

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA**

Julho 2010

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

ÍNDICE

1	NOTA DE ABERTURA.....	1
	SIGLAS.....	3
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL	5
2.1	Mercado grossista.....	5
2.2	Mercado retalhista.....	7
2.2.1	Sector eléctrico.....	7
2.2.2	Sector do gás natural	8
2.3	Obrigações de serviço público	9
2.4	Infra-estruturas.....	11
2.4.1	Sector eléctrico.....	11
2.4.2	Sector do gás natural	13
2.5	Segurança de abastecimento.....	14
2.5.1	Sector eléctrico.....	14
2.5.2	Sector do gás natural	15
2.6	Regulação/ <i>Unbundling</i>	16
2.7	Conclusões gerais.....	16
3	REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	19
3.1	Matérias de regulação.....	19
3.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	19
3.1.2	Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição.....	20
3.1.2.1	Tarifas de acesso às redes.....	20
3.1.2.2	Balanço.....	23
3.1.2.3	Qualidade de serviço.....	26
3.1.3	Separação dos operadores das redes	29
3.1.3.1	Operador da rede de transporte e de distribuição	29
3.1.3.2	Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	31
3.2	Concorrência.....	32
3.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	32
3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais.....	41
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	49
4	REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL.....	51
4.1	Matérias de regulação.....	51
4.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas infra-estruturas	51
4.1.2	Regulação dos operadores da rede pública de gás natural	52
4.1.2.1	Tarifas de acesso às infra-estruturas de gás natural	52
4.1.2.2	Qualidade de serviço.....	54
4.1.2.3	Balanço.....	58

4.1.3	Separação dos operadores das infra-estruturas.....	58
4.2	Concorrência.....	59
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	59
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais.....	62
4.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	66
4.2.3.1	Operações de concentração e articulação com a Autoridade da Concorrência	66
4.2.3.2	Leilões de libertação de quantidades de gás natural.....	66
5	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	69
5.1	Electricidade.....	69
5.1.1	Breve caracterização de 2009.....	69
5.1.2	Novos investimentos em produção	72
5.2	Gás	73
5.2.1	Breve caracterização de 2009.....	73
5.2.2	Segurança de abastecimento no Sistema Nacional de Gás Natural	74
5.2.2.1	Reservas de segurança	74
5.2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	75
5.2.2.3	Terminal de GNL	75
5.2.2.4	Importação e diversificação de fontes de abastecimento	76
5.2.2.5	Contratos de aprovisionamento de longo prazo	78
6	SERVIÇO PÚBLICO.....	81
6.1	Tarifa Social	81
6.2	Comercializadores de Último Recurso.....	81
6.3	Interrupções do Fornecimento.....	81
6.4	Condições Contratuais Gerais.....	82
6.5	Tarifas de venda a clientes finais	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha	13
Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a actuar em Portugal, em 2009	24
Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema em 2009.....	25
Figura 3-3 – Evolução dos desvios (2009).....	25
Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por tipo de produção e capacidade instalada	32
Figura 3-5 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por agente e capacidade instalada	33
Figura 3-6 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por tipo de produção e energia produzida	34
Figura 3-7 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada	35
Figura 3-8 - Quotas de energia produzida por agente	35
Figura 3-9 - Concentração na produção em termos de produção de energia eléctrica	36
Figura 3-10 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados.....	37
Figura 3-11 – Procura em mercado spot e consumo global mensal	38
Figura 3-12 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado.....	39
Figura 3-13 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL	40
Figura 3-14 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2009.....	43
Figura 3-15 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2009.....	43
Figura 3-16 - Repartição do consumo regulado e consumo em mercado.....	46
Figura 3-17 - Evolução do número de clientes em regime de mercado em Portugal continental	47
Figura 3-18 – Penetração do regime de mercado por segmento de clientes	48
Figura 3-19 – Estrutura dos fornecimentos em regime de mercado por empresa comercializadora	49
Figura 4-1 – Repartição do aprovisionamento por infra-estrutura	60
Figura 4-2 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010.....	63
Figura 4-3 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010	63
Figura 4-4 – Número de clientes com mudança de comercializador durante o ano de 2009	65
Figura 4-5 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em regime de mercado durante o ano de 2009	66

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2009 e 2008.....	8
Quadro 2-2 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais	9
Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2009.....	12
Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2009	23
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2009	27
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2009	28
Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2009	29
Quadro 3-5 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento.....	42
Quadro 3-6 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR por nível de tensão	44
Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2008-2009	56
Quadro 4-2 – Caracterização da qualidade de serviço das redes de distribuição, ano gás 2008-2009	57
Quadro 5-1 – Repartição da produção.....	70
Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo.....	70
Quadro 5-3 – Potência máxima anual.....	71
Quadro 5-4 – Parque electroprodutor	71
Quadro 5-5 – Margem de capacidade.....	72
Quadro 5-6 – Evolução prevista para a PRE	73
Quadro - 5-7 – Evolução da procura de gás natural	74
Quadro 5-8 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN	75
Quadro 5-9 – Actividade do terminal de GNL – Trasfega de GNL	76
Quadro 5-10 - RNTGN – entradas e saídas.....	77

1 NOTA DE ABERTURA

O ano de 2009 caracterizou-se pela continuação do aprofundamento dos mercados de energia eléctrica e de gás natural visando o desenvolvimento e consolidação de um mercado de energia de dimensão ibérica que se apresenta como uma experiência positiva na perspectiva da criação do Mercado Interno de Energia na União Europeia.

Neste contexto, importa caracterizar as principais linhas de evolução verificadas no mercado grossista de energia eléctrica (MIBEL) concluindo-se, com base na experiência de quase dois anos do seu funcionamento, por uma progressiva integração dos dois mercados traduzida pelas seguintes tendências: (i) redução do preço formado em mercado; (ii) redução dos diferenciais de preços entre os dois países durante o ano de 2009 e (iii) redução significativa do tempo de separação dos mercados. Para esta evolução terão contribuído factores de ordem conjuntural, como a redução dos consumos de energia eléctrica nos dois países e a redução dos preços das energias primárias face ao ano de 2008, associados à crise económica e financeira internacional assim como factores de ordem estrutural, como a expansão da capacidade instalada em ciclos combinados em Portugal.

