aquisição do controlo exclusivo pela Gas Natural, SGD, S. A. da empresa Endesa, S. A. através de uma oferta pública de aquisição da totalidade do capital social desta empresa.

Em Portugal, a Endesa detinha, à data da notificação da operação, participações sociais em empresas que se dedicam à produção em regime especial (Sociedade Térmica Portuguesa e Finerge), à produção convencional (Tejo Energia - empresa que opera a central termoeléctrica do Pego) e à comercialização de energia eléctrica no mercado liberalizado (Sodesa).

O parecer da ERSE preocupou-se sobretudo com o funcionamento dos mercados de electricidade e do gás natural na Península Ibérica na perspectiva da sua regulação, bem como nas consequências da respectiva operação no contexto da implementação do MIBEL.

O parecer da ERSE ressaltou, desde logo, que o modelo de organização industrial subjacente à operação de concentração em análise (junção das fileiras de gás natural e de energia eléctrica) era diferente do modelo delineado pelo Governo português, que assenta na existência de concorrência cruzada entre os dois sectores, particularmente ao nível da distribuição e da comercialização. A este propósito, a Comissão Europeia pronunciou-se desfavoravelmente sobre a eliminação da concorrência cruzada, no caso EDP/ENI/GDP, algo que a concentração Gas Natural/Endesa pretendia concretizar em Espanha.

Por outro lado, o parecer da ERSE expressou que os efeitos da mencionada operação de concentração não só não se limitavam ao contexto do sector energético espanhol, como pareciam encerrar um

conjunto de indícios contrários ao desenvolvimento e à promoção da concorrência. Estes indícios eram particularmente sensíveis ao nível do mercado português de energia eléctrica, dificultando a concretização de um mercado ibérico regional competitivo e, por essa via, a plena realização dos objectivos de criação de um Mercado Interno de Energia. Tais indícios, a concretizarem-se, resultariam em prejuízo do equilíbrio entre a defesa dos interesses dos consumidores e a livre tomada de decisão por parte dos agentes económicos.

Em 20 de Março de 2006, a Autoridade da Concorrência decidiu dar início a uma investigação aprofundada da operação em causa, uma vez que a concentração seria “(...) susceptível, à luz dos elementos recolhidos, de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no território nacional”.

Contudo, na sequência do pedido de desistência do procedimento apresentado pela Gas Natural, a Autoridade da Concorrência veio a decidir, em 1 de Março de 2007, declarar o mesmo extinto.



## 4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

#### 4.1.1 GERAL

O mercado português de gás natural tem beneficiado de uma derrogação ao abrigo da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, enquanto mercado emergente, não tendo iniciado o seu processo de liberalização durante o ano de 2006.

Com o objectivo de transpor a Directiva 2003/55/CE, relativamente às regras comuns para o mercado interno do gás natural, para o quadro legislativo nacional e concretizando a linha estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, o Decreto-Lei n.º 30/2006, publicado em 15 de Fevereiro de 2006, estabelece as novas bases organizativas do Sistema Nacional de Gás Natural, estabelecendo os princípios gerais aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e ainda a actividade de mudança de comercializador de gás natural e a organização dos mercados, criando um regime de separação das actividades, conforme mencionado na Directiva 2003/55/CE.

Este Decreto-Lei estabelece os critérios aplicáveis à concessão de autorizações para o exercício de cada uma destas actividades, à exploração das redes e demais infra-estruturas e ao respectivo acesso por terceiros e explicita as atribuições dos diferentes operadores e a separação e transparência das contas. Por último, prevê medidas de salvaguarda e de derrogação relacionadas com compromissos assumidos no âmbito de contratos de *take or pay* e com mercados emergentes e isolados.

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro foi implementado pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis às actividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo, de recepção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito (GNL) e de distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases das concessões, e a definição do tipo de procedimentos aplicáveis à respectiva atribuição.

Como anteriormente referido, o Decreto-Lei n.º 140/2006 define igualmente o calendário para abertura de gás natural.

Este Decreto-Lei estabelece também que são da competência da ERSE a elaboração e aprovação dos seguintes regulamentos:

- Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações.

- Regulamento de Operação das Infra-estruturas.
- Regulamento da Qualidade de Serviço.
- Regulamento de Relações Comerciais.
- Regulamento Tarifário.

O Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações estabelece, segundo critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, as condições e obrigações para a utilização do direito de acesso à todas as infra-estruturas do sistema nacional de gás natural, a observar pelas empresas reguladas de gás natural e pelos clientes elegíveis, bem como as condições em que os operadores podem recusar o acesso às redes, às interligações e às instalações de armazenamento.

O Regulamento de Operação das Infra-estruturas estabelece os critérios e procedimentos de gestão dos fluxos de gás natural, a prestação de serviços de sistema e as condições técnicas que permitem aos operadores da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL a gestão destes fluxos, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que estejam ligados, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação.

O Regulamento da Qualidade de Serviço aplica-se a todos os operadores, agentes e clientes do sector do gás natural, consagrando, no domínio da qualidade de serviço, obrigações distintas de cumprimento, de informação, de monitorização e de divulgação de informação conforme as actividades de cada operador e agente. A qualidade de serviço é abordada nas vertentes técnica e comercial. A vertente técnica da qualidade de serviço respeita às características do gás natural fornecido, às condições em que é fornecido e à continuidade do fornecimento. A vertente comercial refere-se à qualidade do relacionamento comercial entre os clientes e o operador das infra-estruturas ou entre os clientes e os comercializadores em todo o ciclo comercial, ou seja, desde a pré-contratação até ao tratamento de eventuais reclamações do serviço prestado.

O Regulamento de Relações Comerciais apresenta o conjunto de matérias necessárias à definição de regras de relacionamento comercial entre os diversos sujeitos intervenientes no sector do gás natural e a sua estrutura reflectirá em grande parte a existência dos diversos relacionamentos comerciais entre os mencionados sujeitos. O Regulamento de Relações Comerciais estabelece o conjunto de princípios que devem orientar o relacionamento comercial emergente do sector do gás natural, que são, nomeadamente, os seguintes:

- Garantia da oferta de gás natural nos termos adequados às necessidades dos consumidores, quantitativa e qualitativa.
- Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- Não discriminação.
- Transparência e objectividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial.

- Imparcialidade nas decisões.
- Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.

O Regulamento Tarifário estabelece os critérios e as metodologias para a formulação de tarifas e preços de gás natural a aplicar no âmbito das relações comerciais das empresas do sector de gás natural. Este regulamento define as tarifas reguladas, o processo de cálculo e a determinação das tarifas, a determinação dos proveitos permitidos, os procedimentos a adoptar para a fixação de tarifas, a sua alteração e publicação, bem como as obrigações das entidades do sector do gás natural, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

#### 4.1.2 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INFRA-ESTRUTURAS

As infra-estruturas de gás natural são muito recentes em Portugal, dispendo de uma capacidade muito superior às actuais necessidades. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural. Não obstante, o quadro regulamentar aprovado no ano de 2006 inclui um mecanismo de atribuição das capacidades disponíveis e prevê a eventualidade de ocorrerem congestionamentos, contemplando os princípios a adoptar nessas situações.

##### 4.1.2.1 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INFRA-ESTRUTURAS DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural decorre dos processos prévios de programação e nomeação nas referidas infra-estruturas.

As programações correspondem a processos de informação periódicos nos quais os agentes de mercado comunicam aos operadores das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural as capacidades que pretendem utilizar num determinado período temporal. O quadro regulamentar em vigor prevê programações anuais, mensais e semanais, as quais incidem sobre a rede de transporte, as redes de distribuição, o terminal de GNL e as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo.

As nomeações correspondem a processos de comunicação nos quais as previsões de utilização de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural se referem ao dia seguinte, devendo consequentemente reflectir uma previsão mais apurada do consumo.

As capacidades programadas e nomeadas pelos agentes de mercado devem ser justificadas pelos consumos previsíveis das carteiras.

Aos processos de programação e nomeação estão associados mecanismos de verificação tendo em vista a constatação da exequibilidade conjunta das programações efectuadas pelos agentes de mercado. Os operadores das infra-estruturas sob coordenação do operador da rede de transporte, na actividade de gestão técnica global do sistema nacional de gás natural, atribuem as capacidades programadas e nomeadas caso os mecanismos de verificação determinem a viabilidade conjunta das programações e nomeações. Caso contrário, deverá ser desencadeado o mecanismo de resolução de congestionamentos adiante descrito.

Os agentes de mercado devem participar nos processos de programação de uma forma sequencial até à nomeação, na medida em que as capacidades atribuídas num processo de programação terão de ser confirmadas nos processos subsequentes caso o agente de mercado pretenda efectivamente usar essa capacidade. As capacidades previamente atribuídas que não sejam confirmadas em processos de programação subsequentes e nomeação são colocadas novamente à disposição dos agentes de mercado (*use it or loose it*).

O quadro regulamentar em vigor salvaguarda a atribuição de capacidade nas infra-estruturas do sistema nacional de gás natural associada aos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo, em regime de *take-or-pay*, celebrados em data anterior à publicação da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho, destinados ao aprovisionamento dos consumos em território nacional. Esta disposição não isenta os agentes de mercado titulares dos referidos contratos da participação nos processos de programação e nomeação.

#### 4.1.2.2 MECANISMO DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS

O mecanismo de resolução de congestionamentos é accionado sempre que as programações ou nomeações conjuntas dos agentes de mercado não sejam viáveis. Nessas circunstâncias serão identificados os pontos das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural onde se perspectivam os congestionamentos, sendo a atribuição de capacidade decorrente da realização de leilões de capacidade.

O mecanismo de resolução de congestionamentos aplica-se a pontos específicos das infra-estruturas e salvaguarda dois princípios fundamentais:

- A atribuição de capacidade é efectuada mediante recurso a mecanismos de mercado.
- Os encargos decorrentes das atribuições de capacidade apenas se tornam efectivos se os congestionamentos previstos se vierem a confirmar.

### 4.1.3 REGULAÇÃO DOS OPERADORES DA REDE PÚBLICA DE GÁS NATURAL

#### 4.1.3.1 OPERADORES DA REDE PÚBLICA DE GÁS NATURAL

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Este Decreto-Lei inicia a transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e revoga os Decretos-Leis n.ºs 14/2001, de 27 de Janeiro, e 374/89, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, que mantêm a sua vigência nas matérias que não forem incompatíveis com o presente decreto-lei até à entrada em vigor da legislação complementar.

Assim, a organização do SNGN assenta na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela:

- Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.
- Rede Nacional de Transporte de gás natural.
- Rede Nacional de Distribuição de gás natural.

A exploração destas infra-estruturas processa-se através de concessões de serviço público ou, no caso das redes locais autónomas de distribuição, através de licenças de serviço público.

O transporte de gás natural é exercido através de uma única concessão de serviço público de exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN). Esta actividade é jurídica e patrimonialmente separada das restantes actividades, no âmbito do SNGN.

A distribuição de gás natural é desempenhada através de:

- Concessões, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição para utilização privativa de gás natural.

A distribuição é juridicamente separada da actividade de transporte. Está igualmente prevista a separação jurídica da actividade de comercialização de último recurso. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores abastecem um número de clientes inferior a 100 mil.

As empresas que desempenham, no âmbito dos respectivos contratos de concessão e licenças, actividades sujeitas a regulação por parte da ERSE, são as seguintes:

- REN Atlântico, terminal de GNL, SA

A REN Atlântico, terminal de GNL é a empresa detentora da concessão de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, neste âmbito desenvolve a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

O operador do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL deve assegurar a exploração e manutenção do terminal e da capacidade de armazenamento. A actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL obriga à gestão dos fluxos de gás natural no terminal e no armazenamento, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado, no quadro da Gestão Técnica Global do SNGN.

Compete ainda ao operador de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL permitir o acesso a todos os agentes de mercado às referidas infra-estruturas que compõem o Terminal de GNL numa base não discriminatória e transparente.

- REN Armazenagem, SA e Transgás Armazenagem, SA

A REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem detêm as concessões de armazenamento subterrâneo de gás natural, desenvolvendo a actividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.

Aos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural compete assegurar a exploração, integridade técnica e manutenção da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo, devendo igualmente gerir a injeção, armazenamento e extracção de gás natural, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado, no quadro da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Compete ainda aos operadores de armazenamento subterrâneo permitir o acesso a todos os agentes de mercado das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo numa base não discriminatória e transparente.

- REN Gasodutos, SA

A REN Gasodutos é detentora da concessão de transporte de gás natural através da rede de alta pressão. No desempenho das suas atribuições de operador da rede de transporte, a REN Gasodutos deve individualizar as actividades de Transporte de gás natural, de Gestão Técnica Global do SNGN e de Acesso à RNTGN.

- Actividade de Transporte de gás natural

O operador da rede de transporte no quadro da actividade de Transporte de gás natural deve assegurar a operação das infra-estruturas de transporte de gás natural em condições técnicas e económicas adequadas, incluindo o transporte de GNL por rodovia para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição locais de gás natural. Neste sentido, compete ao operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Transporte de gás natural, propor o

planeamento e promover o desenvolvimento das infra-estruturas da RNTGN de forma a assegurar a capacidade técnica adequada ao sistema nacional de gás natural, contribuindo para a segurança do fornecimento, assim como assegurar a exploração, integridade técnica e manutenção da rede de transporte. Compete ainda ao operador da rede de transporte permitir o acesso a todos os agentes de mercado destas infra-estruturas numa base não discriminatória e transparente.

- Actividade de Gestão Técnica Global do SNGN

Ao operador da rede de transporte no quadro da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN é atribuído a função de Gestor Técnico Global do SNGN e de Acerto de Contas. A função de Gestor Técnico Global do SNGN assegura a coordenação do funcionamento das infra-estruturas do SNGN e das infra-estruturas ligadas a este sistema. A função de Acerto de Contas procede às repartições e balanços associados ao uso das infra-estruturas, bem como à determinação das existências dos agentes de mercado nas infra-estruturas.

A actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador é exercida, transitoriamente, pelo operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema, enquanto não for definido o regime do exercício dessa actividade, sendo deste modo o operador da rede de transporte responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador nos termos da legislação aplicável.

- Actividade de Acesso à RNTGN

O operador da rede de transporte no quadro da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN assegura a contratação do acesso às infra-estruturas da RNTGN, relativo às entregas a clientes ligados à rede de transporte.

- Beiragás, SA, Lisboagás, SA, Lusitaniagás, SA, Portgás, SA, Setgás, SA; Tagusgás, SA, Dourogás, SA, Duriensegás, SA, Dianagás, SA; Paxgás, SA e Medigás, SA.

A Portgás, a Lusitaniagás, a Beiragás, a Tagusgás, a Lisboagás e a Setgás são operadores das redes de distribuição de gás natural com concessão de distribuição de gás natural. A Dourogás, a Duriensegás, a Dianagás, a Paxgás e a Medigás são operadores das redes de distribuição de gás natural com licença de distribuição local de gás natural. Todas têm, por inerência, licença de comercialização de último recurso.

- Actividade de distribuição de gás natural

Os operadores da rede de distribuição de gás natural devem propor o planeamento, a construção e a gestão da rede, de forma a permitir o acesso não discriminatório de terceiros, assim como gerir de forma eficiente as infra-estruturas e proceder à manutenção das redes de distribuição. Os operadores da rede de distribuição de gás natural devem igualmente coordenar o funcionamento das redes de distribuição de forma a assegurar a veiculação de gás natural dos pontos de entrada até aos pontos de entrega, no quadro da Gestão Técnica Global do SNGN.

- Actividade de Comercialização de Último Recurso Retalhista

O comercializador de último recurso retalhista assegura o desempenho da função de compra e venda de gás natural, da função de compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e da função de Comercialização de gás natural. A função de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso retalhista corresponde à aquisição de gás natural necessária para satisfação dos consumos dos seus clientes e o seu fornecimento aos clientes. O gás natural deverá ser adquirido, em primeiro lugar, ao comercializador de último recurso grossista. A função de comercialização de gás natural do comercializador de último recurso retalhista engloba a estrutura comercial afecta à venda de gás natural aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança do fornecimento de gás natural. A função de compra e venda do acesso às infra-estruturas da RNTGN e da RNDGN do comercializador de último recurso retalhista corresponde à transferência para os operadores da RNDGN dos valores relativos ao uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição dos seus clientes.

▪ Galp Gás Natural, SA

Em Fevereiro de 2007 a Transgás, SA foi redenominada Galp Gás Natural, SA, e com esta designação passou a ser titular dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay*, celebrados antes da entrada em vigor da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho do Parlamento. Neste âmbito, a Galp Gás Natural, SA desenvolve a actividade de comercialização do SNGN. O comercializador do SNGN deve vender o gás natural decorrente dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay*, celebrados antes da entrada em vigor da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho do Parlamento prioritariamente ao Comercializador de Último Recurso Grossista.