Relativamente ao Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGÁS), a ERSE e a CNE desenvolveram, durante 2009, um trabalho conjunto visando a harmonização das licenças de comercialização de gás no quadro ibérico, tendo apresentado aos Governos de Portugal e Espanha, no início de 2010, uma proposta de reconhecimento mútuo das licenças de comercialização de gás natural no âmbito do MIBGAS.

No que respeita à realidade nacional, o ano de 2009 ficou marcado por uma evolução favorável ao nível da concentração dos mercados. No caso do sector eléctrico, constatou-se uma ligeira redução da concentração no mercado de produção motivada pelo aumento da capacidade instalada da Produção em Regime Especial, sobretudo a partir de aproveitamentos eólicos, segmento em que o incumbente não é maioritário, e pela cedência deste de parte da sua capacidade de produção hídrica a um novo operador, na sequência de imposição do regulador da concorrência.

Relativamente ao gás natural, a ERSE concretizou, em 2009, o primeiro leilão de libertação de quantidades de gás natural que permitiu a colocação de 300 milhões de m³ destinados a promover a desconcentração do mercado do gás. Com esta medida, foi colocada à disposição dos agentes o equivalente a cerca de 6% da procura global deste ano.

Quanto aos mercados retalhistas verificou-se, no caso da electricidade, a transferência de consumidores abastecidos pelo CUR para o fornecimento em mercado, pelo facto da tarifa de venda a clientes finais praticada pelo CUR, para vigorar em 2009, ter um preço de referência para o custo da energia que se veio a verificar ser superior ao preço médio no mercado spot. Relativamente ao gás natural, o calendário de abertura de mercado legalmente definido, estabeleceu que poderiam aceder livremente à escolha de fornecedor a partir de 1 de Janeiro de 2009; todos os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n) e a partir de 1 de Janeiro de 2010 todos os clientes. Neste sentido, durante o ano em

análise, o mercado esteve aberto para os centros electroprodutores e para a totalidade dos consumidores industriais, representando cerca de 94% da dimensão global do mercado. Para a efectivação da escolha de comercializador, a gestão do processo de mudança de comercializador foi atribuída ao operador da rede nacional de transporte tendo a ERSE definido e publicado, em Março de 2009, os procedimentos e os prazos de mudança de comercializador a observar.

Na perspectiva regulatória, a ERSE desenvolveu um trabalho de supervisão que se traduziu pelo acompanhamento, continuado, da evolução do mercado grossista de electricidade e do comportamento dos agentes que nele operam, visando o reforço das condições de transparência e de integridade que devem orientar o seu funcionamento. Relativamente ao mercado retalhista de electricidade sublinha-se a actividade de monitorização de preços para a qual foi aprovada, em 2009, a metodologia “Monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia eléctrica”, em que são definidos os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores prevêem praticar no mercado, quer dos preços médios efectivamente praticados.

Quanto ao desempenho do mercado do gás natural, a ERSE concretizou, em 2009, medidas indutoras de um desempenho acrescido deste sector, consagrando, de entre outros, a aplicação dos novos modelos de regulação a aplicar no novo período de regulação correspondente ao triénio 2010-2011 a 2012-2013.

Ainda no contexto do desempenho dos sectores da electricidade e do gás natural, a transparência e um maior rigor nas transacções comerciais desenvolvidas pelos agentes exigem uma actuação independente, isenta, imparcial e responsável, principalmente por parte dos operadores das redes e outras infra-estruturas e dos CUR. Neste sentido, a revisão regulamentar aprovada pela ERSE para o sector eléctrico, no âmbito do período regulatório 2009-2011, consagrou a obrigação, destes operadores disporem de Códigos de Conduta, de promoverem a existência de páginas na Internet autónomas e de apresentarem uma proposta com vista à diferenciação de imagens.

Para os operadores do sector do gás natural, foi traçado um caminho semelhante, tendo a proposta regulamentar sido lançada em 2009, e aprovada, no início de 2010.

Finalmente, salientam-se os desenvolvimentos no âmbito das obrigações de Serviço Público, referindo-se que Portugal foi um dos Estados-Membros onde o regulador aceitou o convite da Comissão Europeia para ser a autoridade nacional responsável pela implementação de uma lista de verificação dos direitos dos consumidores de energia. Entretanto, o terceiro pacote legislativo para a energia, em que a ERSE participou activamente assumindo a presidência do *Energy Package Working Group*, no âmbito dos *trabalhos do CEER/ERGEG*, veio consagrar o dever de divulgação de um catálogo dos direitos dos consumidores de energia.

SIGLAS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar).
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar).
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - superior a 41,4 kW, (ii) Região Autónoma dos Açores - igual ou superior a 20,7 kW e seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - superior a 62,1 kW).
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - inferior ou igual a 41,4 kVA, (ii) Região Autónoma dos Açores - inferior ou igual a 215 kVA e não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - inferior ou igual a 62,1 kVA).
- CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- CEER – *Council of European Energy Regulations*.
- CNE – *Comisión Nacional de Energía*.
- CRE – *Commission de Régulation de l'Énergie*.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- ERGEG – *European Regulators Group of Electricity and Gas*.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GNL – Gás Natural Liquefeito.
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar).
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

- OMEL – *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, SA.*
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- OTC – *Over The Count*
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- TSO – *Transmission System Operator.*
- 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 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL

2.1 MERCADO GROSSISTA

GRAU DE CONCENTRAÇÃO E PODER DE MERCADO

Em 2009 foi possível observar uma ligeira redução da concentração no mercado de produção de energia eléctrica, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção verificada. Para esta evolução contribuiu decisivamente o aumento da capacidade instalada da PRE e a correspondente energia produzida, sobretudo a partir de aproveitamentos eólicos, segmento em que o incumbente não é dominante. De todo o modo, durante a segunda metade do ano, o principal operador de mercado alargou o seu portfólio de produção em regime ordinário, designadamente através de uma nova central de ciclo combinado, e cedeu parte da sua capacidade de produção hídrica a um novo operador, na sequência de imposição, para o efeito, por parte do regulador da concorrência.

Ainda do ponto de vista de concentração na produção, durante o ano de 2009 não se deu sequência aos mecanismos de cedência de capacidade de produção realizados em 2007 e 2008.

A evolução mais favorável da comercialização em regime de mercado conduziu a uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente ao aumento do volume de energia envolvida em contratação bilateral, embora a parte da contratação efectuada no mercado à vista se mantenha em valores elevados quando comparados com outros mercados.