▪ Transgás, SA

Em Fevereiro de 2007, a Transgás Indústria foi redenominada, Transgás, SA, passando a ser detentora da licença de comercialização de último recurso grossista com essa designação. No âmbito da sua licença de comercialização de último recurso grossista, a Transgás, SA desenvolve as actividades de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso e de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes. O Comercializador de Último Recurso Grossista tem a obrigação de adquirir gás natural no âmbito da actividade de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso ao comercializador do SNGN.

- Actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes

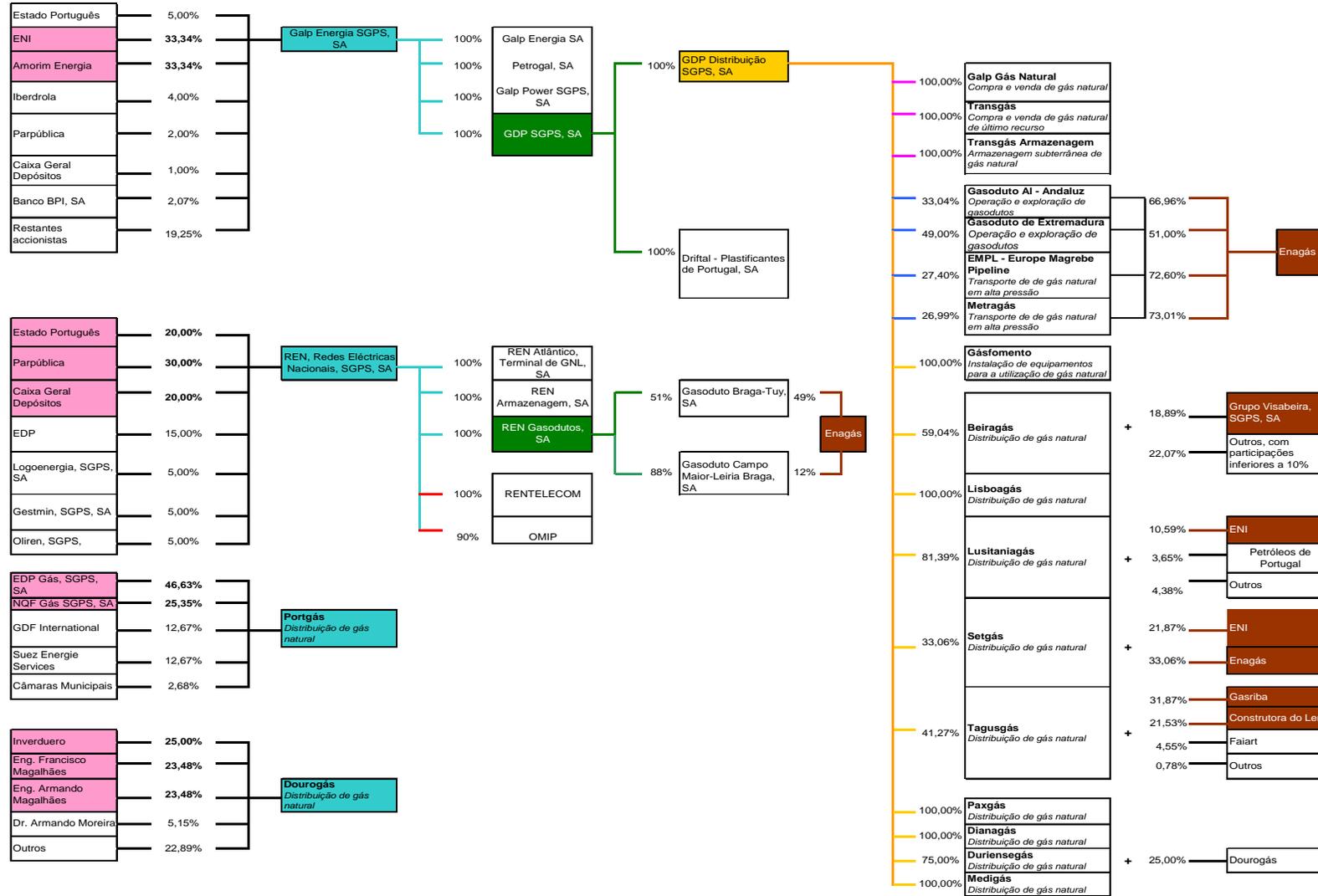
A actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes compreende as funções de Compra e venda de gás natural, de Compra e venda do acesso à RNTGN e à RNDGN e de Comercialização de gás natural.

- Actividade de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso

A Actividade de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso corresponde à aquisição de gás natural e à sua venda aos comercializadores de último recurso retalhistas e à actividade de Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes.

A estrutura accionista das empresas do sector do gás natural é evidenciada na Figura 4-1, que apresenta os principais accionistas destas empresas.

Figura 4-1 – Estrutura accionista das empresas do sector do gás natural



#### 4.1.3.2 FORMAS DE REGULAÇÃO

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica das diversas actividades reguladas, anteriormente referidas, encontram-se estabelecidos no Regulamento Tarifário.

A regulação económica exercida pela ERSE e, conseqüentemente, os procedimentos utilizados na determinação dos parâmetros de regulação, diferem consoante as actividades. Não obstante se aplicar em todas as actividades uma regulação por custos aceites, em certas actividades os custos com capital, isto é, os custos resultantes da remuneração dos activos considerados para efeitos regulatórios, assim como a amortização desses activos, são alisados para o período de concessão.

O alisamento dos custos com capital resulta do produto, para cada ano da concessão, de um custo de capital unitário constante pelas quantidades de gás natural previstas serem processadas no âmbito da actividade. Num sector marcadamente jovem, com o alisamento dos custos com capital procurou-se partilhar entre os consumidores actuais e os consumidores futuros os custos decorrentes das infra-estruturas (amortização e remuneração do activo), cujas capacidades ainda não estão plenamente utilizadas. Esta metodologia é aplicada no cálculo dos proveitos das actividades associadas ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, à rede de transporte de gás natural e às redes de distribuição de gás natural.

Na regulação por custos, o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, valor utilizado como taxa de remuneração da base de activos aceite para regulação. Este parâmetro é calculado no início de cada período de regulação. O método de cálculo utilizado tem baseou-se na metodologia do *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*.

As formas de regulação associadas às actividades anteriormente referidas encontram-se indicadas na tabela seguinte:

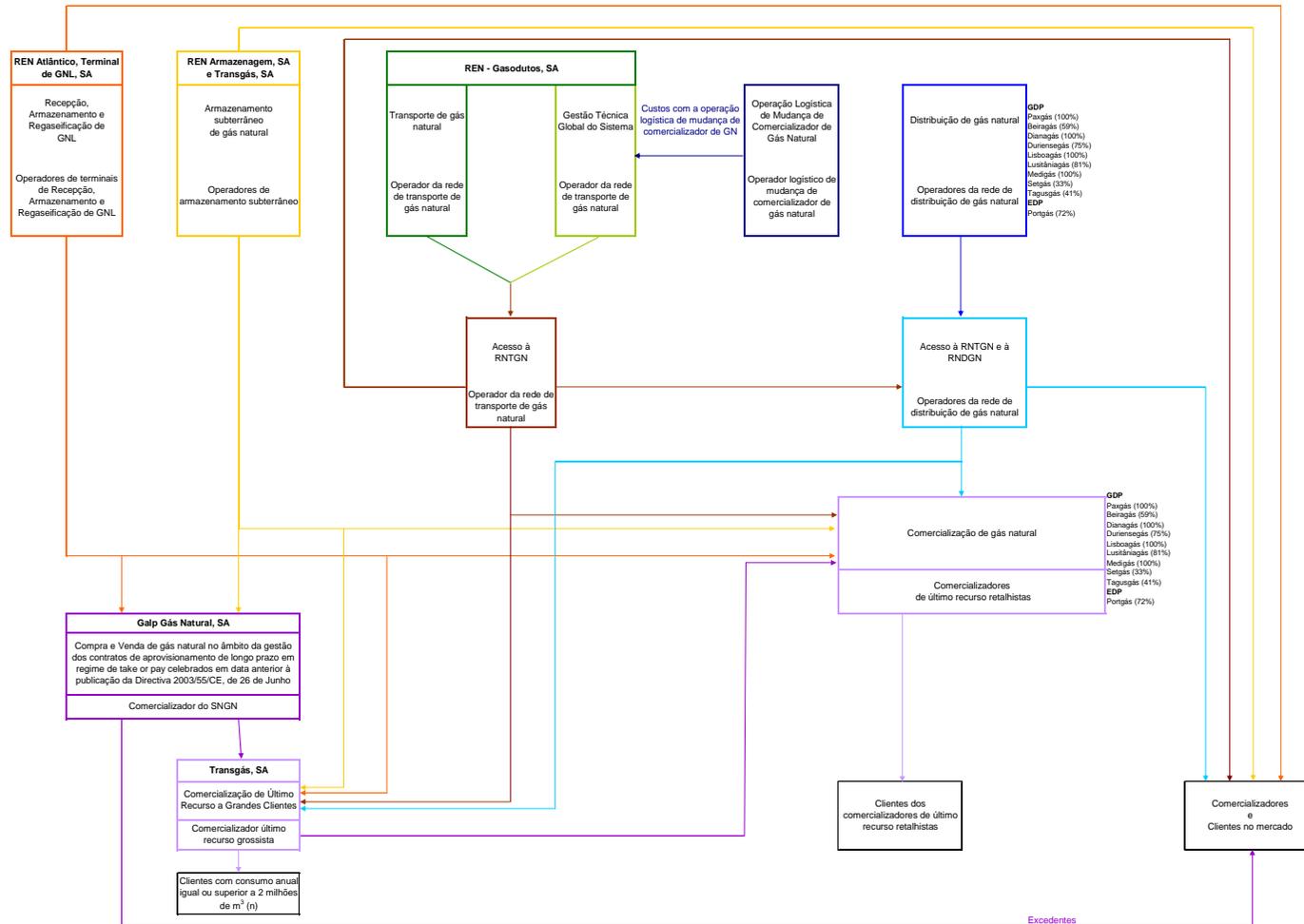
EMPRESA	Entidade	ACTIVIDADE	FORMA DE REGULAÇÃO
REN Atlântico, terminal de GNL, SA	Operador do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.  Os proveitos incorporam os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos aceite para regulação e as amortizações. O custo com capital considerado é alisado, i.e., em cada ano resulta do produto de um custo de capital unitário constante para todo o período de vida útil pelas quantidades de gás natural previstas serem regaseificadas no terminal e injectadas na rede de transporte.
REN Armazenagem, SA e Transgás Armazenagem, SA	Operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural	Armazenamento Subterrâneo de gás natural	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.
REN Gasodutos, SA	Operador da rede de transporte	Transporte de gás natural	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.  Os proveitos incorporam os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos aceite para regulação e as amortizações. O custo com capital considerado é alisado, i.e., em cada ano resulta do produto de um custo de capital unitário constante para todo o período de vida útil pelas quantidades de gás natural previstas serem transportadas.
		Gestão Técnica Global do SNGN	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.
		Actividade de Acesso à RNTGN	Passagem para os clientes dos custos da rede de transporte de gás natural

EMPRESA	Entidade	ACTIVIDADE	FORMA DE REGULAÇÃO
Beiragás, SA; Lisboagás, SA; Lusitaniagás, SA; Portgás, SA; Setgás, SA; Tagusgás, SA; Dourogás; Duriensegás; Dianagás, SA; Paxgás, SA e Medigás, SA	Operadores da rede de distribuição de gás natural	Distribuição de gás natural	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.  Os proventos incorporam os custos com capital, que englobam a remuneração da base de activos aceite para regulação e as amortizações. O custo com capital considerado é alisado, i.e., em cada ano resulta do produto de um custo de capital unitário constante para todo o período de vida útil pelas quantidades de gás natural previstas serem distribuídas.
	Comercializadores de Último Recurso Retalhistas	Comercialização de gás natural	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.
Galp Gás Natural, SA	Comercializador do SNGN	Comercialização do SNGN	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.
Transgás, SA	Comercializador de Último Recurso a Grandes Clientes	Comercialização de Último Recurso a Grandes Clientes	Regulação por taxa de remuneração e custos aceites <i>a priori</i> , em base anual.
		Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso	Passagem para os clientes dos custos com o gás natural adquirido.

O período de regulação é de três anos.

O esquema que se segue resume as relações existentes entre as diferentes actividades, evidenciando quais as empresas que as desenvolvem.

Figura 4-2 – Organização do SNGN



#### 4.1.3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

##### **PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. Não estando ainda atribuído o direito de acesso às redes, não existiam tarifas de uso das redes. As tarifas de venda de gás natural para clientes domésticos (até 10 000 m<sup>3</sup>(n)/ano) eram homologadas pelo Ministério da Economia e da Inovação. Acima do consumo de 10 000 m<sup>3</sup>(n)/ano, as tarifas eram negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

O ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural. No primeiro ano gás 2007-2008<sup>15</sup>, a regulação da ERSE abrange o estabelecimento das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE alargará a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural, fixando as tarifas de Uso das Rede de Distribuição, de Comercialização, de Energia e a tarifa resultante de Venda a Clientes Finais.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. As tarifas de gás natural são fixadas uma vez por ano e ajustadas trimestralmente. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente. Até 15 de Dezembro de cada ano, as empresas reguladas enviam à ERSE os dados físicos e contabilísticos referentes ao ano gás anterior, bem como as estimativas para o ano gás em curso e as previsões para o ano gás seguinte. Com base nessa informação, e eventuais esclarecimentos adicionais, a ERSE formula uma proposta de tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de Abril. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e envia o seu parecer até 15 de Maio. Tendo em conta esse parecer (não vinculativo), a ERSE publica, até 15 de Junho, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Julho do ano gás seguinte.

Com o objectivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o novo sistema tarifário português.

---

<sup>15</sup> Período decorrente entre 1 de Julho e 30 de Junho do ano seguinte.

Assim, consideram-se as tarifas de acesso às infra-estruturas que são aplicadas a todos os consumidores de gás natural pelo acesso às infra-estruturas em questão, mais precisamente as tarifas de acesso às redes, de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Estas tarifas de acesso às infra-estruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente, podem ser pagas directamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que compram a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de comercializadores de último recurso é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de acesso às redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectindo por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de gás natural, para abastecimento dos seus clientes.

#### **TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

Os proveitos das actividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de facturação.

Os preços das tarifas em cada actividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada actividade sejam recuperados.

A aplicação das tarifas e a sua facturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da actividade de gestão técnica global do sistema que inclui não só a operação do sistema, mais precisamente, os custos inerentes à própria actividade de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural (nomeadamente, as quantidades de gás utilizadas para fazer face à operação intradiária do sistema), os custos da actividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de gás natural e os custos da ERSE afectos ao sector de gás natural, como também alguns custos de política energética ou de interesse económico geral, onde se incluem, nomeadamente os custos previstos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da actividade de transporte de gás natural que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção das redes de transporte de gás natural.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL permite recuperar os proveitos da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção do terminal de GNL. Esta tarifa baseia-se em três parcelas, as quais se referem aos serviços de recepção de GNL, de armazenamento de GNL e de regaseificação de GNL.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo permite recuperar os proveitos da actividade de armazenamento subterrâneo de gás natural que inclui a exploração, o desenvolvimento e manutenção do armazenamento subterrâneo.

A partir do terceiro ano gás serão ainda considerados nas três últimas tarifas referidas, os custos relacionados com a promoção de desempenho ambiental e os proveitos da atribuição de capacidade das infra-estruturas em situação de congestionamento.

Adicionalmente no âmbito da comercialização de último recurso são estabelecidas as tarifas de Energia e de Comercialização.

A tarifa de Energia permite recuperar os proveitos da actividade regulada de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso que inclui os encargos de aquisição de gás natural para abastecimento dos seus clientes.

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos da actividade regulada de comercialização do comercializador de último recurso que engloba as estruturas comerciais de venda de gás natural aos seus clientes, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de gás natural.

#### **TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Os clientes que pretendam utilizar as infra-estruturas de gás natural, nomeadamente as redes, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, devem pagar as respectivas tarifas de acesso, tarifa de acesso às redes, tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, respectivamente.

O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural e inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os clientes que escolheram o seu comercializador no mercado pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente com o seu comercializador a aquisição de gás natural.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apenas são pagas se o cliente pretender utilizar as respectivas infra-estruturas.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes são calculadas a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade. A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de gás natural será efectuada de forma gradual, através da utilização de um mecanismo de limitação de acréscimos resultante da convergência das tarifas.