O funcionamento do mercado grossista em 2009 beneficiou também de condições menos adversas para a formação dos preços em mercado organizado: por um lado ocorreram factores de ordem conjuntural que conduziram a menores diferenciais de preço entre as áreas de preço do MIBEL (em que Portugal se integra), como a evolução dos preços das energias primárias ou a evolução da procura global de energia eléctrica e outros de natureza estrutural, como a entrada em serviço de nova capacidade de produção, que permitiu reduzir as diferenças estruturais do parque electroprodutor entre as duas áreas do MIBEL. Neste sentido, o número de horas de separação de mercado reduziu-se significativamente, em linha com a evolução da diferença de preços entre os dois mercados que constituem o MIBEL, devendo encarar-se a integração de mercados como uma expressão acrescida de condições de exercício da concorrência mais efectivas.

Do ponto de vista regulatório, o desenvolvimento de mecanismos de supervisão de mercado por parte da ERSE procurou contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de electricidade.

No que respeita ao sector do gás natural, há a realçar o início de implementação de mecanismos de mercado para a cedência de quantidades reguladas de gás natural, através de um primeiro leilão que se veio a realizar em 2009 para o ano-gás¹ 2009-2010. De todo o modo, a evolução dos consumos de energia ao longo de 2009, associado à crise económica e financeira internacional, veio ditar a existência de condições de mercado em que a procura ficou aquém das quantidades contratadas.

Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2009 ficou marcado por uma evolução favorável ao nível do mercado grossista, quer da electricidade, quer, em menor grau, do gás natural, traduzida na redução da concentração global da produção de electricidade e, prospectivamente, do aprovisionamento de gás natural. Ainda assim, persiste um elevado grau de concentração dos dois mercados (eléctrico e do gás natural), pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS

De modo a aprofundar a integração dos mercados no quadro da criação do Mercado Interno de Energia importa registar duas iniciativas no âmbito das iniciativas regionais do ERGEG, o ERI Sudoeste para o sector eléctrico e o GRI Sul para o sector do gás natural, e, paralelamente, o MIBGAS.

O Mercado Regional do Sudoeste da Europa para a Electricidade (ERI Sudoeste) é um dos sete mercados regionais de electricidade, criados no âmbito das Iniciativas Regionais do ERGEG. O ERI Sudoeste tem como objectivo integrar os mercados eléctricos da França e da Península Ibérica (MIBEL) num único mercado regional de electricidade. O regulador sectorial espanhol, CNE, coordena a actividade do ERI Sudoeste em cooperação com a ERSE, em Portugal, e o regulador sectorial francês, CRE. Ao longo de 2009, vários passos foram dados, explicitados no ponto 3.2.1, no sentido de se aprofundar este mercado.

No âmbito da Iniciativa Regional de Gás natural para o Sul da Europa (GRI SUL), iniciada em 2006, foram desenvolvidas em 2009, várias medidas no sentido de aprofundamento desse mercado, nomeadamente através da atribuição de capacidade oferecida para o curto e o longo prazo na interligação entre França e Espanha, desenvolvidas no ponto 4.2.1.

No que diz respeito ao Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS), iniciativa conjunta da ERSE e da CNE apresentada, em 2008, aos Governos de Portugal e Espanha, assistiu-se em 2009 ao início do processo de harmonização das licenças de comercialização de gás natural ao nível ibérico, tal como exposto no ponto 4.2.1.

¹ O ano gás decorre entre 1 de Julho de cada ano e 30 de Junho do ano seguinte.

2.2 MERCADO RETALHISTA

Tendo em conta as especificidades dos mercados retalhistas de energia eléctrica e do gás natural, cada mercado será apresentado em separado.

2.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, o ano de 2009 é claramente marcado por uma retoma do segmento liberalizado do consumo de electricidade, motivada pela competitividade dos preços de energia no mercado face ao valor da mesma energia implícito nas tarifas reguladas. Adicionalmente constatou-se a redução dos diferenciais de preço de energia entre Portugal e Espanha no mercado grossista, facto que propícia a percepção de menores riscos comerciais por parte de novos entrantes.

A evolução da concentração no mercado retalhista de electricidade caracterizou-se, em 2009, por um aumento de volume do segmento liberalizado e por uma maior dispersão de quotas de mercado.

Ainda no que se refere ao mercado eléctrico, a mudança de comercializador é marcada por uma penetração significativa, em final de 2009, dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de grandes clientes e consumidores industriais, tendo atingido quotas de, respectivamente, 40% e 50% do total de consumo de cada segmento.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No que diz respeito à evolução dos preços das tarifas de venda de energia eléctrica a clientes finais em Portugal continental entre 2009 e 2008, verificou-se, a seguinte variação nominal diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento:

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais entre 2009 e 2008

	Variação 2009/2008
Tarifas de Venda a Clientes Finais	4,9%
MAT	5,9%
AT	5,9%
MT	5,9%
BT	4,4%
BTE	4,8%
BTN	4,3%

Quanto ao preço de energia eléctrica a retalho é da competência da ERSE promover a sua monitorização, assim como informar os consumidores e os restantes agentes do mercado. Neste âmbito, compete-lhe acompanhar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados. Esse acompanhamento dos preços no mercado é complementado pelos relatórios produzidos pelos organismos oficiais (INE e EUROSTAT).

Como se verá no ponto 3.2.2, a ERSE iniciou, em 2009, os procedimentos no sentido de permitir a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista.

Paralelamente, os preços de referência enviados pelos vários comercializadores a actuarem no mercado em Portugal continental, permitem à ERSE disponibilizar, no seu sítio na Internet, um simulador de preços para instalações em BTN.

2.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Em 2009 ocorreram transferências significativas de consumidores fornecidos pelos CUR para o regime de mercado. A ERSE procedeu à aprovação dos procedimentos de mudança de comercializador, o que permitiu o desenvolvimento de uma plataforma informática com capacidade para proceder à gestão dos processos de mudança de comercializador a partir de 1 de Janeiro de 2010, data a partir da qual todos os consumidores, incluindo os domésticos, passarão a escolher livremente o seu comercializador. Os procedimentos referidos seguiram as recomendações de boas práticas do ERGEG, visando reduzir a falta de transparência e assimetrias de informação na escolha de fornecedor.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Em 2009, o segmento correspondente aos clientes domésticos ainda não estava liberalizado. Os CUR que abastecem este segmento aplicam as Tarifas de Venda a Clientes Finais definidas pela ERSE.

Na tabela seguinte, apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais para o ano gás 2009-2010.

Quadro 2-2 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2009-2010/2008-2009
Consumo > 2 000 000 m ³ /ano	-7,2%
10 000 m ³ /ano < Consumo < 2 000 000 m ³ /ano	-4,6%
Consumo < 10 000 m ³ /ano	-3,9%

2.3 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

O cumprimento das obrigações de serviço público, onde se inclui a protecção dos consumidores, motivou o desenvolvimento de diversas iniciativas em 2009.

Portugal foi um dos Estados-Membros onde o regulador aceitou o convite da Comissão Europeia para ser a autoridade nacional responsável pela implementação de uma lista de verificação dos direitos consumidores de energia. Esta *checklist* foi preparada pela ERSE em colaboração com alguns parceiros, entre eles as associações de consumidores e os departamentos do Estado com competências nas áreas do consumidor e da energia. A divulgação do referido catálogo dos direitos dos consumidores de energia foi efectuada através do sítio na Internet da ERSE e dos demais participantes, por ocasião das comemorações do dia mundial dos direitos do consumidor em 2009, que se assinala a 15 de Março. Entretanto, o terceiro pacote legislativo veio consagrar o dever de divulgação de um catálogo dos direitos dos consumidores de energia.

Também em 2009, com o desenvolvimento do novo Portal Institucional da ERSE, foi lançado o Portal do Consumidor de Energia, o qual concentra informação especialmente vocacionada para responder às principais preocupações e necessidades do consumidor de energia. O desenvolvimento deste portal teve também por objectivo a disponibilização de melhor informação de modo a contribuir para a eficácia da resposta da ERSE às solicitações dos cidadãos.

O ano de 2009 foi, igualmente, marcado pela realização de inspecções aos registos de reclamações das empresas reguladas, como actividade sistemática e legalmente habilitada do regulador. Foram desenvolvidas acções de inspecção junto de 4 empresas, permitindo a verificação da aplicação, entre

outras, das regras vigentes em matéria de obrigações de serviço público, que impendem sobre os operadores das redes e comercializadores, designadamente os CUR.

A formação dos consumidores, directamente ou através das entidades que representam ou colaboram na defesa dos seus interesses, constitui o grande objectivo do Programa ERSEFORMA, o qual, no ano de 2009 incluiu a realização de várias acções de formação e de informação sobre a regulação dos sectores da electricidade e do gás natural. O programa ERSEFORMA destina-se a entidades públicas e privadas responsáveis pela aplicação da legislação do sector energético, como sejam, associações de defesa do consumidor, Julgados de Paz, Centros de Arbitragem e empresas prestadoras de serviços relacionados com os sectores regulados. Entre 2008 e 2009, a ERSE realizou 18 acções de formação, nas quais estiveram presentes 223 formandos. Importa assinalar, no ano em análise, a preparação de um novo Programa do Consumidor de Energia a lançar em 2010.

RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

A ERSE recebe, trata e responde a reclamações e pedidos de informação de todos os consumidores de energia que se lhe dirijam, através de uma equipa multidisciplinar.

A intervenção da ERSE na resolução de reclamações pode ser de dois tipos:

- Intervenções de carácter administrativo – estão nesta categoria as reclamações submetidas à ERSE que possam configurar uma violação dos normativos regulamentares da competência da ERSE, possibilitando a necessidade de aplicação de uma sanção à entidade reclamada. A intervenção da ERSE não impede, nem inibe o recurso para o tribunal, bem como das decisões da ERSE poderá haver recurso para os tribunais de natureza cível.
- Intervenções de carácter voluntário recorrendo a instrumentos de resolução alternativa de litígios – estão nesta categoria as reclamações sobre matérias que não são da competência normativa ou fiscalizadora da ERSE. Nesse âmbito, a intervenção da ERSE não é vinculativa.

Em 2009, a ERSE recebeu 3197 reclamações relativas ao sector eléctrico e 1701 reclamações relativas ao sector do gás natural. Os principais assuntos reclamados, em ambos os sectores, foram relativos a facturação e qualidade de serviço comercial, correspondendo a 87% do total de reclamações no sector eléctrico e 73% no sector de gás natural.

No que respeita aos pedidos de informação, a ERSE recebeu em 2009, aproximadamente 1200 pedidos de informação, dos quais 65% sobre o sector eléctrico e 21% sobre o sector do gás natural. Os restantes 14% foram referentes a temas externos às competências de regulação da ERSE, designadamente sobre o gás propano (8%). Em ambos os sectores os temas que suscitaram maior número de informação dizem respeito a tarifas e preços de energia eléctrica e gás natural (price and billing) e mudança de comercializador (switching).

A ERSE no âmbito da sua actividade de regulação recebe e avalia a informação relativa a pedidos de informação e reclamações prestados pelos diversos agentes dos sectores regulados (operadores das redes, operadores das infra-estruturas, comercializadores e comercializadores de último recurso).

2.4 INFRA-ESTRUTURAS

Devido às especificidades dos sectores eléctricos e do gás natural, cada sector é apresentado separadamente neste ponto.

2.4.1 SECTOR ELÉCTRICO

TARIFAS DE ACESSO

Em 2009, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes, referida no ponto 3.1.2.1.

INVESTIMENTOS EM LINHAS DIRECTAS (ART.º 22.º)

Durante 2009 não se realizou nenhum investimento a nível de linhas directas de abastecimento a clientes a partir de centros produtores dedicados.

ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Durante o ano de 2009, no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade a atribuição de capacidade baseou-se exclusivamente na atribuição de capacidade por via implícita através do mercado diário, não tendo sido realizado qualquer leilão explícito de capacidade como previsto na regulamentação em vigor em Portugal continental.

A nível de utilização da interligação entre Portugal e Espanha, observou-se uma diminuição em mais de 50% do número de horas em que as interligações estiveram à plena utilização, com a taxa de congestionamentos a descer de 62% em 2008 (5442 horas) para 38% em 2009 (2172 horas). Destaca-se, igualmente, a tendência para a redução do diferencial de preços entre Portugal e Espanha, com um valor médio anual de 0,67 €/MWh contra 5,50 €/MWh registado em 2008. Ao longo de 2009, registaram-se, ainda, cerca de 223 horas em que a interligação esteve congestionada no sentido de exportação Portugal – Espanha.