#### **PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Conforme referido, o ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural. De acordo com o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE abrange o estabelecimento dos preços para as tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE alargará a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural, fixando os preços para as tarifas de Uso das Rede de Distribuição, de Comercialização, de Energia e a tarifa resultante de Venda a Clientes Finais.

Esta fixação das referidas tarifas é devidamente justificada, sendo precedida de consulta ao Conselho Tarifário, órgão da ERSE onde estão representados consumidores e empresas reguladas. A ERSE publica e divulga os preços das tarifas de acesso às infra-estruturas no jornal oficial, na sua página de Internet e através de folhetos informativos. Adicionalmente, a regulamentação estabelece a obrigação de os operadores das infra-estruturas informarem e aconselharem os utilizadores das suas infra-estruturas de gás natural sobre as tarifas e preços a pagar pelo acesso às mesmas e sobre as opções tarifárias mais vantajosas e adequadas a cada situação através, designadamente, da elaboração e publicação de folhetos informativos.

#### **4.1.3.4 QUALIDADE DE SERVIÇO**

O Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural tem por objectivo estabelecer os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Nacional de Gás Natural.

O Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural aplica-se aos clientes, aos comercializadores e aos operadores das infra-estruturas do sector (operadores das redes de distribuição,

operador da rede de transporte, operadores de armazenamento subterrâneo e operadores de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito).

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural, nomeadamente através de disposições relativas a:

- Competências, responsabilidades e obrigações dos diferentes operadores e agentes envolvidos.
- Indicadores e padrões de qualidade de serviço.
- Compensações a pagar aos clientes por incumprimento dos padrões de qualidade definidos, assim como compensações a pagar pelos clientes por incumprimento das suas obrigações.
- Obrigações de verificação da qualidade de serviço - metodologias de verificação da qualidade do gás natural e da pressão de fornecimento aos clientes.
- Obrigações de divulgação da informação - Relatórios da Qualidade de Serviço.
- Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.
- Informação e avaliação do nível de satisfação dos clientes.
- Mecanismos de verificação do regulamento, tais como auditorias.

A ERSE é a entidade responsável pela publicação e fiscalização da aplicação do regulamento.

Com o objectivo de monitorizar e aferir os níveis da qualidade de serviço prestados, o Regulamento da Qualidade de Serviço é direccionado para duas vertentes específicas: a vertente técnica e a vertente comercial.

A vertente técnica refere-se a questões de fornecimento do gás natural como a continuidade de fornecimento, as características do gás natural e a pressão de fornecimento de gás natural aos clientes.

A vertente comercial refere-se ao relacionamento entre o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição ou os comercializadores e os clientes.

No que se refere à vertente técnica, o quadro seguinte apresenta informação acerca dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

**Quadro 4-1 – Indicadores gerais de qualidade de serviço**

Infra-estrutura	Indicador geral
Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito	Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (horas)
	Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (horas)
	Tempo médio efectivo de enchimento de camiões cisterna (horas)
	Tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna (horas)
	Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural
	Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de gás natural
Armazenamento subterrâneo	Cumprimento das nomeações de extracção de gás natural
	Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural
	Cumprimento energético de armazenamento
Rede de transporte	Número médio de interrupções por ponto de saída
	Duração média das interrupções por ponto de saída (minutos/ponto de saída)
	Duração média de interrupção (minutos/interrupção)
Redes de distribuição	Número médio de interrupções por cliente
	Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)
	Duração média das interrupções (minutos/interrupção)

O Quadro 4-2 apresenta os indicadores individuais de qualidade de serviço, relativamente a cada um dos clientes.

**Quadro 4-2 – Indicadores individuais de continuidade de serviço**

Infra-estrutura	Indicador individual
Redes de distribuição	Número de interrupções controláveis previstas
	Número de interrupções não controláveis
	Número de interrupções controláveis acidentais
	Duração de interrupções controláveis previstas (horas)
	Duração de interrupções não controláveis (horas)
	Duração de interrupções controláveis acidentais (horas)

Dada a construção recente das infra-estruturas de gás natural e a consequente ausência de informação relativamente ao seu desempenho, o Regulamento da Qualidade de Serviço não estabelece padrões para os indicadores gerais de continuidade de serviço, com excepção dos afectos à rede de distribuição que se apresentam no Quadro 4-3. Pelo mesmo motivo, o Regulamento da Qualidade de Serviço também não estabelece padrões para os indicadores individuais de continuidade de serviço nem quaisquer compensações.

**Quadro 4-3 – Padrões dos indicadores gerais para a rede de distribuição**

Indicadores	Classes de interrupções			
	Controláveis previstas			Controláveis acidentais
	Lisboagás		Outros operadores das redes	
	Renovação da rede	Outras situações		
Número médio de interrupções por 1000 clientes	Não definido	3,25	Não definido	Não definido
Duração média das interrupções (minutos/interrupção)	420	360	360	300

Para as características do gás natural, o Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece limites de variação, apresentados no Quadro 4-4, estabelecidos para as seguintes condições de referência: 0 °C de temperatura, 1,01325 bar de pressão absoluta e 25 °C de temperatura inicial de combustão.

**Quadro 4-4 – Características do gás natural**

Característica	Limite	
	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	48,17 MJ/m <sup>3</sup> (n)	57,66 MJ/m <sup>3</sup> (n)
Densidade	0,5549	0,7001
Ponto de orvalho da água	Não aplicável	-5°C à pressão máxima de serviço
Sulfureto de hidrogénio	Não aplicável	5 mg/m <sup>3</sup> (n)
Enxofre total	Não aplicável	50 mg/m <sup>3</sup> (n)

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece ainda a monitorização das seguintes características:

- Concentração de oxigénio.
- Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço.
- Concentração de sulfureto de carbonilo.
- Concentração de impurezas.
- Concentração mínima de metano.

A verificação das características do gás natural deve ser efectuada em pontos de entrada de gás natural no SNGN, após regaseificação nos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação ou após tratamento no armazenamento subterrâneo para injeção na rede, assim como em pontos da rede onde ocorra mistura de gás natural com diferentes proveniências.

Os operadores das redes de distribuição devem proceder à monitorização dos níveis de pressão do gás natural de forma a garantir os níveis de pressão de fornecimento aos clientes.

#### **QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL**

Do Regulamento da Qualidade de Serviço publicado pela ERSE em Setembro de 2006, resultaram um conjunto de regras relativas à qualidade comercial que visam a implementação de mecanismos de atendimento que garantam um nível mínimo de qualidade no relacionamento comercial com os clientes. Para o efeito, foram estabelecidos indicadores gerais e respectivos padrões, para as matérias que se

consideraram mais importantes nessa avaliação. O cálculo dos indicadores gerais de natureza comercial tem início em Julho de 2007.

O Quadro 4-5 apresenta os indicadores gerais e padrões de natureza comercial consagrados no Regulamento da Qualidade de Serviço.

**Quadro 4-5 – Indicadores gerais e padrões de qualidade de serviço comercial**

Indicador geral	Padrão (%)
Percentagem de casos em que o tempo de espera no atendimento telefónico é inferior ou igual a 60 segundos (%)	85
Frequência de leituras dos contadores (clientes domésticos e pequenas empresas)	Não definido
Percentagem de casos em que a assistência técnica após comunicação pelos clientes domésticos de avaria na sua instalação é inferior ou igual a 4 horas (%) Percentagem de casos em que a assistência técnica após comunicação pelos clientes não domésticos de avaria na sua instalação é inferior ou igual a 3 horas (%)	90
Percentagem de casos em que o tempo de resposta a situações de emergência é inferior ou igual a 90 minutos (%) (aplicável ao operador da rede de transporte)	80
Percentagem de casos em que o tempo de resposta a situações de emergência é inferior ou igual a 60 minutos (%) (aplicável ao operador da rede de distribuição)	80
Percentagem de casos em que o tempo de resposta a pedidos de informação escritos é inferior ou igual a 15 dias úteis (%)	100

O Regulamento da Qualidade de Serviço do gás natural também estabelece indicadores individuais, aos quais associa o pagamento de uma compensação ao cliente no valor de 20 euros, no caso de incumprimento do padrão pelo operador da rede ou comercializador de último recurso.

Os indicadores individuais e padrões previstos são:

- Activação de fornecimento aos clientes domésticos e pequenas empresas até 3 dias úteis após o momento do agendamento;
- Visita combinada às instalações dos clientes, que deverá ocorrer:
  - No intervalo de 2 horas e 30 minutos combinado (modalidade de oferta obrigatória).

- No intervalo de 5 horas com pré-aviso telefónico de 1 hora (a oferta desta alternativa é opção do operador da rede de distribuição).
- Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, que deve ocorrer no prazo máximo de 8 horas, ou até às 17 horas do dia útil seguinte, no caso dos clientes domésticos e pequenas empresas. Restabelecimento urgente, no prazo de 4 horas.
- Resposta a reclamações, no prazo máximo de 20 dias úteis.

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece igualmente normativos aplicáveis a clientes com necessidades especiais e clientes prioritários. Os fornecedores devem disponibilizar meios de comunicação e conteúdos informativos adaptados às necessidades de cada um dos clientes com necessidades especiais, visando um relacionamento comercial de qualidade, bem como informar os clientes prioritários, de forma individualizada e com antecedência das interrupções de fornecimento previstas.

São considerados clientes com necessidades especiais:

- Pessoas com limitações no domínio da visão – cegueira ou hipovisão.
- Pessoas com limitações no domínio da audição – surdez ou hipoacusia;
- Pessoas com limitações no domínio da comunicação oral.
- Pessoas com limitações nos domínios da mobilidade, impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas ou outras ajudas técnicas necessárias para o efeito.
- Pessoas com limitações no domínio do olfacto que impossibilitem a identificação de eventuais fugas de gás natural.

Para os clientes com limitações no domínio olfactivo, os operadores da rede de distribuição devem instalar e manter operacionais equipamentos que permitam a detecção e sinalização de fugas nas instalações dos clientes.

São considerados clientes prioritários: a) instalações hospitalares, centros de saúde e entidades equiparadas; b) estabelecimentos de ensino básico; c) instalações de segurança nacional; d) bombeiros; e) instalações destinadas ao abastecimento de gás natural de transporte públicos colectivos; f) protecção civil; g) forças de segurança; h) instalações penitenciárias.

No âmbito da fiscalização da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço, a ERSE deve proceder à avaliação do grau de satisfação dos clientes, através de estudos, inquéritos ou outras acções tidas por convenientes. A par desta iniciativa, cabe à ERSE a publicação anual de um Relatório de Qualidade de Serviço, bem como a resolução de conflitos através da mediação e a conciliação.

#### 4.1.3.5 LIGAÇÕES ÀS REDES

Os operadores das redes de gás natural, dentro das zonas de concessão, são obrigados a proporcionar a ligação às suas redes das instalações dos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições técnicas e legais aplicáveis.

O Regulamento de Relações Comerciais define dois tipos de elementos de ligação:

- Rede a construir – troços necessários para efectuar a ligação entre a rede existente e os ramais de distribuição necessários para satisfazer a ligação de uma ou mais instalações.
- Ramal de distribuição – troços de tubagens destinados a assegurarem em exclusivo a ligação de uma instalação ou pequeno conjunto de instalações (ex. um prédio).

Os encargos com o ramal de distribuição são suportados pelo operador da rede. No caso de clientes com consumo anual previsto inferior a 10 000 m<sup>3</sup>(n), o operador de rede só suporta o custo até um comprimento máximo de ramal a definir pela ERSE. Nestes casos, o comprimento excedente é suportado pelo requisitante como se se tratasse de rede a construir.

A rede a construir é suportada pelo requisitante aplicando um preço a publicar pela ERSE.

A regulamentação em vigor procurou introduzir uma sinalização económica quanto à escolha da localização da instalação que se pretende ligar à rede, tendo também em consideração a característica de mercado emergente ainda presente no sector do gás natural, em que parte do país ainda está a ser “gasificado”.

Em sede de informação, a regulamentação estabelece a obrigação de o operador de rede informar e aconselhar o requisitante de ligação à rede, designadamente sobre o nível de pressão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando os aspectos que integram a requisição de ligação. Esta obrigação de informação acarreta, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o estabelecimento de ligações às redes, bem como a obrigatoriedade de apresentação de orçamento para a ligação solicitada.

O Regulamento de Relações Comerciais prevê ainda um conjunto de disposições aplicáveis a novos pólos de consumo ou à reconversão de pólos de consumo existentes para permitir o consumo de gás natural (abastecidos, por exemplo, por propano).

#### 4.1.3.6 BALANÇO

No ano de 2006, o mercado português de gás natural continuou a beneficiar de uma derrogação ao abrigo da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho, em virtude de ser considerado um mercado emergente. Contudo, a abertura do mercado a 1 de Janeiro de 2007,

abrangendo inicialmente os centros electroprodutores, motivou a publicação de um novo quadro legislativo e regulamentar, o qual contempla os princípios orientadores para a gestão do encontro entre a oferta e a procura de gás natural no sistema.

Os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e procura de gás natural dentro da margem de flexibilidade resultante das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas. A violação, por parte dos agentes de mercado, das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas na rede de transporte configura uma situação de desequilíbrio individual e tem associada um regime de penalidades a aprovar pela ERSE, no âmbito do mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual. As penalidades serão estabelecidas na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de gestão técnica global do sistema. A imputação de penalidades aos agentes de mercado não os isenta da obrigação de corrigirem os desequilíbrios individuais, devendo repor as suas existências dentro dos limites estabelecidos.

Cabe aos operadores das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural proporem os quantitativos de gás natural relativos às existências máximas e mínimas das suas infra-estruturas, bem como a metodologia de afectação dessas existências aos agentes de mercado. A metodologia de afectação das quantidades de gás natural aos agentes de mercado é aprovada e publicada pela ERSE.

Tendo em vista a integridade das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural, em especial na rede de transporte, está prevista a utilização de uma reserva operacional. A reserva operacional consiste na quantidade de gás natural necessária para responder a necessidades de curto prazo, resultantes de eventuais diferenças entre os perfis injeção e extracção na rede de transporte no período intra-diário e da reposição de quantidades de gás natural resultantes da violação das existências mínimas por parte dos agentes de mercado, que possam colocar em risco a integridade da rede de transporte.

As reservas operacionais devem ser constituídas pelos agentes de mercado, sendo o seu uso da responsabilidade exclusiva do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema. As quantidades de gás natural afectas à reserva operacional, bem como a metodologia para determinação da parcela correspondente a cada agente de mercado, serão aprovadas pela ERSE mediante proposta do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema.

#### 4.1.3.7 ACESSO AO ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E OUTROS SERVIÇOS DE SISTEMA

O acesso às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural é regulado de um modo transparente e não discriminatório.

O mecanismo adoptado para a atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo de gás natural prevê a realização de programações, abertas a todos os agentes de mercado com contratos de uso do

armazenamento subterrâneo de gás natural, nas quais se atribui para horizontes temporais específicos as capacidades disponíveis para fins comerciais. No caso da procura de capacidade ultrapassar a oferta disponibilizada pelos operadores das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural, a atribuição far-se-á com recurso a leilões de capacidade.

Por sua vez, o acesso ao *linepack* por parte dos agentes de mercado decorre directamente do acesso a RNTGN. Com efeito, a RNTGN opera entre dois limites de existências, máximo e mínimo, os quais são determinados e disponibilizados anualmente pelo operador da RNTGN, dando cumprimento à regulamentação em vigor.

A diferença entre os valores anuais relativos às existências máximas e mínimas de gás natural na RNTGN constitui o *linepack*, o qual é disponibilizado aos agentes de mercado na proporção das capacidades que lhes são atribuídas na RNTGN. Assim, a cada agente de mercado com capacidade atribuída na RNTGN é automaticamente atribuída uma tolerância, que resulta da diferença entre as suas existências individuais máxima e mínima, a qual deve ser gerida para o encontro entre a oferta e procura de gás natural na RNTGN.

#### 4.1.4 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal. Neste diploma foi estabelecido o princípio da separação jurídica e patrimonial das actividades do sector do gás natural, pelo que o SNGN passou a integrar as seguintes actividades:

- Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Armazenamento subterrâneo de gás natural.
- Transporte de gás natural.
- Distribuição de gás natural.
- Comercialização de gás natural.
- Operação logística de mudança de comercializador de gás natural.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, complementa os princípios aplicáveis à organização e funcionamento das actividades do SNGN, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício de cada actividade e à organização dos mercados de gás natural, completando a transposição da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho.