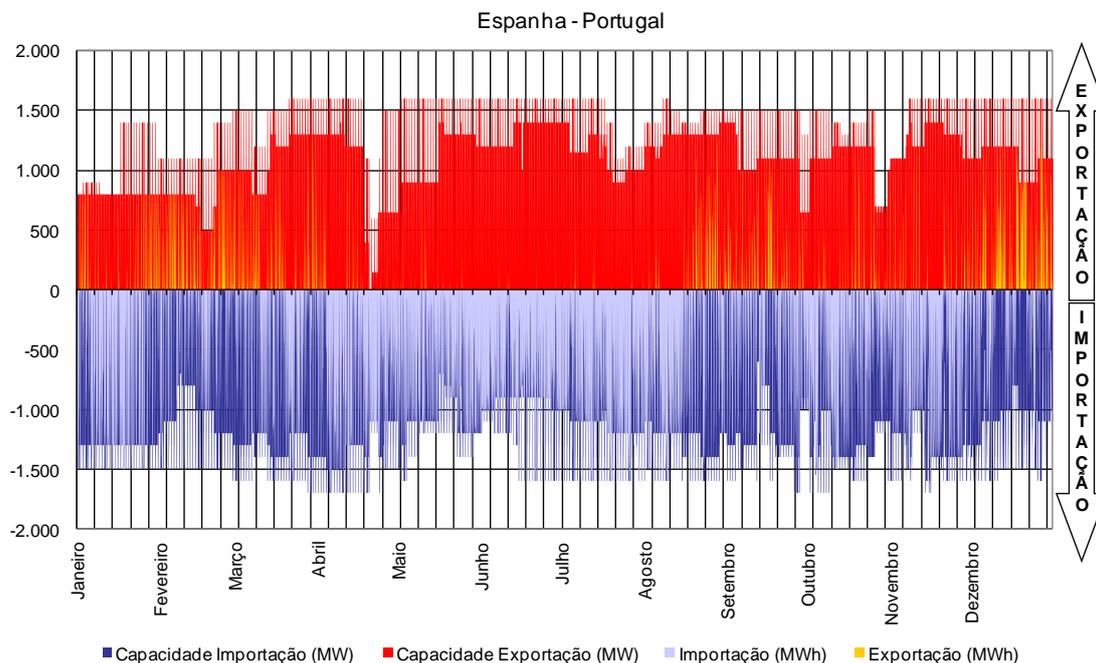
Quadro 2-3 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2009

Mês	Congestionamento (horas mensais)		Diferencial das médias aritméticas de preços (€/MWh)
	n.º horas	% horas	Médio
Janeiro	274	37%	1,54
Fevereiro	136	20%	- 0,44
Março	103	14%	0,03
Abril	200	28%	1,18
Maiο	252	34%	1,14
Junho	351	49%	1,63
Julho	271	36%	0,96
Agosto	148	20%	0,53
Setembro	107	15%	0,40
Outubro	113	15%	0,43
Novembro	126	18%	0,84
Dezembro	91	12%	- 0,26
Média do Ano	181	25%	0,67

Fonte: ERSE, OMEL

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha.

Figura 2-1 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

O ano de 2009 reforça a tendência de convergência entre os preços do mercado em Portugal e Espanha, associado a uma redução significativa do número de horas de congestionamento, assinalando ainda a inversão dos sentidos dos trânsitos na interligação em diversas ocasiões.

2.4.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

TARIFAS DE ACESSO

Em 2009, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Infra-estruturas, desenvolvida no ponto 4.1.2.1.

CAPACIDADE E USO DAS INTERLIGAÇÕES

Tal como em 2008, os mercados de gás natural na Península Ibérica continuam a ser marcados pelo recurso preponderante a contratos de abastecimento de longo prazo do tipo “take or pay”.

INVESTIMENTOS (ART.º 22.º)

O regime de acesso às infra-estruturas do SNGN é regulado, não tendo sido aplicadas derrogações ao abrigo do artigo 22.º da Directiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho.

ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE

As infra-estruturas de gás natural são recentes em Portugal, dispondo ainda de uma capacidade superior às actuais necessidades. Em consequência, não se têm verificado congestionamentos nas infra-estruturas do SNGN. Não obstante, o quadro regulamentar em vigor inclui mecanismos de atribuição das capacidades disponíveis nas infra-estruturas do SNGN prevendo mecanismos de resolução de congestionamentos, recorrendo a soluções de mercado.

2.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

2.5.1 SECTOR ELÉCTRICO

COMPETÊNCIAS DA ENTIDADE REGULADORA

No quadro legal português, publicado em 2006, as competências no âmbito da segurança do abastecimento são da responsabilidade do Governo.

DESENVOLVIMENTO DOS INVESTIMENTOS

Em 2009 registou-se um acréscimo de 944 MW na capacidade instalada em regime especial, atingindo-se 5470 MW no final de 2009. Em particular, a produção eólica quase duplicou a capacidade instalada, atingindo 3357 MW.

A nível do parque electroprodutor, regista-se ainda o recente reforço em centrais de ciclo combinado na região centro do país (870 MW) e a construção já aprovada, de novos aproveitamentos hidroeléctricos até 2020, incrementando significativamente a capacidade hídrica instalada.

Quanto ao investimento na rede nacional de transporte, destaca-se por um lado a conclusão de um conjunto de projectos nas regiões norte e centro do país destinados à recepção de PRE (eólica), e, por outro, a construção de uma nova linha de 400kV na região Centro-Sul permitindo o reforço da segurança de abastecimento e a melhoria da qualidade de serviço nessa região. Finalmente, a abertura de uma nova subestação na zona Nordeste do país constitui-se, a par do reforço da rede local de transporte de 220kV e 400kV, num importante investimento com vista ao aumento da capacidade de interligação.

DESENVOLVIMENTO DO BALANÇO PROCURA/OFERTA

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, referida à capacidade instalada, cresceu no último ano para 45% face aos

40% registados em 2008 e 35% registados em 2006 e 2007. Para tal, contribuiu a entrada em funcionamento de 2 novos grupos térmicos de ciclo combinado totalizando 870 MW. Para informação mais detalhada, consultar o ponto 5.1.2.

DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES E DAS ORIGENS

Em 2009, o consumo de energia eléctrica foi abastecido nas seguintes proporções: gás natural (23%), saldo importador (9%), fuel (1%), carvão (24%), hidráulica (14%) e PRE (29%).