No ano de 2006, os activos associados às actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo de gás natural (parcialmente) e transporte de gás natural passaram do grupo Galp para o grupo REN, sem interesses nas restantes actividades do SNGN, indo ao encontro dos princípios da Directiva.

Recorda-se que os regulamentos do gás natural publicados pela ERSE em 2006 reforçam os princípios de separação de actividades.

#### **SEPARAÇÃO CONTABILÍSTICA**

O Regulamento Tarifário, emitido pela ERSE, estipula que os operadores de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de transporte de gás natural e de distribuição de gás natural enviem à ERSE, relativamente a cada ano gás (início em Julho de um ano civil e final em Junho do ano civil seguinte), as contas reguladas de cada uma das funções, de modo a possibilitar a obtenção do balanço, da demonstração de resultados, dos respectivos anexos e dos investimentos, acompanhadas por um relatório da empresa de auditoria, que comprove que foram respeitados todos os princípios definidos para efeitos de regulação. As empresas devem, igualmente, enviar à ERSE a estimativa do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos para o ano gás em curso e os valores previsionais dos balanços, das demonstrações de resultados e dos investimentos, para os anos gás seguintes até ao final da concessão.

A ERSE, para efeito de cálculo das tarifas, tem competência para aceitar ou não os valores enviados pelas empresas. Caso não aceite, justificará sempre a sua decisão.

#### **4.1.4.1 ANÁLISE POR ACTIVIDADE**

Actualmente, em Portugal continental existe um operador do Terminal de GNL, dois operadores de armazenamento subterrâneo, um operador de transporte e 11 operadores de distribuição.

##### **4.1.4.1.1 OPERADORES DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL**

#### **Separação de actividades**

O operador de Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL – REN Atlântico -, é independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector de gás natural e exerce a sua actividade em regime de concessão de serviço público tendo os termos do contrato de concessão sido estabelecidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 106/2006, de 3 de Agosto. Esta empresa sucedeu à Transgás Atlântico, empresa do grupo GALP, que tinha gerido esta actividade desde a sua constituição (2004 ano de entrada em exploração).

A REN Atlântico é detida a 100% pela REN – Rede Eléctrica Nacional. Esta empresa em 31 de Dezembro de 2006 tinha 32 trabalhadores e tem como único cliente a Galp Gás Natural.

A actividade desenvolvida por este operador reparte-se por três funções, recepção, armazenamento e regaseificação. A recepção de GNL é feita através de instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros no Terminal de Sines, o qual permite a acostagem de navios metaneiros com capacidade de armazenamento de 40 000 m<sup>3</sup> a 165 000 m<sup>3</sup>. O armazenamento de GNL é feito em dois tanques, com capacidade total de 240 000 m<sup>3</sup>, estando prevista a possibilidade de construir mais um tanque. A regaseificação conduz à emissão de gás natural para a rede, através do gasoduto Sines – Setúbal. A empresa procede ainda ao carregamento de GNL em camiões cisterna para entrega nas UAG.

### **Separação contabilística**

A empresa efectua a separação das funções anteriormente referidas em termos contabilísticos e organizativos.

#### **4.1.4.1.2 OPERADORES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

A actividade de armazenamento subterrâneo de gás natural é exercida por dois operadores – REN Armazenagem e Transgás Armazenagem. A actividade é exercida em regime de concessão de serviço público tendo os termos dos contratos de concessão sido estabelecidos nas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, ambas de 3 de Agosto.

A Transgás Armazenagem assinou o contrato de concessão com o Estado em 26 de Setembro de 2006, tendo este a duração de 40 anos. A Transgás Armazenagem, empresa do grupo GALP, exercia esta actividade desde a sua constituição (2004), integrada na concessão atribuída à Transgás que lhe permitia exercer toda a actividade de gás natural.

No âmbito de reestruturação do SNGN ocorrida em 2006, a transferência dos activos para a REN foi acompanhada da manutenção de parte das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo no grupo GALP, através de uma concessão atribuída à Transgás Armazenagem, que integra os seguintes activos:

1. Cavidade (TGC-1S), cuja conclusão foi concluída em 2006 e a operação sido iniciada em Janeiro de 2007.
2. Cavidade (TGC-2S), cujo desenvolvimento foi reiniciado em Janeiro de 2007, com conclusão esperada para o primeiro trimestre de 2010.
3. Terrenos de implantação daquelas cavidades.
4. Zona de concessão mineira onde se prevê ser possível o desenvolvimento de duas cavidades adicionais.

A capacidade de armazenamento de gás natural desta empresa, em 31 de Dezembro de 2006, era de 350 000 m<sup>3</sup>.

A Transgás Armazenagem é detida a 100% pela Galp Gás Natural. Esta empresa tem como único cliente a empresa – mãe e durante o ano de 2006 não contratou trabalhadores.

À REN Armazenagem, empresa do grupo REN, o Estado atribuiu uma concessão que contempla os seguintes activos:

1. Cavidade TGC – 5 em operação (capacidade de armazenamento de 425 000 m<sup>3</sup>).
2. Cavidade TGC – 3 em operação (capacidade de armazenamento de 525 000 m<sup>3</sup>).
3. Cavidade TGC – 5 em construção.
4. As inerentes instalações de superfície.
5. Os direitos de utilização do subsolo para a construção de, pelo menos, mais duas cavidades de armazenamento subterrâneo, no mesmo local.

A capacidade total de armazenamento de gás natural, desta empresa, em 31 de Dezembro de 2006, era de 950 000 m<sup>3</sup>.

A REN Armazenagem é detida a 100% pela REN – Rede Eléctrica Nacional, SA. Esta empresa em 31 de Dezembro de 2006 não tinha trabalhadores (eram utilizados os trabalhadores da REN Gasodutos, dada a recente criação da empresa, a 4 de Outubro de 2006), e tem como único cliente a Galp Gás Natural, SA.

Existe um acordo de partilha de utilização das instalações de superfície entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. Todas as infra-estruturas de superfície são propriedade da REN Armazenagem. O acordo relativo à utilização das instalações de superfície sitas no Carriço estabelece que a REN Armazenagem garante à Transgás Armazenagem o acesso às instalações de lixiviação, adquiridas pela REN Armazenagem, para concluir as cavernas a construir pela Transgás Armazenagem.

### **Separação contabilística**

Pela sua natureza, as empresas Transgás Armazenagem e REN Armazenagem têm contabilidades individualizadas do resto do grupo a que cada uma delas pertence.

#### **4.1.4.1.3 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

A actividade de transporte de gás natural é exercida, em regime de concessão de serviço público, pelo operador – REN Gasodutos - empresa independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das

restantes actividades do sector de gás natural. Os termos do contrato de concessão ficaram estabelecidos na Resolução do Conselho de Ministros n.º 105/2006, de 3 de Agosto. A REN Gasodutos assinou o contrato de concessão com o Estado em 26 de Setembro de 2006, tendo este a duração de 40 anos.

A Transgás, empresa do grupo GALP, exerceu a actividade de transporte de gás natural desde a sua constituição (1993). A concessão da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) atribuída pelo Estado à REN Gasodutos resulta da necessidade de separação das actividades do sector do gás natural. São competências da entidade concessionária:

1. O transporte de gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão (>20 bar) e respectivo fornecimento de gás a entidades que detêm a concessão da distribuição de gás natural e a grandes clientes ligados directamente à rede primária (consumo anual superior a 2 milhões de m<sup>3</sup>).
2. O transporte de GNL em camiões cisterna até às UAG e respectivo fornecimento às entidades que detêm a licença de distribuição do gás natural e a grandes clientes.
3. A gestão técnica global do SNGN.
4. O planeamento, o desenvolvimento e a expansão da RNTGN e a construção das respectivas infra-estruturas e o planeamento da RNTIAT e da utilização das respectivas infra-estruturas.
5. A gestão da interligação da RNTGN com a rede internacional de transporte de alta pressão e da ligação com as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e com os terminais de GNL.
6. O controlo da constituição e da manutenção das reservas de segurança de gás natural.

A concessão contempla os seguintes activos:

1. O conjunto de gasodutos de alta pressão para transporte de gás natural em território nacional, com as respectivas tubagens e antenas.
2. As instalações afectas à compressão, ao transporte e à redução de pressão para entrega às redes de distribuição ou a clientes finais, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida e os postos de redução de pressão de 1ª classe.
3. As UAG, quando excepcionalmente substituem ligações à rede de distribuição.
4. As instalações e os equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afectas à gestão das instalações de recepção, transporte e entrega de gás natural.
5. As instalações e os equipamentos necessários à gestão técnica global do SNGN;

6. As cadeias de medida, incluindo os equipamentos de telemetria instalados nas instalações dos utilizadores da RNTGN.

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte de gás natural individualiza as seguintes actividades:

1. Transporte de gás natural.
2. Gestão Técnica Global do Sistema.

A separação das actividades anteriormente referidas é realizada em termos contabilísticos e organizativos.

A REN Gasodutos é detida a 100% pela REN – Rede Eléctrica Nacional, SA. Esta empresa em 31 de Dezembro de 2006 tinha 159 trabalhadores e tinha como único cliente a Galp Gás Natural, SA.

### **Separação contabilística**

Pela sua natureza, a empresa REN Gasodutos tem a contabilidade individualizada do resto do grupo a que pertence.

#### **4.1.4.1.4 OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

A actividade de distribuição de gás natural é exercida em regime de concessão de serviço público, por seis operadores concessionários:

1. Beiragás
2. Lisboagás
3. Lusitaniagás
4. Portgás
5. Setgás
6. Tagusgás

e por cinco operadores em regime de licença:

1. Dianagás
2. Dourogás

3. Duriensegás
4. Medigás
5. Paxgás

Estas empresas são independentes, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector de gás natural.

As bases das concessões da actividade de distribuição de gás natural ficaram estabelecidas no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho. Os contratos de concessão das empresas distribuidoras de gás natural ainda não foram assinados.

Naquele decreto-lei ficou estabelecido que são competências da entidade concessionária:

1. O recebimento, veiculação e entrega de gás natural em média e baixa pressões;
2. A construção, operação, exploração, manutenção e expansão de todas as infra-estruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

A concessão contempla, como bens afectos à concessão, na parte correspondente à área da mesma, os seguintes activos:

1. O conjunto de condutas de distribuição de gás natural a jusante das estações de redução de pressão de 1ª classe com as respectivas tubagens, válvulas de seccionamento, antenas e estações de compressão.
2. As instalações afectas à redução de pressão para entrega a clientes finais, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida, indispensável à operação e funcionamento do sistema de distribuição de gás natural.
3. As instalações e os equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afectas à gestão das instalações de distribuição e entrega de gás natural aos clientes finais.

No mesmo decreto-lei ficou definido que um ano após a entrada em vigor deste diploma (27 de Julho de 2007) as actuais sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes devem exercer a actividade de comercialização através de sociedades autónomas a constituir por elas em regime de domínio total inicial. Ora as sociedades que se encontram nesta situação são a Portgás, a LisboaGás, a Setgás e a Lusitaniagás.

No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de distribuição de gás natural individualiza as seguintes actividades:

- Distribuição de gás natural.
- Acesso à RNTGN.

As empresas terão de efectuar a separação das actividades anteriormente referidas em termos contabilísticos e organizativos. O primeiro período regulatório terá início em 1 de Julho de 2008.

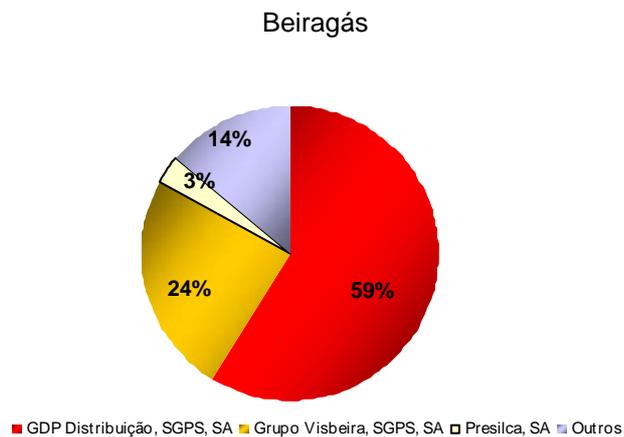
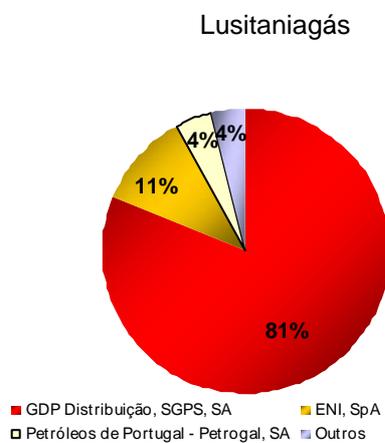
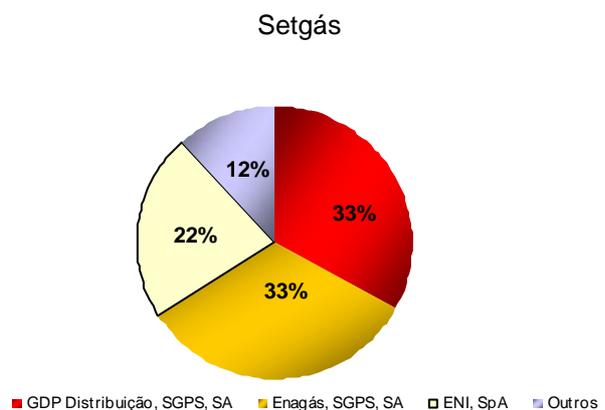
Seguidamente apresentam-se alguns dados caracterizadores dos operadores da rede de distribuição, em 31 de Dezembro de 2006:

Operadores da rede de distribuição	Nº de clientes ligados	Nº de trabalhadores
Beiragás	25 602	25
Dianagás	2 197	8
Dourogás	1 858	16
Duriensegás	nd	13
Lisboagás	459 972	248
Lusitaniagás	146 741	79
Medigás	6 763	7
Paxgás		
Portgás	161 140	110
Setgás	118 399	71
Tagusgás	17 578	28

Fonte: Relatórios e contas das empresas referidas

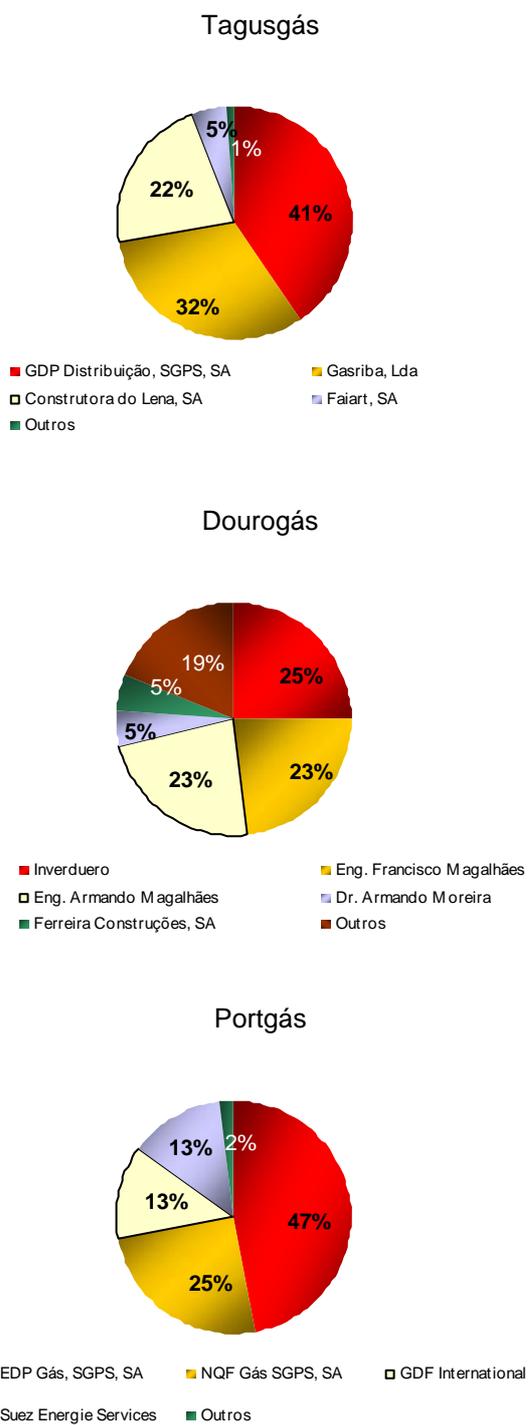
Em 31 de Dezembro de 2006, o capital social das empresas Lisboagás, Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás era detido a 100% pela GDP Distribuição, SGPS, SA. As restantes empresas são apresentadas seguidamente:

Figura 4-3 Capital social da Setgás, Lusitaniagás e Beiragás



Fonte: Relatórios e contas das empresas referidas

Figura 4-4 - Capital social da Tagusgás, Dourogás e Portgás



Fonte: Relatórios e contas das empresas referidas

#### 4.1.4.1.5 COMERCIALIZAÇÃO

O exercício desta actividade consiste na compra e venda de gás natural, para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados.

No Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, ficou definido que um ano após a entrada em vigor deste diploma (27 de Julho de 2007) as actuais sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes devem exercer a actividade de comercialização de último recurso através de sociedades autónomas a constituir por elas, em regime de domínio total inicial. Ora as sociedades que se encontram nesta situação são a Portgás, a Lisboagás, a Setgás e a Lusitaniagás.

A actividade de comercialização é separada juridicamente das restantes actividades para empresas com mais de 100 000 clientes e é exercida em livre concorrência, ficando sujeita ao regime de licença a conceder pelo Governo. Exceptua-se desta disposição a comercialização de gás natural de último recurso que fica sujeita a regulação.

O comercializador de último recurso está sujeito a obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela RPGN. O exercício desta actividade também está sujeito a licença. A actividade está separada juridicamente das restantes actividades e está sujeita a regulação. A separação jurídica só é exigida quando o número de clientes ultrapassar os 100 000.

O Decreto-Lei n.º 140/2006 veio estabelecer que à Transgás será atribuída uma licença de comercialização de último recurso, para todos os clientes que consumam anualmente quantidades de gás natural iguais ou superiores a 2 milhões de metros cúbicos normais, excluindo os produtores de electricidade em regime ordinário, com prazo até 2028. Para quantidades de gás natural inferiores, as licenças serão atribuídas às actuais empresas distribuidoras, e têm duração correspondente à dos actuais contratos de concessão ou à das actuais licenças de distribuição.

Foi criada a figura do comercializador do SNGN, cuja actividade regulada consiste na compra e venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, celebrados em data anterior à publicação da Directiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho, do Parlamento e do Conselho.

Esta actividade é independente em termos jurídicos, organizativos e de tomada de decisões das restantes entidades que actuam no âmbito do SNGN.

#### 4.1.4.1.6 OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O operador logístico de mudança de comercializador tem atribuições no âmbito da gestão da mudança de comercializador, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medida e a recolha de informação local ou à distância.

Esta actividade é independente em termos jurídicos, organizativos e de tomada de decisões das restantes entidades que actuam no âmbito do SNGN.

O operador logístico de mudança de comercializador será comum para o SNGN e para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ficando sujeito a regulação.

## 4.2 CONCORRÊNCIA

### 4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

Os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, através de contratos *take-or-pay* de longo prazo. O consumo total em 2006 foi de 3,86 bcm, tendo o gás natural sido totalmente importado pela Transgás, actualmente Galp Gás Natural, que é a empresa detentora dos contratos de aquisição de gás. A descrição mais pormenorizada do modo como o abastecimento do gás natural foi efectuado em 2006 é realizada no ponto 5.2.

### 4.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direitos de escolha de outro fornecedor.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões.

Os três maiores consumidores de gás natural são as centrais electroprodutoras:

- Tapada do Outeiro, ciclo combinado, 3x330 MW.
- Termoeléctrica do Ribatejo (TER), 3x392 MW.
- Carregado, ciclo simples, 2x125 MW.

Em 2006, o gás natural adquirido pelos centros electroprodutores representou 45% do total, o consumo dos clientes directos representou 38% e apenas 17% do gás natural foi adquirido à Transgás pelas distribuidoras regionais.

**Quadro 4-6 – Distribuição de consumos por segmentos de mercado**

	2006	2005	Variação [%]
Consumo do sector eléctrico [bcm]	1,74	1,97	-11,6
Consumo industrial [bcm]	1,47	1,41	3,8
Consumo comercial e doméstico [bcm]	0,66	0,64	2,4
<b>Total [bcm]</b>	<b>3,86</b>	<b>4,02</b>	<b>-4,05</b>

Fonte: REN

#### PREÇO DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL DURANTE O ANO DE 2006

Os procedimentos para estabelecimento das tarifas de venda de gás natural a clientes finais processam-se de maneira diferente consoante a rede a que o utilizador se encontra ligado:

- A) Instalações ligadas à Rede de Transporte de Gás Natural

A Transgás, S.A. (vendedora) obriga-se a fornecer à empresa distribuidora (compradora) e esta obriga-se a adquirir-lhe gás natural. Depois de iniciados os fornecimentos de gás natural, a compradora adquirirá à vendedora todo o gás natural que necessite para fazer face à procura na sua área de concessão. No entanto, a compradora poderá produzir ou adquirir de terceiros gases de substituição do gás natural, nos seguintes casos:

- Se obtiver prévia autorização por escrito da vendedora.
- Se a vendedora estiver temporariamente impossibilitada de fornecer.
- Se o gás de substituição se destinar ao abastecimento de novas áreas, onde e enquanto o gás natural não puder ser utilizado de forma económica.

O gás natural será fornecido a uma pressão relativa, compreendida entre 16 e 19 bar.

Os fornecimentos a grandes consumidores directos, cujo abastecimento compete à vendedora, mas se encontram na vizinhança da rede de distribuição da distribuidora, ou os fornecimentos a clientes desta que se encontram na vizinhança do gasoduto da vendedora, podem ser efectuados pela outra parte, se ambos nisso acordarem.

Os clientes da compradora que passem a consumir mais de 2 000 000 m<sup>3</sup>(n)/ano de gás natural e os clientes da vendedora, cujo consumo se torne inferior a este limite, poderão continuar a ser abastecidos, respectivamente, pela compradora ou pela vendedora, se ambas nisso acordarem.

Se a quantidade de gás natural disponível num dado momento for insuficiente para satisfazer todos os clientes da vendedora, esta dará preferência ao abastecimento da compradora e das demais concessionárias/licenciadas de distribuição de gás natural; se não for possível fornecer, por inteiro, os volumes por estas requisitados, a quantidade existente será repartida entre a compradora e as outras concessionárias de distribuição de gás natural, na proporção das respectivas quantidades levantadas nos últimos 12 meses.

Para os clientes com instalações com um consumo anual superior a 2 000 000 m<sup>3</sup>(n) de gás natural, ligados à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, propriedade da empresa Transgás, e para as empresas de distribuição, os preços do gás natural são negociados livremente nos termos dos respectivos contratos estabelecidos entre a Transgás e cada um destes utilizadores, conforme previsto do Contrato de Concessão de Serviço Público de Importação, Transporte e Fornecimento de Gás Natural firmado entre o Estado Português e a Transgás. Os preços praticados aos distribuidores pela Transgás são actualizados trimestralmente sob homologação do ministro que tutela a área da Economia, conforme estipulado nos contratos de compra e venda de gás natural estabelecidos entre estas empresas.

Para as centrais termoeléctricas com CAE que produzem energia eléctrica a partir de gás natural, os preços do gás natural decorrem de um contrato estabelecido entre a Transgás e a REN, sendo o termo fixo actualizado anualmente e o termo variável trimestralmente.

Existem duas tarifas em regime firme (tarifas A e B) e uma tarifa para o regime interruptível. A tarifa A é aplicável a clientes que utilizem o gás natural em actividades ou processos industriais com exclusão dos processos de produção combinada de calor e electricidade. A tarifa B é aplicável a clientes que utilizem o gás natural em processos de produção combinada de calor e electricidade – cogeração. O preço interruptível é aplicado no caso em que o fornecimento de gás natural pode ser interrompido mediante um pré-aviso acordado e o cliente se compromete a manter em condições de utilização um combustível alternativo. O desconto associado ao preço interruptível depende do consumo anual, do pré-aviso de interruptibilidade e do tempo máximo de interrupção anual de fornecimento de gás natural.

Tanto a tarifa A como a tarifa B já foram revistas desde a sua definição em 1997, em Maio de 2002 e Abril de 2002, respectivamente.

As alterações introduzidas no cálculo da tarifa A foram:

- O termo variável passou a estar indexado ao preço do fuel com 1% de enxofre.
- A indexação à média semestral do preço do fuel em vez da média do último mês.
- Termo fixo da tarifa A igual ao termo fixo da tarifa B.

- O desconto de quantidade da tarifa A deixou de ser uma percentagem do termo variável e passou a ser um valor absoluto.

As alterações na tarifa A não resultaram num benefício para todos os clientes, pelo que a sua aplicação tem sido efectuada de forma gradual à medida que os contratos existentes com os clientes estão a ser renovados.

A principal alteração na tarifa B foi a introdução de um desconto, que depende directamente da regularidade de funcionamento da instalação de cogeração do cliente. Como esta alteração se traduziu num preço final sempre inferior para o cliente, foi aplicada desde a data da sua revisão a todos os clientes.

▪ B) Instalações ligadas às Rede de Distribuição de Gás Natural

Para os clientes com instalações com um consumo anual superior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> de gás natural, ligadas às Redes de Distribuição de Gás Natural, os preços do gás natural são sujeitos a negociação entre as concessionárias de distribuição de gás natural e os clientes.

Para os restantes clientes com instalações em que um consumo anual é inferior a 10 000 m<sup>3</sup> de GN, ligadas às Redes de Distribuição de Gás Natural, os preços do gás natural são propostos anualmente pelas concessionárias/licenciadas de distribuição de gás natural, sendo homologados pelo ministro que tutela a área da Economia, de acordo com estabelecido nos respectivos contratos e licenças de concessão.

Os preços de gás praticados em Portugal a 1 de Janeiro de 2006 para os escalões seleccionados, publicados pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), foram os seguintes:

**Quadro 4-7 – Preços de gás natural publicados pelo Eurostat**

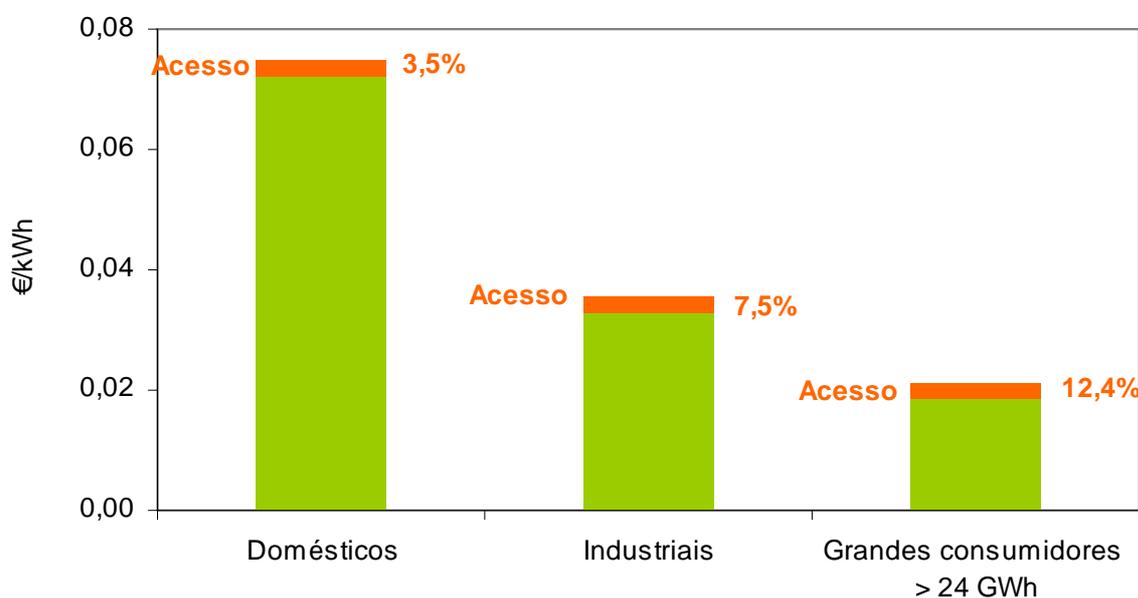
Consumidor-tipo (Eurostat)	Preço (01.01.2007)
D1 (eur/GJ) com impostos	21,97
D2 (eur/GJ) com impostos	18,63
I2 (eur/GJ) sem IVA	10,16
I3-1 (eur/GJ) sem IVA	7,76
I4-1 (eur/GJ) sem IVA	5,92
I4-2 (eur/GJ) sem IVA	5,82

Fonte: DGEG, EUROSTAT

Estes preços não se encontram ainda desagregados nas suas diferentes componentes dado o mercado não ter sido ainda completamente liberalizado, abrangendo a regulação apenas as tarifas de uso das infra-estruturas, conforme já referido.

Neste primeiro ano gás de regulação das tarifas de acesso às infra-estruturas de gás natural de alta pressão, é possível analisar o peso do preço médio pago pelo acesso às infra-estruturas (Terminal de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte e uso global do sistema) nas tarifas de venda de gás natural a clientes finais, de acordo com a Figura 4-5. Os preços apresentados são baseados nos preços médios dos consumidores tipo do Eurostat em Julho de 2006: Domésticos - consumidor tipo D1; Industriais - consumidor tipo I2; Grandes consumidores - consumidor tipo I4-1.

**Figura 4-5 – Peso do preço médio pago pelo acesso às infra-estruturas nas tarifas de venda de gás natural a clientes finais**

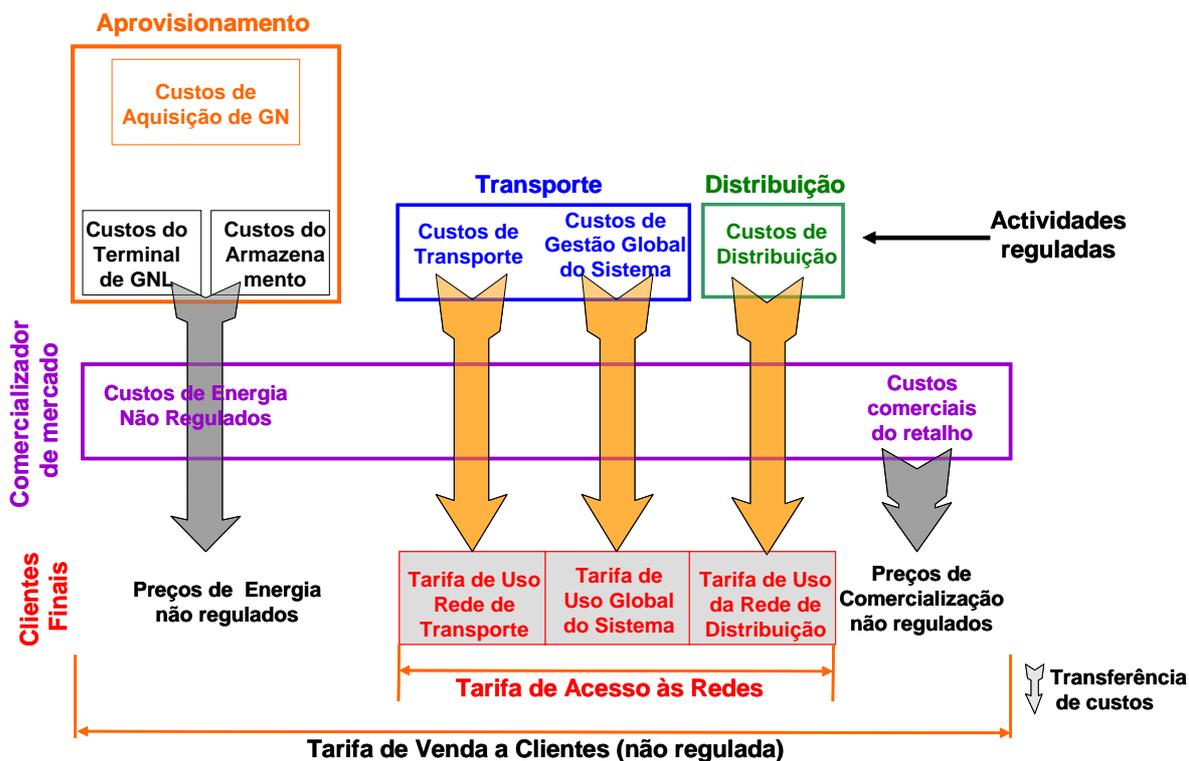


#### **METODOLOGIA FUTURA DE CÁLCULO DE TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL**

De acordo com o Regulamento Tarifário aprovado em 2006, as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes resultam da soma das tarifas de acesso às redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso. Estas tarifas serão publicadas pela primeira vez pela ERSE em 2008.

Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas referidas. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Figura 4-6 designando-se por aditividade tarifária.