2.5.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

COMPETÊNCIAS DA ENTIDADE REGULADORA

No quadro legal português, as competências no âmbito da segurança do abastecimento são da responsabilidade do Governo.

DESENVOLVIMENTO DOS INVESTIMENTOS

Em 2009, iniciou-se o desenvolvimento dos projectos de investimento submetidos a aprovação ministerial através do PDIR².

Neste ano manteve-se o investimento no reforço da capacidade na infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural no Carriço, com a conclusão e entrada em exploração da cavidade TGC-4 e o desenvolvimento do projecto de uma nova caverna TGC-2 com previsão de entrada em exploração no final de 2011.

Por outro lado, em 2009, nas infra-estruturas do terminal de GNL de Sines também se iniciou o projecto de expansão que consiste na construção do terceiro tanque de armazenamento de GNL, no reforço da capacidade de emissão de gás natural para a rede de transporte e na construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna.

As infra-estruturas de armazenamento subterrâneo e o terminal de GNL permitem satisfazer 20 dias de consumo para uso domésticos e 15 dias de consumo de duas centrais de ciclo combinado a gás natural, nos termos do estabelecido no Capítulo XI do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

² O Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT, abrange a RNTGN, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

No que diz respeito às fontes de abastecimento, estas são apresentadas no ponto 5.2

2.6 REGULAÇÃO/UNBUNDLING

A necessidade de diferenciar a imagem dos operadores das redes e do CUR, entre eles e em relação às demais entidades que actuam nos sectores da electricidade e do gás natural, vai surgindo cada vez mais como uma característica importante da obrigatoriedade da separação jurídica de actividades nas empresas verticalmente integradas.

A transparência do mercado e uma maior clareza nas transacções comerciais desenvolvidas exigem uma actuação independente, isenta, imparcial e responsável, principalmente por parte dos operadores das redes e outras infra-estruturas e dos CUR. Neste sentido, a regulamentação aprovada pela ERSE reitera a obrigação de dispor de Códigos de Conduta, desenvolver páginas na Internet autónomas e apresentar proposta com vista à diferenciação de imagens.

Em 2009, no sector eléctrico, assistimos à implementação de algumas destas medidas, designadamente a adopção dos Códigos de Conduta pelos operadores das redes e pelo CUR. Inseridos nestes Códigos de Conduta, mas com divulgação destacada nas páginas na Internet e nos locais das empresas destinados ao atendimento presencial, foi elaborado um conjunto de procedimentos a utilizar por quem presta o serviço de atendimento aos consumidores.

As páginas na Internet do operador da rede de distribuição e do CUR foram autonomizadas entre elas, relativamente à da empresa-mãe e à das restantes entidades do sector eléctrico. Na sequência da apreciação prévia da ERSE, acresceram ainda outras medidas visando a separação de imagens, algumas ainda em curso, nomeadamente a colocação da identidade de cada empresa em função da respectiva actividade, nas facturas, nas cartas de resposta a pedidos de informação e a reclamações, nos cartões de visita e nos folhetos informativos, bem como a identificação das empresas que partilham o espaço destinado aos serviços de atendimento aos consumidores.

No sector do gás natural, o caminho anteriormente descrito para o sector eléctrico foi seguido com a proposta regulamentar lançada ainda em 2009, tendo sido aprovada e publicada a revisão regulamentar correspondente já no início de 2010.

2.7 CONCLUSÕES GERAIS

Relativamente ao 3.º Pacote sobre Mercado Interno de Energia, a ERSE participou, activamente, nos trabalhos realizados pelo CEER/ERGEG.

Neste contexto, importa referir que alguns dos pilares que o diferenciam face às directivas em vigor, já foram implementados em Portugal, salientando-se, de entre outros, o caso do *unbundling* dos operadores das redes de transporte dos sectores eléctrico e do gás natural. Tal não invalida que o regime de separação de actividades estabelecido na legislação portuguesa, em sede da transposição das Directivas que integram o 3.º Pacote, não possa vir a ser melhorado.

A nova Directiva 72/2009/EC resultante do 3º Pacote vem estabelecer princípios que visam reforçar a independência dos TSO, nomeadamente, pela implementação do *ownership unbundling* para os operadores da rede de transporte, ao definir que os Estados-Membros devem assegurar que o controlo do TSO não possa ser exercido, directa ou indirectamente, por quem exerça actividades de produção ou de comercialização de energia. Esta nova realidade levará ao acompanhamento mais próximo das actividades do operador da rede de transporte e das participações no capital accionista da empresa.

No sector do gás natural, tal como na electricidade, a nova Directiva 73/2009/EC vem estabelecer princípios que visam reforçar a independência dos TSO, nomeadamente, pela implementação do *ownership unbundling*. Registe-se que desde 2006, os operadores da RNTGN, do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo de gás natural, que integram o grupo REN, são independentes, em termos funcionais, jurídicos e de propriedade, dos agentes de mercado.

Quanto ao incremento da independência dos reguladores previsto nas novas directivas, importa referir as expectativas, da ERSE, relativas a uma maior autonomia de gestão na execução do orçamento bem como a consolidação e alargamento das competências para além da implementação do regime sancionatório já atribuído, mas cujo exercício terá de ser objecto de diploma legal específico.

3 REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

3.1.1 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Face a 2008, não se registaram alterações a nível do modelo de gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente a nível do modelo de atribuição de capacidade física, sendo esta atribuída, exclusivamente, através de um mecanismo de *market splitting* implementado no mercado diário e intradiário do MIBEL.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de Julho de 2007, tendo por base um mercado diário único (OMEL) que sustenta o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, sendo este último regulamentado pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas:

- Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho e Decisão n.º 2006/770/CE que altera o seu anexo.
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).
- Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.
- Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal – Espanha.

Na sequência de solicitação dos Governos dos dois países, o Conselho de Reguladores propôs a implementação de um mecanismo de atribuição de direitos físicos de capacidade de interligação através de leilões explícitos de capacidade, em horizonte temporal anterior ao horizonte diário. Esta proposta não veio a ser acolhida pelo governo espanhol que, em 2009, publicou a *Orden ITC/1549/2009* pelo *MITyC* espanhol, que estabelece um mecanismo de leilão de produtos financeiros derivados para a cobertura da diferença de preços entre as zonas portuguesa e espanhola do MIBEL, com aplicação em Espanha e que difere do mecanismo anteriormente publicado pela ERSE, tendo-se já realizado dois processos de leilão, em Junho e Dezembro de 2009.