Figura 4-6 – Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais



Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso, geralmente o comercializador incumbente resultante do monopólio verticalmente integrado do passado ainda com interesses em termos de propriedade nos operadores das infra-estruturas, permite assegurar a inexistência de subsidiasões cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede e restantes infra-estruturas) e actividades de mercado (comercialização e venda de gás natural);
- Clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes;
- Clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado;
- Comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

Por outro lado, na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta realidade permite evitar subsidiasões cruzadas entre clientes, e quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afectação eficiente de recursos, promotora da maximização do bem estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço

médio e por termo tarifário. Esta possibilidade está prevista na actual regulamentação do sector do gás natural.

A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

#### 4.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

A legislação publicada em 2006 e a aprovação pela ERSE dos regulamentos em Setembro desse ano constituem medidas fundamentais para o desenvolvimento da concorrência no sector do gás natural.

A entrada em vigor dos regulamentos veio estabelecer regras sobre matérias decisivas para o desenvolvimento do mercado, designadamente:

- Calendário de abertura de mercado.
- Separação de actividades.
- Modalidades de contratação de gás natural.
- Acesso às redes e às infra-estruturas.
- Tarifas de acesso às redes e às infra-estruturas.
- Procedimentos de mudança de comercializador.

#### 4.2.4 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO

Durante o ano de 2006, a única operação de concentração que ocorreu no sector do gás natural consistiu aquisição pela Construtora do Lena do total das participações no capital social da Tagusgás de outras quatro actuais accionistas da empresa. Esta aquisição conferia à Construtora do Lena uma posição de controlo conjunto sobre a Tagusgás e uma participação directa ou indirecta de 52,22% no respectivo capital social.

A Construtora do Lena, empresa notificante da operação de alteração da estrutura accionista da Tagusgás, é uma sociedade gestora de participações sociais, no que é designado por Grupo Lena. De acordo com os termos da notificação, a actividade do Grupo Lena abrange os sectores de actividade da construção civil, gás natural, indústria, imobiliária, automóveis, serviços, ambiente e comunicação, detendo igualmente actividade e interesses fora de Portugal.

A Tagusgás é detentora de um Contrato de Concessão com o Estado português, que lhe confere a distribuição de gás natural em regime de exclusividade em 38 concelhos dos distritos de Leiria,

Santarém e Portalegre. A distribuição de gás natural compreende, na organização do sector vigente ao tempo da notificação da concentração, a operação das redes respectivas e o fornecimento de gás natural. Acrescia que a Tagusgás assegurava igualmente a distribuição e o fornecimento de gás propano canalizado, nas condições especificamente autorizadas na legislação aplicável à concessão.

O parecer da ERSE, tendo presentes as actividades das entidades abrangidas na operação, evidenciou a preocupação quanto à necessidade de garantir e respeitar os princípios de transparência e igualdade de oportunidades na contratação pública de serviços por parte da Tagusgás, no que respeita a trabalhos de construção civil e obras de infra-estruturação por si adjudicados. Paralelamente, a Tagusgás não deveria promover preferencialmente a prestação de serviços de concepção, construção ou reconversão, manutenção e reparação de instalações de gás natural junto dos clientes ligados às suas redes de distribuição ou dos clientes que queiram promover uma ligação às mesmas.

Neste contexto, a Autoridade da Concorrência pronunciou-se, em 7 de Julho de 2006, no sentido de "(...) não se opor à presente operação de concentração, uma vez que a mesma não é susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado relevante da distribuição de gás natural em baixa pressão na Região do Vale do Tejo".

## 5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

### 5.1 ELECTRICIDADE

#### 5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2006

O consumo de energia eléctrica manteve em 2006 a tendência de crescimento do ano anterior com uma variação de 2,6% (3,2% com correcção de temperatura e número de dias úteis).

Em 2006, as afluências aos aproveitamentos hidroeléctricos tiveram uma distribuição muito irregular, com um começo de ano muito seco mas recuperando acentuadamente no último trimestre. No conjunto do ano, as afluências acabaram por ficar muito próximas do regime médio com um coeficiente de hidraulicidade de 0,98. As centrais hidroeléctricas em regime ordinário contribuíram para o abastecimento de 20% do consumo, enquanto as térmicas contribuíram para 51%. As entregas dos Produtores em Regime Especial continuaram a crescer acentuadamente, atingindo 18% do consumo.

Nas trocas com o estrangeiro, o saldo importador baixou 20% face ao ano anterior, tendo-se verificado que 11% do consumo nacional foi abastecido através de energia eléctrica importada de Espanha.

O consumo dos clientes no mercado liberalizado baixou 30% face ao ano anterior, representando 15% do total abastecido pela rede pública.

Em 2006 não se verificou qualquer alteração na capacidade instalada em centrais térmicas ou hidroeléctricas em regime ordinário, tendo sido instalados 787 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 136 MW instalados por produtores térmicos, 32 MW por produtores hidráulicos e 619 MW por produtores eólicos.

Na Rede Nacional de Transporte, destaca-se a entrada em serviço da linha Tunes-Estói a 150 kV, melhorando os níveis de qualidade de serviço no Algarve. Assinala-se, ainda, a entrada em serviço das novas subestações de Bodiosa (Viseu), Paraimo (Anadia) e Portimão, bem como a construção das novas linhas Castelo Branco-Ferro, a 220 kV, Bodiosa-Paraimo e Pego-Batalha, a 400 kV, e a remodelação da linha a 220 kV Fanhões-Alto de Mira, com um terno a 400 kV e outro a 220 kV.

Em termos de qualidade de serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente situou-se abaixo de 1 minuto pelo segundo ano consecutivo.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos anos de 2003 a 2006 é apresentada no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 – Repartição da produção**

	2006	2005	2004	2003
Gás	20%	24%	21%	14%
Saldo Importador	11%	14%	14%	6%
Fuel	3%	10%	4%	6%
Carvão	28%	30%	31%	31%
Hidráulica	20%	9%	20%	35%
Prod. Reg. Especial	18%	13%	10%	8%

Fonte: Dados de 2006 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2006)

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 5-2.

**Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo**

	2006	2005	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	10 204	4 523	125,6
Centrais com CAE+EDIA	9 708	4 360	122,7
Centrais em mercado	496	163	204,3
PRODUÇÃO TÉRMICA	25 478	30 621	-16,8
Centrais com CAE	19 750	25 533	-22,6
Centrais em mercado	5 728	5 088	12,6
PRODUÇÃO TOTAL EM REGIME ORDINÁRIO	35 682	35 144	1,5
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	8 756	6 545	33,8
SALDO IMPORTADOR	5 441	6 820	-20,2
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	703	568	23,8
CONSUMO TOTAL	49 176	47 941	2,6

Fonte: Dados de 2006 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2006)

A potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 30 de Janeiro com 8804 MW, valor que ultrapassa em cerca de 280 MW o anterior máximo observado em Janeiro de 2005.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 5-3.

**Quadro 5-3 – Potência máxima anual**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2006	30-Jan	8 804	3,24
2005	27-Jan	8 528	3,38
2004	09-Dez	8 249	2,52
2003	15-Jan	8 046	8,82
2002	12-Dez	7 394	-0,96
2001	17-Dez	7 466	8,36
2000	25-Jan	6 890	4,05

Fonte: Dados de 2006 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2006)

A previsão da entidade concessionária da RNT de evolução da potência máxima solicitada à rede nos próximos anos é apresentada no Quadro 5-4.

**Quadro 5-4 – Evolução da potência máxima**

Ano	Potência (MW)	Variação relativa a 2005 (%)
2006	8.804	-
2008	9.900	12,4
2011	11.150	26,6

Fonte: REN (Plano de Investimentos na RNT 2006-2011)

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 5-5.

**Quadro 5-5 – Parque electroprodutor**

	2006 (MW)	2005 (MW)	Varição (MW)
POTÊNCIA INSTALADA SEP+SENV	10.433	10.433	0
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4.582	4.582	0
Centrais com CAE+EDIA	4.339	4.339	0
Centrais em mercado	243	243	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5.851	5.851	0
Carvão	1.776	1.776	0
Fuel	1.476	1.476	0
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	197	197	0
Gás natural	2.166	2.166	0
POTÊNCIA INSTALADA P. REG. ESPECIAL	3.175	2.388	787
Produtores Térmicos	1.295	1.159	136
Produtores Hidráulicos	365	333	32
Produtores Eólicos	1515	896	619
TOTAL	13.608	12.821	787

Fonte: REN (Dados Técnicos 2006)

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 5-6.

**Quadro 5-6 – Margem de capacidade**

	2006 (MW)	2005 (MW)	2004 (MW)	2000 (MW)	2006/2000
Potência instalada total	13 608	12 821	11 708	9 947	1,37
Térmica	5 851	5 851	5 460	4 855	1,21
Hidráulica	4 582	4 582	4 386	4 184	1,10
PRE	3 175	2 388	1 862	908	3,50
Potência máxima anual	8 804	8 528	8 249	6 890	1,28
Margem de capacidade	4 804 (35%)	4 293 (33%)	3 459 (30%)	3 057 (31%)	1,57

Fonte: Dados de 2006 obtidos a partir da REN (Dados Técnicos 2006)

### 5.1.2 INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

O enquadramento legislativo em vigor em 2005 distinguia o licenciamento de investimentos no sistema electroprodutor vinculado de serviço público do licenciamento de investimentos no sistema independente, que incluía a produção em regime especial.

Os investimentos no sistema vinculado eram planeados centralmente e a sua autorização era da competência do Governo, através da DGEG e na sequência de processo de consulta pública e de selecção da entidade empreendedora, sendo os planos de expansão dos centros electroprodutores aprovados pelo Ministro da Economia e da Inovação. Os investimentos no sistema independente, apesar de resultarem da decisão dos empreendedores independentes de os realizar, estavam dependentes de autorização por parte da DGEG e condicionados por um conjunto de procedimentos de licenciamento.

Em 2006 foi aprovado um novo enquadramento legislativo consubstanciado no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, tendo sido complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. No âmbito dos princípios, esta legislação apresenta a perspectiva de que o exercício da actividade de produção de electricidade se processa em regime de livre concorrência, alinhando com a perspectiva da Directiva do mercado interno da electricidade, em que a existência de oferta adequada de electricidade depende, em primeira instância, das decisões e do comportamento dos agentes actuando em regime de livre concorrência.

Para assegurar a resposta às necessidades de instalação de novas capacidades de produção de electricidade que, tendo sido identificadas como necessárias para assegurar a segurança do abastecimento, não se mostrem possíveis de satisfazer através do regime geral de licenciamento anterior, o Governo pode pôr a concurso público, em último recurso, a adjudicação de licenças para a instalação de novos centros electroprodutores.

### 5.1.3 PLANEAMENTO

O operador da rede de transporte é responsável pelo planeamento da RNT, o qual deve assentar nos princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e processar-se segundo os critérios e a metodologia previstos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

O planeamento da RNT, cuja metodologia e processamento tem consagração no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, integra os seguintes instrumentos:

- Caracterização da RNT.
- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT).

A elaboração do PDIRT é da responsabilidade do operador da rede de transporte, que deverá respeitar:

- As orientações da política energética contidas nos planos de monitorização, da responsabilidade da DGEG e apresentados ao Ministro da Economia e Inovação, de dois em dois anos.
- As exigências técnicas e regulamentares aplicáveis, designadamente as previstas no Regulamento de Operação das Redes e no Regulamento da Rede de Transporte.
- O reforço da capacidade de entrega de energia eléctrica e de painéis de ligação formulados pelo Operador da Rede de Distribuição.
- As licenças de produção atribuídas e a ponderação de outros pedidos de ligação à RNT dos centros electroprodutores.
- Os resultados das consultas públicas aos agentes de mercado e a outras entidades interessadas.
- A caracterização da RNT, incluindo informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações e a capacidade de interligação da rede disponível para fins comerciais.
- A identificação dos principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede e os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais.

Os prazos de planeamento da RNT estão associados aos prazos de elaboração dos planos de monitorização da segurança de abastecimento, que são apresentados pela DGEG ao Ministro da

Economia e da Inovação, de dois em dois anos. O PDIRT é enviado pelo operador da rede de transporte à DGEG, sendo por esta entidade administrativa submetido a parecer da ERSE.

Os documentos relativos ao planeamento da RNT são disponibilizados aos agentes do SEN em geral e, em particular, aos interessados em novos meios de produção, designadamente através da publicitação na página do operador da rede de transporte na Internet.

Nesses documentos, o operador da rede de transporte deve ainda disponibilizar informação sobre as:

- Condições gerais redes relativas à possibilidade de ligação.
- Condições de ligação de novos meios de produção.
- Eventuais restrições decorrentes de limitações técnicas.

#### 5.1.4 NOVOS INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO

Em relação a novos investimentos previstos na produção em regime ordinário, a DGEG emitiu licenças para construção de dois grupos electroprodutores térmicos TGCC de 400 MW na Figueira da Foz e de outros dois grupos com a mesma tecnologia e igual potência no Pego. A entrada em funcionamento destes grupos está prevista para o final de 2009.

Encontra-se, actualmente, em fase de apreciação a concessão de licenças de construção de mais dois conjuntos de dois grupos TGCC a serem construídos na Figueira da Foz e em Sines.

Está em fase de concretização o reforço de potência em dois aproveitamentos hidroeléctricos no rio Douro, Picote II e Bemposta II, que contribuirão com acréscimos de potência de 240 MW e 190 MW, respectivamente. A conclusão destes reforços de potência está prevista para 2009.

Encontra-se em fase de pré-contencioso, aguardando decisão da Comissão Europeia, a construção de um novo aproveitamento hidroeléctrico no Baixo Sabor, com uma potência prevista de 170 MW.

No tocante à Produção em Regime Especial, a evolução prevista para este tipo de produção é a indicada no Quadro 5-7.

**Quadro 5-7– Evolução prevista para a PRE**

	2010
Eólica	5.150
Mini hidrica	400
Biomassa	250
Solar	150
Ondas	250
Biogás	100
Cogeração	2.000
Total (MW)	8.300

Fonte: "Energia e Alterações Climáticas", Ministério da Economia e da Inovação.  
 "Programa Nacional para as Alterações Climáticas", Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional e Ministério da Economia e da Inovação.

A produção em regime especial, para além de apoios ao investimento, tem um preço garantido para toda a sua produção. Este preço é estabelecido pelo Governo e depende da tecnologia e do diagrama de entrega da energia à rede. Na base deste preço está o cálculo dos custos evitados, incluindo os custos evitados com emissões de CO<sub>2</sub>. O sobrecusto<sup>16</sup> que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de Uso Global do Sistema.

A evolução prevista do parque electroprodutor inclui igualmente as desclassificações da central de Tunes, com 198 MW, e das centrais do Barreiro, com 56 MW, e do Carregado, com 710 MW, em 2010 e 2011, respectivamente.

## 5.2 GÁS

### 5.2.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2006

A evolução da procura de gás natural em Portugal até 2005 registou um crescimento acentuado, motivado pelo aumento do número de instalações consumidoras de gás natural, em resultado da expansão das redes de distribuição nos termos previstos nos contratos de concessão, e pelo aumento dos consumos de gás natural para a produção de energia eléctrica nas centrais de ciclo combinado da

<sup>16</sup> Calculado como a diferença entre o preço pago à produção em regime especial e o preço médio verificado no sistema eléctrico de serviço público.

Tapada do Outeiro e Termoelétrica do Ribatejo. Contudo, a evolução da procura de gás natural em Portugal de 2005 para 2006 registou uma quebra de 4,05%, que se justifica pelos seguintes aspectos:

- Diminuição da procura de gás natural para satisfação do mercado eléctrico, determinada pelo incremento da produção hidroelétrica e pelo aumento do peso da produção de energia eléctrica em regime especial.
- Estagnação da procura de gás natural no segmento dos grandes clientes<sup>17</sup>.
- Progressiva atenuação da taxa de crescimento da procura de gás natural para satisfação dos consumos nas distribuidoras regionais.

A actividade comercial verificada em 2006 é apresentada no Quadro -5-8.

**Quadro -5-8 – Actividade comercial**

	2006	2005	Varição [%]
<b>Importação [bcm]</b>	3,92	4,19	-6,53
<b>Consumo [bcm]</b>	3,86	4,02	-4,05
<b>Armazenagem [bcm]</b>	0,17	0,06	-64,52
<b>Mercado internacional [bcm]</b>	0,012	0,006	102,7

Fonte: REN Gasodutos

#### **TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL**

A entrada de gás natural na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, verificada no ano de 2006, foi de 4,26 bcm, dos quais 0,38 bcm representam trânsitos. A capacidade máxima de importação de gás natural por gasoduto é de 8,95 bcm, o que permite constatar que existe presentemente capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector.

A entrada de gás natural na RNTGN, em 2006, pelos seus pontos de entrada foi a seguinte:

- 45% por Sines (gás natural proveniente da regaseificação de GNL no Terminal da Transgás Atlântico).
- 55% por Campo Maior (gás natural proveniente da Argélia através do gasoduto do Magreb).

O Quadro 5-9 apresenta o balanço de gás natural na RNTGN para os anos de 2005 e 2006.

<sup>17</sup> Clientes com um consumo anual superior a 2 milhões de metros cúbicos de gás natural

Quadro 5-9- RNTGN – entradas e saídas

	2006	2005	Variação [%]
<b>ENTRADAS [GWh]</b>	<b>51 773</b>	<b>54 158</b>	-4,40
<b>Interligações [GWh]</b>	27 823	34 835	-20,13
▪ Merc. Interno	23 432	30 432	-23,00
▪ Trânsito	4 391	4 403	-0,27
<b>Terminal de GNL [GWh]</b>	23 148	19 318	19,83
<b>Armazenamento – Extracção [GWh]</b>	802	5	15940,00
<b>SAIDAS [GWh]</b>	<b>51 628</b>	<b>54 151</b>	-4,66
<b>GRMS [GWh]</b>	45 567	47 628	-4,33
<b>Armazenamento – Injecção [GWh]</b>	1 524	2 040	-25,29
<b>Interligações [GWh]</b>	4 537	4 483	1,20
▪ Merc. Internacional	150	74	102,70
▪ Trânsito	4 387	4 409	-0,50

Fonte: REN Gasodutos

**RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO NO TERMINAL DE GNL**

A segurança no fornecimento de gás natural e a necessidade de diversificar as fontes de aprovisionamento de gás natural determinaram, no final da década de 90, a necessidade da construção do terminal de GNL de Sines. Esta infra-estrutura começou a operar no início de 2004, tendo uma capacidade máxima de armazenagem de GNL de 240 000 m<sup>3</sup><sub>GNL</sub>, uma capacidade nominal de injecção para a RNTGN de 600 000 m<sup>3</sup>(n)/h e uma capacidade máxima de injecção de 900.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

A actividade do terminal de GNL de Sines relativamente às descargas de navios metaneiros e de enchimento de camiões cisterna, no ano de 2006, é apresentada no Quadro 5-10.

**Quadro 5-10 – Actividade do terminal de GNL – Trasfega de GNL e enchimento de camiões cisterna**

	2006	2005	Variação [%]
<b>Número total de navios metaneiros recebidos</b>	28	23	21,74
<b>Total de GNL descarregado [Mm<sup>3</sup><sub>GNL</sub>]</b>	3,46	2,88	20,14
<b>Número de enchimentos de camiões cisterna</b>	1618	1059	52,79

Fonte: REN Atlântico

O número de navios metaneiros que a Transgás Atlântico recebeu e descarregou durante 2006 aumentou cerca de 22% relativamente a 2005. Este aumento resultou no acréscimo de 20% no total de GNL descarregado no terminal, em relação ao ano de 2005. Relativamente ao enchimento de camiões cisterna, embora se tenha registado em 2006 um aumento muito significativo do número de enchimentos face ao ano anterior, esta actividade continua a representar apenas 2,1% do total de GNL processado no Terminal.

No Quadro 5-11 apresentam-se os principais dados relativos à injeção de gás natural na RNTGN e volumes de GNL armazenados no terminal, nos anos de 2005 e 2006.

**Quadro 5-11 - Características do terminal de GNL – Armazenamento e emissão**

	2006	2005	Variação [%]
<b>Total injectado na RNTGN [bcm]</b>	1,94	1,62	19,75
<b>Volume máximo diário injectado na RNTGN [Mm<sup>3</sup>(n)]</b>	13,1	11,8	11,02
<b>Volume útil máximo de GNL armazenado [m<sup>3</sup><sub>GNL</sub>]</b>	204 832	208 792	-1,90
<b>Volume útil mínimo de GNL armazenado [m<sup>3</sup><sub>GNL</sub>]</b>	-12 570	-22 403	43,59
<b>Volume útil médio anual de GNL armazenado [m<sup>3</sup><sub>GNL</sub>]</b>	111 243	101 282	9,83

Fonte: REN Atlântico

**ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL**

O Decreto-Lei n.º 140/2006 estabelece a obrigatoriedade por parte dos agentes de mercado de constituírem reservas de segurança (estratégicas) de gás natural, com o fim de serem libertadas para consumo, quando expressamente determinado pelo ministro responsável pela área da energia, para

fazer face a situações de perturbação do abastecimento. As infra-estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço visam, não só, o cumprimento da legislação em vigor no que respeita à reserva de segurança, como também pressupõem uma finalidade comercial.

A infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural consiste, simplificada, em quatro cavidades subterrâneas construídas em formações salinas naturais que utilizam uma estação única de superfície. No futuro prevê-se a construção de mais duas cavernas subterrâneas, além das quatro existentes.

O Quadro 5-12 apresenta os valores das capacidades úteis das cavidades de armazenamento da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, assim como a capacidade de emissão de gás natural para a RNTGN, em 2006.

**Quadro 5-12 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN**

Caverna Subterrânea	Capacidade de armazenamento [m <sup>3</sup> ]	Capacidade de emissão para a RNTGN [m <sup>3</sup> (n)/h]
TGC-3	530 000	300 000
TGC-5	470 000	
TGC-1S	360 000	
TGC-4 (em desenvolvimento)	550 000	

Fonte: Transgás Armazenagem

#### UNIDADES AUTÓNOMAS DE GNL

O abastecimento de GNL das Unidades Autónomas de GNL, até 2003, era assegurado a partir do terminal de Huelva (Enagás) por camiões cisterna. Após 2003, este passou a ser assegurado a partir do terminal de Sines.

O Quadro 5-13 apresenta o número e capacidade total de armazenamento das Unidades Autónomas de GNL em funcionamento em Portugal continental, nos anos de 2005 e 2006.

**Quadro 5-13 – UAG em funcionamento em Portugal continental**

	2006	2005	Variação [%]
<b>Número total de UAG</b>	13	13	0
<b>Capacidade de Armazenamento instalada [m<sup>3</sup><sub>GNL</sub>]</b>	1520	1520	0

As 13 UAG's em funcionamento em 2006 eram propriedade das seguintes entidades:

- Transgás – 9 unidades.
- Distribuidoras licenciadas – 3 unidades.
- Privados – 1 unidade.

De acordo com as características técnicas fornecidas pela Transgás, S.A., as condições típicas de emissão de gás natural, a partir das UAG's de sua propriedade são:

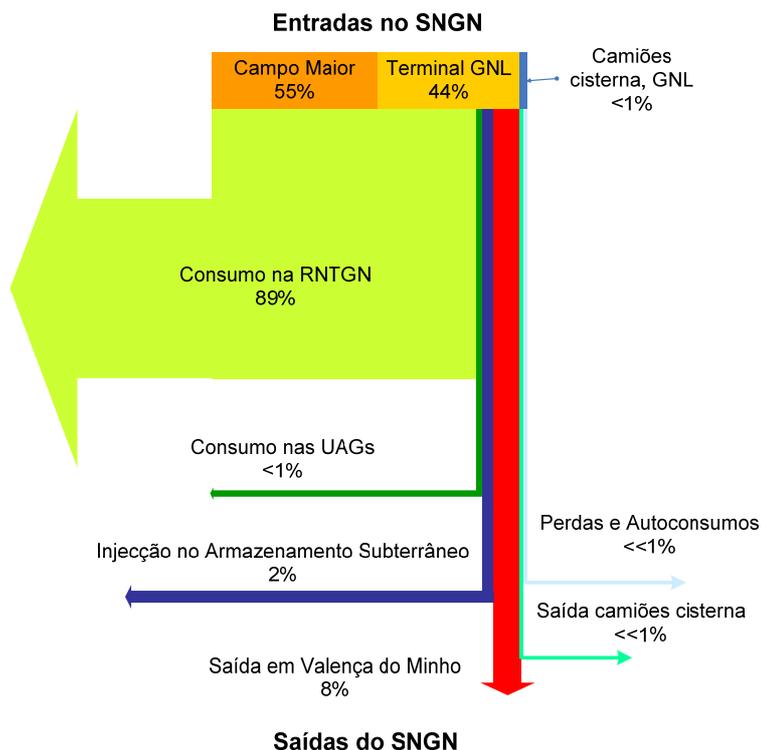
- Pressão: <4 bar.
- Capacidade de emissão para a rede: 1500 a 3000 m<sup>3</sup>(n)/h.
- Temperatura: >0 °C.

#### **CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SEGMENTO DE MERCADO**

Tal como referido na caracterização do consumo, em 2006 o gás natural adquirido pelos centros electroprodutores representou 45% do total, o consumo dos clientes directos representou 38% e apenas 17% do gás natural foi adquirido à Transgás pelas distribuidoras regionais.

Em termos de previsões para o ano gás 2007-2008, a Figura 5-1 ilustra os fluxos no sistema nacional de gás natural. Sucintamente, 89% do gás natural que entrará em Portugal Continental será consumido pelos grandes centros electroprodutores, distribuidoras regionais e outros consumidores directos. As redes de distribuição isoladas (abastecidas por camião cisterna) e as injeções no armazenamento subterrâneo representam consumos inferiores a 1% e 2% do total do gás adquirido, respectivamente.

Figura 5-1 – Previsão dos fluxos de energia no SNGN para o ano gás 2007-2008



No Quadro 5-14 apresenta-se o balanço do SNGN para o ano gás 2007-2008.

Quadro 5-14 – Fluxos de entradas e saídas de energia do SNGN, para o ano gás 2007-2008

<b>Entradas no SNGN</b>	<b>GWh/ano</b>	<b>%</b>
Campo Maior	31.686	55,1%
Terminal		
<i>Emissão RNTGN</i>	25.145	43,7%
<i>Camiões cisterna</i>	524	0,9%
Extracções do Armazenamento Sub.	143	0,2%
<b>Total</b>	<b>57.498</b>	<b>100%</b>

<b>Saídas do SNGN</b>	<b>GWh/ano</b>	<b>%</b>
RNTGN	51.319	89,3%
Camiões cisterna (UAGs)	462	0,8%
<b>Total consumo</b>	<b>51.781</b>	<b>90,1%</b>
Injecções no Armazenamento Sub.	1.285	2,2%
<b>Total Nacional</b>	<b>53.066</b>	<b>92,4%</b>
Exportação		
<i>Valença do Minho</i>	4.316	7,5%
<i>Camiões cisterna</i>	62	0,1%
<b>Total</b>	<b>57.444</b>	<b>100%</b>
Perdas e autoconsumos	54	0,09%

Fonte: REN

## 5.2.2 CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO

A empresa Transgás, SA detentora dos contratos de *take or pay*, foi redominada Galp Gás Natural, SA em Fevereiro de 2007. Deste modo, a Galp Gás Natural, SA, do grupo Galp Energia, é titular dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay*.

O primeiro contrato de aprovisionamento foi celebrado em finais de 1993 entre a Sonatrach e a Transgás. Para além deste contrato, existem ainda três contratos de longo prazo de aquisição de GNL com a Nigéria. Em 2006, três destes contratos estavam em vigor.

Seguidamente, resumem-se as principais características dos contratos de aprovisionamento:

### **CONTRATO DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL À SONATRACH**

Este contrato estabelece a obrigação de fornecimento de determinadas quantidades de gás natural por parte da Sonatrach à Transgás, actualmente Galp Gás Natural, assim como a obrigação de aquisição e de pagamento destas quantidades consumidas ou não, por parte da Galp Gás Natural. As quantidades contratuais que a Sonatrach se obriga a fornecer, designadas por quantidades anuais contratuais (QAC)<sup>18</sup>, são as seguintes:

- 1 600 000 000 m<sup>3</sup> em 1998.
- 1 900 000 000 m<sup>3</sup> em 1999.
- 2 100 000 000 m<sup>3</sup> em 2000.
- 2 500 000 000 m<sup>3</sup> entre 2001 e 2020 (último ano contratual).

### **CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO À NLNG**

Existem três contratos de aquisição de GNL com a Nigerian LNG, Limited, (NLNG): NLNG I, NLNG II e NLNG Plus. Estes contratos foram assinados por um prazo de 20 anos, com período de carência de 6 anos.

A quantidade de GNL contratada através do NLNG I é de 0,42 bcm<sup>19</sup>, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL em 2000. As entregas podem ser efectuadas em Huelva, Cartagena ou Sines.

A quantidade de GNL contratada através do NLNG II é de 1 bcm, tendo-se iniciado o fornecimento de GNL em 2002.

---

<sup>18</sup> Para um poder calorífico compreendido entre 9 150 e 9 600 kcal/m<sup>3</sup>.

<sup>19</sup> 1 bcm (billion cubic meters) = 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>.

A quantidade de GNL contratada através do NLNG Plus é de 2 bcm, tendo o seu fornecimento sido iniciado em 2006. As entregas podem ser efectuadas em qualquer terminal ibérico na Costa Mediterrânica ou em Sines.

#### PROCURA E OFERTA DE GÁS NATURAL

O quadro que se segue apresenta a evolução das quantidades consumidas, por destino, assim como das quantidades contratadas, por origem, entre 1998 e 2005. A maioria do gás natural é consumido pelos centros electroprodutores, tendo igualmente os grandes consumidores um peso importante no consumo total. No que concerne a origem do gás natural consumido, observa-se que a grande maioria do gás natural está enquadrado por contratos de longo prazo, sendo que desde 2004 a Nigéria tornou-se o principal fornecedor de gás natural consumido, ultrapassando a Argélia.

**Quadro 5-15 – Quantidades consumidas e contratadas**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>							
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Quantidades vendidas	Distribuidoras Regionais	122,6	218,0	334,0	436,6	500,0	560,2	621,9	655,7
	Turbogás	237,4	1 049,8	1 026,7	1 035,4	1 227,9	945,2	1 070,9	1 100,6
	Restante sistema electroprodutor	164,1	377,2	147,6	62,5	154,7	179,4	654,0	912,2
	Cliente c/ consumo >= 2 milhões de m <sup>3</sup> /ano	242,2	492,5	734,8	950,5	1 122,0	1 210,4	1 291,8	1 446,5
	Total contratado (1)	766,4	2 137,4	2 243,0	2 485,0	3 004,7	2 895,2	3 638,5	4 115,0
	Trading	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	538,0	376,0	119,0
	Total vendido (2)	766,4	2 137,4	2 258,0	2 485,0	3 004,7	3 433,2	4 014,5	4 234,0
Quantidades compradas e contratadas	Sonatrach quantidades compradas (4)	775,7	2 064,1	1 939,0	2 226,4	2 612,2	2 448,6	2 421,4	2 734,5
	NLNG quantidades compradas (5)	0,0	0,0	281,2	356,7	432,2	872,4	1 382,5	1 667,1
	Outros quantidades compradas (6)	0,0	0,0	84,4	0,0	0,0	22,8	149,8	103,5
	Total comprado (7)=(4)+(5)+(6)	775,7	2 064,1	2 304,6	2 583,1	3 044,4	3 343,8	3 953,7	4 505,0

Fonte: Transgás

## 6 SERVIÇO PÚBLICO

### 6.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

#### 6.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

De acordo com a legislação e a regulamentação vigentes, os diferentes sujeitos intervenientes no sector eléctrico estão sujeitos a obrigações de serviço público no exercício das suas actividades, em conformidade com o disposto na Directiva 2003/54/CE.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os novos princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, bem como sobre o exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade. Este diploma procedeu à transposição para o ordenamento jurídico português dos princípios da Directiva 2003/54/CE e consagra expressamente como obrigações de serviço público, nomeadamente as seguintes:

- h) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- i) A garantia da universalidade de prestação do serviço.
- j) A garantia da ligação de todos os clientes às redes.
- k) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- l) A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.
- m) A convergência do Sistema Eléctrico Nacional, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Os princípios gerais previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006 foram desenvolvidos pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, através do qual foram igualmente aprovadas as Bases de Concessão da RNT, as Bases de Concessão da Rede Nacional de Distribuição em MT e AT e as Bases de Concessão da Rede de Distribuição em BT. O Anexo V deste último diploma inclui ainda um conjunto de medidas de protecção dos consumidores, o qual também reproduz o conteúdo do Anexo A da Directiva 2003/54/CE.

A regulamentação ainda em vigor para o sector eléctrico foi publicada em 31 de Agosto de 2005 e reitera o elenco de obrigações de serviço público decorrente do quadro legal nacional e comunitário e consagra um conjunto de regras destinadas a contribuir para a concretização das referidas obrigações em diversas actividades, com incidência, designadamente, no relacionamento comercial com os clientes.