3.1.2 REGULAÇÃO DAS EMPRESAS DE REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

3.1.2.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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 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 processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

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 CUR é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas reflectem por um lado, os custos de comercialização do CUR e por outro, os custos de aprovisionamento de energia, 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.

Para cada uma das actividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, Uso da Rede de Distribuição em BT, Energia e Comercialização.

Os preços das tarifas em cada actividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais e que os proveitos permitidos em cada actividade são recuperados.

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

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 preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR são calculadas a partir das tarifas por actividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiação cruzadas entre clientes, e garantir uma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de facturação é que esse valor é considerado. 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.

FORMAS DE REGULAÇÃO

Em 2009 consagrou-se pela primeira vez a aplicação dos novos modelos de regulação definidos em 2008 para o novo período de regulação, que corresponde ao triénio 2009 a 2011. Das principais alterações destacam-se, por agente, as seguintes:

- Operador da rede de transporte - passou-se de um modelo por taxa de remuneração do investimento e custos aceites em base anual para um modelo baseado em incentivos económicos: (I) aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração; (II) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por uma taxa de remuneração diferenciada; (III) o incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (IV) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- Operador da rede de distribuição - manteve-se a regulação por incentivos que se consubstancia em: (I) incentivo à gestão eficiente dos custos através de uma metodologia do tipo *price cap*; (II) incentivo à melhoria da qualidade de serviço; (III) incentivo à redução de perdas; (IV) incentivo à promoção do desempenho ambiental.

- Empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia eléctrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira – aprofundou-se a aplicação de uma regulação por incentivos económicos: (I) a regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica passou a ser efectuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*; (II) definição de custos de referência do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica³.

A definição das metas económicas tem por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional⁴, no caso do transporte, e de âmbito nacional, no caso da distribuição de energia eléctrica. No que diz respeito ao transporte, aplicaram-se métodos paramétricos (COLS e SFA) e não paramétricos (DEA). No que concerne a distribuição, aplicaram-se métodos paramétricos (SFA) e não paramétricos (DEA). Os factores de eficiências anuais aplicados aos custos unitários foram de 3%, para o transporte, e 3,5% para a distribuição.

Por forma a dar seguimento às novas metodologias no novo período regulatório, durante o ano de 2009 a ERSE promoveu, um estudo para a definição dos custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia eléctrica. Além disso, foi iniciado em 2009 o estudo relativo aos preços de referência do fuelóleo nos Açores.

RECEITAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2009, as receitas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, reduziram-se significativamente, ascendendo a 10,9 milhões de euros contra os 64 milhões de euros registados em 2008. Esta redução resulta da aproximação dos preços entre Portugal e Espanha e ao crescimento da ocupação da interligação no sentido exportador (Portugal > Espanha).

³ A actividade de produção de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da directiva 2003/54/CE.

⁴ “ECOM+ Results 2005 - Final Report”, Sumicsid AB, 2005-10-30

Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2009

Mês	Congestionamento (horas mensais)		Preço médio aritmético PT	Preço médio aritmético ES	Diferencial das médias aritméticas de preços	Renda congestionamento
	n.º horas	% horas	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(milhares €)
Janeiro	274	37%	51,47	49,93	1,54	2 305
Fevereiro	136	20%	40,28	40,71	-0,44	714
Março	103	14%	38,34	38,31	0,03	533
Abril	200	28%	38,38	37,20	1,18	1 139
Maiο	252	34%	38,11	36,97	1,14	986
Junho	351	49%	38,45	36,82	1,63	1 255
Julho	271	36%	35,58	34,62	0,96	927
Agosto	148	20%	35,21	34,68	0,53	547
Setembro	107	15%	36,27	35,87	0,40	464
Outubro	113	15%	36,21	35,78	0,43	582
Novembro	126	18%	33,23	32,39	0,84	774
Dezembro	91	12%	30,18	30,43	-0,26	639
						10 866

Fonte: ERSE, OMEL

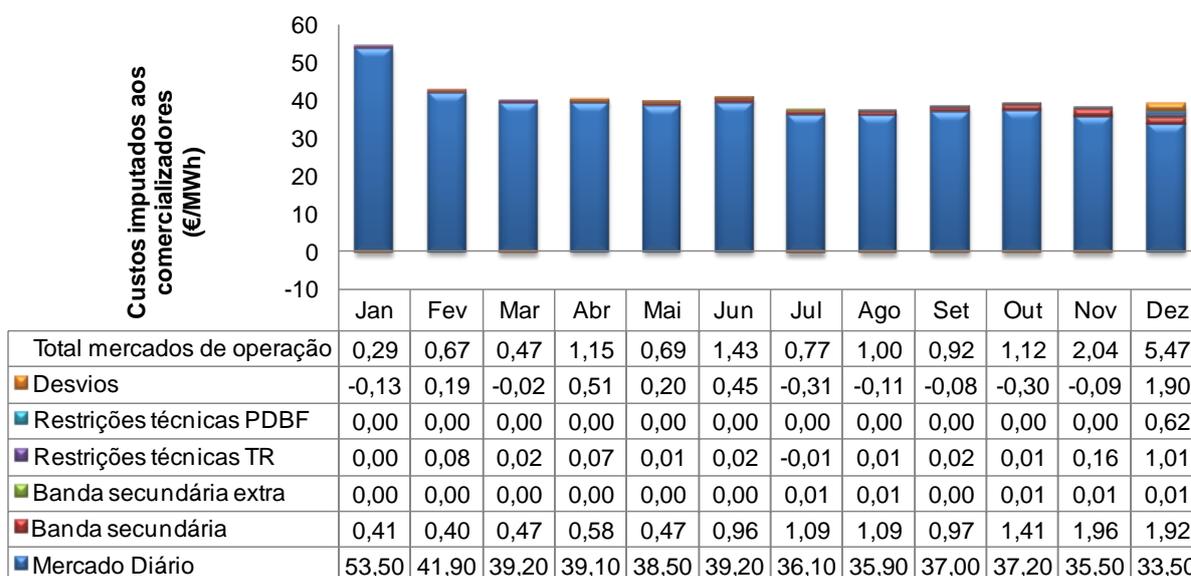
3.1.2.2 BALANÇO

No ano de 2009, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de electricidade e de resolução de restrições técnicas efectuou-se de acordo com o mercado de serviços de sistema. Neste âmbito, a REN, na sua função de Gestor Técnico do Sistema, é responsável pela operacionalização deste mercado.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos, pagos por todo o consumo. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação, utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são pagos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período horário.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores em 2009. Deste modo, apresentam-se, para além da parcela relativa ao mercado diário, uma outra que respeita aos mercados de serviços de sistema, composta pela contratação de banda secundária e banda extraordinária, pela mobilização de energia para resolução de restrições técnicas em tempo real (TR) e no âmbito da validação do programa do mercado diário (Programa Diário Base de Funcionamento - PDBF), bem como pelos desvios dos agentes (energias mobilizadas de regulação secundária e reserva de regulação).