O exercício da actividade de produção de energia eléctrica é livre, ficando sujeito à obtenção de licença junto das entidades administrativas competentes. Esta actividade pode ser exercida em regime ordinário ou em regime especial, neste último caso quando existem incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou à produção combinada de calor e electricidade. São critérios para a atribuição de uma licença de produção, designadamente o contributo para a concretização dos objectivos de política energética, em especial no âmbito da promoção da segurança do abastecimento, tendo em vista a diversificação das fontes primárias de energia, bem como para a concretização dos objectivos da política ambiental, como os decorrentes do Protocolo de Quioto e o controlo de emissões de substâncias acidificantes.

As alterações legislativas ocorridas em 2006 conferem novas formas de relacionamento comercial entre os produtores e a entidade concessionária da RNT, em particular no que respeita à compra e venda de energia eléctrica, numa perspectiva de equilíbrio de mercado, mas sempre com o objectivo último de garantir o abastecimento, satisfazendo as necessidades dos consumidores de procura de energia eléctrica.

Através de contrato de concessão celebrado com o Estado português, a concessionária da RNT tem a seu cargo a gestão técnica global do sistema eléctrico público, a exploração da RNT e a construção das respectivas infra-estruturas. Esta entidade concessionária deve assegurar a entrega de energia eléctrica à concessionária de distribuição em MT e AT e a todos os consumidores directamente ligados à RNT. A entrega da energia eléctrica pela concessionária da RNT e a prestação do serviço de transporte devem obedecer aos padrões de qualidade de serviço que lhe são aplicáveis, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço. Ao nível da protecção do ambiente, salienta-se também que a concessionária da RNT deve pautar a sua actividade pela utilização racional dos recursos naturais, preservação e manutenção do equilíbrio ecológico.

A actividade de distribuição de energia eléctrica submete-se igualmente a obrigações de serviço público, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores cujas instalações se situem na sua área de actuação. Previamente impende sobre as concessionárias de distribuição a obrigação de ligação às suas redes, desempenhando neste domínio um serviço de carácter universal. Os distribuidores de energia eléctrica devem submeter o exercício da sua actividade aos padrões de qualidade de serviço, de natureza técnica e nalguns aspectos comerciais, estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço. À semelhança do que sucede com os demais participantes no sector, os distribuidores de energia eléctrica devem cumprir e adoptar todas as medidas previstas legal e regulamentarmente em matéria ambiental.

No que se refere à comercialização de energia eléctrica, a legislação vigente estabelece que todos os comercializadores ficam sujeitos a obrigações de serviço público. Cumulativamente às obrigações de serviço público, os comercializadores de último recurso ficam ainda sujeitos à prestação de obrigações de serviço universal que se concretizam especialmente na obrigação de fornecimento de energia

eléctrica a todos os consumidores que o solicitem, com submissão ao regime de tarifas e preços regulados, os quais devem considerar, nomeadamente os custos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial. O comercializador de último recurso que comercializa energia eléctrica em todos os níveis de tensão deve ainda dispor de um código de boa conduta, de modo a garantir princípios de independência funcional na gestão das suas actividades.

Cabe a todos os comercializadores, na qualidade de último recurso ou não, assegurar o relacionamento comercial com os consumidores de energia eléctrica, o qual é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento. Sem prejuízo de algumas obrigações específicas previstas adicionalmente para os comercializadores de último recurso, todos os contratos de fornecimento devem incluir um conjunto de elementos que contribuam para uma melhor protecção dos consumidores. A especificação de tais elementos consta de vários diplomas nacionais, que procederam à reprodução do conteúdo do Anexo A da Directiva 2003/54/CE.

Entre os deveres especiais de informação que impendem sobre os comercializadores de energia eléctrica, salienta-se ainda a disponibilização aos seus clientes finais das seguintes referências de carácter ambiental:

- A contribuição de cada fonte de energia para o total de electricidade adquirida pelo comercializador no ano anterior.
- As fontes de consulta em que se baseiam as informações facultadas ao público sobre o impacto ambiental, pelo menos no que se refere às emissões de dióxido de carbono resultantes da produção de energia eléctrica a partir das fontes de energia comercializadas no decurso do ano anterior.

Relativamente aos chamados clientes vulneráveis, assim considerados como os economicamente mais desfavorecidos, continua a salientar-se a existência de uma tarifa social, a qual se destina a consumos relativos a casas de habitação permanente, ainda que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, cuja potência contratada não ultrapasse 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh. O preço do encargo de potência na tarifa social corresponde a  $\frac{1}{4}$  do encargo de potência do escalão equivalente na tarifa simples. Paralelamente, encontram-se estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço regras específicas aplicáveis aos clientes com necessidades especiais, com incidência particular na sua vertente comercial.

As obrigações de fornecimento de energia eléctrica que recaem sobre os operadores das redes de electricidade e sobre os comercializadores de último recurso determinam que as interrupções do fornecimento e em particular as razões que lhes possam servir de fundamento sejam encaradas como acções de carácter excepcional e devidamente tipificadas, carecendo, na maioria dos casos, de serem precedidas de um pré-aviso justificativo enviado com uma determinada antecedência mínima. A falta de pagamento das facturas de electricidade constitui um dos motivos que pode conduzir à interrupção do

fornecimento, quando se trate de um cliente dos comercializadores de último recurso. No caso dos demais comercializadores, os quais assumem a responsabilidade dos seus clientes pelo pagamento dos encargos inerentes ao uso das redes, a falta de pagamento das facturas pode conduzir à cessação do contrato de fornecimento. Nesta última situação, a interrupção do fornecimento de energia eléctrica poderá ocorrer caso o cliente de um comercializador, após a cessação do contrato de fornecimento, não venha a celebrar um novo contrato, com outro comercializador, de último recurso ou não, depois de decorrido o prazo estabelecido para a mudança de comercializador.

Em 2006, para um universo de cerca de 6 milhões de clientes, em Portugal continental foram registadas 330 666 interrupções do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento das respectivas facturas dentro do prazo contratual.

### 6.1.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, bem como os aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural. Este diploma, complementado pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, procedeu à transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho e consagra expressamente como obrigações de serviço público, nomeadamente as seguintes:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- b) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças.
- c) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- d) A promoção da eficiência energética e da utilização racional e a protecção do ambiente.

Em anexos ao Decreto-Lei n.º 140/2006, são aprovadas as bases de concessão da actividade de transporte de gás natural através da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), as bases das concessões da actividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, as bases das concessões da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e as bases das concessões da actividade de distribuição de gás natural.

O processo de regulamentação do sector do gás natural decorreu em 2006, culminando na aprovação dos regulamentos da responsabilidade da ERSE, ao abrigo do disposto nos seus estatutos e no novo quadro legal mencionado. Em 25 de Setembro de 2006, foram publicados no Diário da República os seguintes regulamentos:

- Regulamento de Relações Comerciais.

- Regulamento Tarifário.
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações.
- Regulamento da Qualidade de Serviço.

Entre as obrigações de serviço público presentes nos diversos regulamentos enunciados salientam-se as seguintes:

- O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição, dentro das suas áreas de intervenção, são obrigados a proporcionar a ligação às suas redes das instalações dos clientes, dos terminais de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e das instalações de armazenamento subterrâneo que o requisitem, desde que reunidas as condições técnicas e legais para o efeito.
- Sobre os comercializadores que recebem a qualidade de comercializador de último recurso impende a obrigação de fornecimento de gás natural a todos os consumidores que o solicitem, dentro das áreas geográficas abrangidas pela concessão ou licença, em observância das exigências legais e regulamentares previstas. Nos termos dos Decretos-Lei n.º 30/2006 e n.º 140/2006, a qualidade de comercializador de último recurso retalhista encontra-se atribuída transitoriamente às entidades concessionárias e titulares de licença de distribuição de gás natural, estando previsto que as sociedades a quem são concedidas licença de comercialização de último recurso devem ser constituídas até 27 de Julho de 2007.
- O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece um conjunto de regras, com particular incidência na área do relacionamento comercial, constituindo algumas delas padrões mínimos de qualidade de serviço e cujo incumprimento fundamenta o direito a uma compensação.

## **6.2 CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO**

### **6.2.1 SECTOR ELÉCTRICO**

Todos os comercializadores de energia eléctrica ficam sujeitos às regras constantes do Anexo A da Directiva 2003/54/CE sobre o conteúdo do contrato de fornecimento, que se encontra integralmente reproduzido na legislação e na regulamentação nacionais, as quais determinam, designadamente que as condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas do consumidor antes da celebração ou confirmação do contrato e que devem ser redigidas em linguagem clara e compreensível. Os comercializadores devem igualmente informar directamente os seus clientes, de forma antecipada e fundamentada, de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes e de todos os direitos associados à alteração pretendida.

Em acréscimo, a regulamentação vigente no sector eléctrico prevê ainda a aprovação pelo regulador de um conjunto mínimo de informações que devem integrar as condições dos contratos de fornecimento celebrados com os comercializadores de último recurso, em substituição da aprovação das próprias condições gerais, conforme resultava da regulamentação anterior.

Esta alteração decorreu principalmente da liberdade de escolha do fornecedor, resultante da abertura do mercado de electricidade a todos os consumidores. Esta liberalização motivou uma regulamentação menos restritiva e mais permeável ao acordo das partes, ainda que sempre com a preocupação pela garantia do equilíbrio do mercado, para o qual é exigida a observância de obrigações de serviço público e de serviço universal, onde se incluem, nomeadamente, medidas de protecção dos consumidores.

Neste contexto, no seio dos sistemas eléctricos regulados, verificando-se a permanência da celebração de contratos de adesão, com cláusulas gerais pré-elaboradas, a regulamentação prevê que a ERSE aprove um conjunto mínimo de informações que devem integrar as condições gerais dos contratos de fornecimento a celebrar com os comercializadores de último recurso e os clientes abastecidos em BT e em MT. Este conjunto mínimo de informações não prejudica a possibilidade daqueles comercializadores incluírem nas cláusulas contratuais gerais outras informações que considerem relevantes ao serviço prestado. Esta medida regulamentar resulta igualmente do facto de se considerar que as condições contratuais gerais continuam a desempenhar a função essencial de proporcionar mais e melhor informação aos consumidores de electricidade sobre os seus principais direitos e obrigações. O conjunto mínimo das informações que devem integrar os contratos de fornecimento a celebrar no âmbito dos sistemas eléctricos regulados foi aprovado pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelos comercializadores de último recurso e após consulta às associações de consumidores, tendo sido publicado o respectivo despacho em 10 de Fevereiro de 2006.

## 6.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural, o Anexo A da Directiva 2003/55/CE prevê igualmente um conjunto de medidas para protecção dos consumidores, estabelecendo semelhantes elementos que devem estar especificados nos contratos de fornecimento de gás natural. O conteúdo do mencionado Anexo A encontra-se também reproduzido na legislação e na regulamentação nacionais mais recentes sobre o sector do gás natural.

No caso dos contratos a celebrar entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes cujo consumo anual de gás natural é inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>, a mesma regulamentação estabelece ainda a aprovação pelo regulador das condições contratuais gerais que devem integrar esses contratos de fornecimento. Esta medida mostrou-se mais consentânea com a fase actual do sector do gás natural em Portugal, estando prevista a abertura de mercado a este segmento de clientes apenas a partir de Janeiro de 2010.

A aprovação das referidas condições gerais tem subjacente os seguintes objectivos:

- Atenuar os desequilíbrios de conhecimento e de capacidade negocial, no caso dos clientes domésticos e não domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>.
- Propiciar um tratamento uniforme e não discriminatório entre os consumidores em igualdade de circunstâncias.
- Facilitar o acesso à informação.

As condições gerais que devem integrar os contratos de fornecimento de gás natural a celebrar entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> foi aprovado pela ERSE, já em 2007, na sequência de proposta apresentada pelos comercializadores de último recurso e após consulta às associações de consumidores.

Relativamente aos grandes clientes, a regulamentação proposta vai no sentido de colocar as cláusulas contratuais gerais no livre acordo com os seus comercializadores, sejam ou não de último recurso, uma vez que se reconhece que aquele tipo de clientes dispõe de conhecimento e capacidade negocial, que favorecem o equilíbrio contratual, não se justificando a aprovação pelo regulador das condições contratuais gerais enquanto medida mais proteccionista.

### **6.3 DISPOSIÇÕES LEGISLATIVAS RELATIVAS ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS**

#### **ENERGIA ELÉCTRICA**

Actualmente todos os consumidores são livres de escolher o fornecedor de electricidade. De igual modo, está consagrada a existência de um comercializador de último recurso que aplica aos seus clientes as tarifas de Venda a Clientes Finais calculadas por adição das tarifas de acesso às redes, a pagar por todos os consumidores, com as tarifas de Comercialização e de Energia do comercializador de último recurso. Estas duas últimas tarifas são calculadas por forma a recuperarem, por um lado os custos de comercialização do comercializador de último recurso e, por outro lado, os custos de aquisição de energia no mercado para abastecimento dos seus clientes. Não existe, nem está prevista, nenhuma compensação ao comercializador de último recurso pelo exercício desta actividade.

A ERSE estabelece e publica, anualmente, até 15 de Dezembro, as tarifas de Venda a Clientes Finais a pagar pelos clientes dos comercializadores de último recurso, assim como as tarifas de acesso às redes a pagar por todos os clientes. A determinação das tarifas anuais segue o princípio da aditividade tarifária assegurando-se, por esta via, que todos os clientes pagam o mesmo pelo acesso às redes independentemente do seu relacionamento comercial. Os pagamentos pelo acesso às redes só serão

diferenciados para diferentes características eléctricas associadas ao consumo da energia eléctrica ou à utilização das redes.

No que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais em BT dos comercializadores de último recurso, este mecanismo aditivo de determinação das tarifas, cujos procedimentos de cálculo estão descritos no Regulamento Tarifário da responsabilidade da ERSE, encontrava-se, até ao final do ano de 2006, sujeito a uma limitação de variação anual imposta por lei, de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho. No âmbito deste Decreto-Lei o valor global resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, em cada ano, não podia registar aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio revogar esta disposição com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2007.

A 18 de Dezembro de 2006 foi publicado o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, que aprova os mecanismos respeitantes à recuperação dos montantes relativos aos défices tarifários e aos ajustamentos tarifários e determina a limitação do acréscimo das tarifas reguladas em BTN para 2007.

Este Decreto-Lei determina que a “(...) título transitório, as tarifas a fixar para o ano de 2007, aplicáveis aos consumidores em baixa tensão normal, não podem sofrer um aumento superior a 6%, relativamente às tarifas que vigoram no ano 2006.” e que o défice tarifário que resulte da aplicação das tarifas de venda a clientes finais nos anos de 2006 e 2007, acrescido dos respectivos encargos financeiros, seja repercutido na tarifa de Uso Global do Sistema relativa à baixa tensão e seja recuperado em prestações constantes durante 10 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2008. Nestas circunstâncias a limitação de preços aplicada na BT em 2006 e na BTN em 2007 originou um défice tarifário que será pago durante os próximos 10 anos, através de uma renda de prestações constantes, por estes mesmos fornecimentos, assegurando-se a inexistência de subsidias cruzadas entre clientes de níveis de tensão ou tipo de fornecimento diferentes.

Importa referir que a partir de 1 de Janeiro de 2008 não estão previstas quaisquer limitações aos preços das tarifas.

## **GÁS NATURAL**

Até 2006, o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha de outro fornecedor. As tarifas de venda de gás natural para clientes domésticos (até 10 000 m<sup>3</sup>(n)/ano) eram homologadas pelo Ministério da Economia e da Inovação. Acima do consumo de 10 000 m<sup>3</sup>(n)/ano, as tarifas eram negociadas entre os detentores das concessões ou das licenças e os respectivos clientes.

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no desenvolvimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis, incluindo as bases das concessões.

De acordo com a legislação publicada, o ano de 2007 marca o início do estabelecimento de tarifas por actividade regulada pela ERSE no sector do gás natural.

No primeiro ano gás 2007-2008, a regulação da ERSE abrange o estabelecimento das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Durante o ano de 2007, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais continuam a ser homologados pelo Ministério da Economia e da Inovação mediante proposta das empresas concessionárias e licenciadas. No primeiro semestre de 2008 esta homologação passará a ser da responsabilidade da ERSE. A redução de custos das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo, de recepção de GNL e da rede nacional de transporte, decorrente dos valores agora estabelecidos pela ERSE, deverá ser repercutida nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

No segundo ano gás, 2008-2009, a ERSE alargará a regulação às actividades de Distribuição de Gás Natural, Comercialização de Gás Natural e Compra e Venda de Gás Natural, fixando as tarifas de Venda a Clientes Finais.