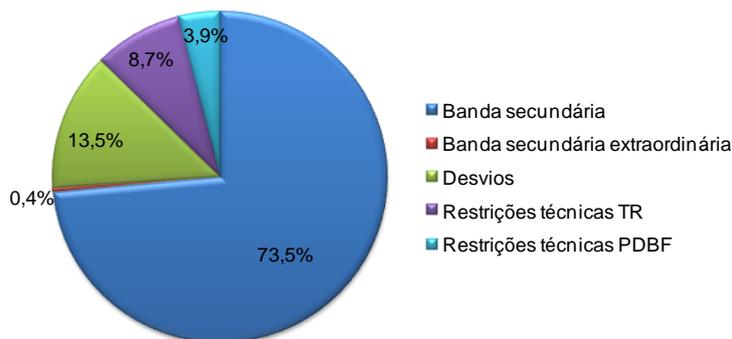
Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a actuar em Portugal, em 2009



Ao longo de 2009 os mercados de serviços de sistema representaram um custo médio de cerca de 1,34 €/MWh comercializado, face a um preço anual médio no mercado diário da ordem dos 39 €/MWh.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, constatando-se que a componente mais importante diz respeito à contratação de banda de regulação secundária.

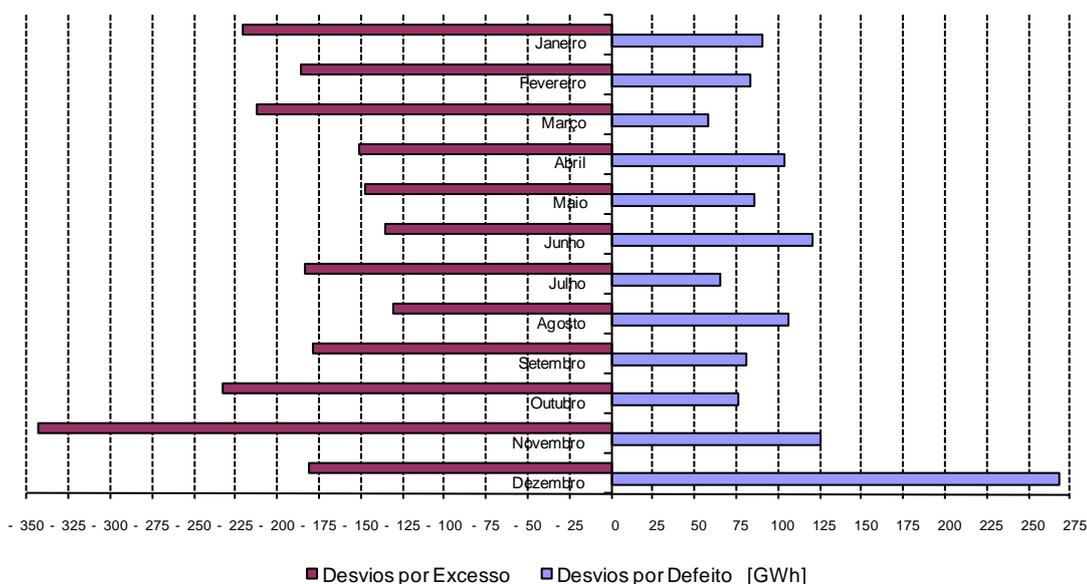
Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema em 2009



Da análise da Figura 3-1, verifica-se ainda o significativo aumento dos custos destes mercados em Dezembro, que ficou a dever-se em boa parte às parcelas relativas às restrições técnicas e de desvio. Este aumento do custo foi resultado das condições atmosféricas que se verificaram em Dezembro, provocando indisponibilidades em linhas de transporte que obrigaram ao recurso sistemático à resolução de restrições técnicas.

Na actual metodologia, a valorização dos desvios em cada hora corresponde exactamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação nos mercados de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2009, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (2009)



3.1.2.3 QUALIDADE 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. Quanto 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.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento Tarifário prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço com efeitos nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT de Portugal continental. O valor do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função estabelecida regulamentarmente.

Em 2008, o valor de energia não distribuída conduziu a um valor de incentivo nulo. Por esse motivo, em 2010 o incentivo à melhoria da qualidade de serviço não alterou o valor dos proveitos permitidos na actividade de distribuição em MT.

Considerando a informação disponível até à data, prevê-se que em 2009 o valor da energia não distribuída conduza a uma diminuição dos proveitos permitidos na rede de distribuição em MT e AT em 2011.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2009

De seguida é apresentada a caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço com base em três indicadores para cada sistema (transporte e distribuição), determinados para o ano de 2009:

- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (P_{me}).
- TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção da potência instalada nos postos de transformação.
- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.
- SAIFI – Frequência média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.

Os pontos de entrega são os pontos da rede onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação de clientes ou a outra rede.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço, registados em Portugal continental, em 2009. Os indicadores da rede de transporte são determinados considerando todas as interrupções nos pontos de entrega (PdE) e os indicadores da rede de distribuição consideram as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2009

Nível Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)		1,624
	SAIFI		0,211
	SAIDI (min)		15,332
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,117	150,699
	SAIFI (int/PdE)	0,002	3,340
	SAIDI (min/PdE)	0,308	241,893
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,011	3,630
	SAIDI (min/cliente)	0,308	241,893

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Em 2009 foi recepcionada a informação relativa ao pagamento de compensações aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, em 2008, tendo sido registados 55 958 incumprimentos e pago aos clientes um valor total de 462 360,50€.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores. No cálculo dos indicadores são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2009

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais	
São Miguel	Transporte	TIE (min)	4,80		
		SAIFI (int/PdE)	0,13		
		SAIDI (min/PdE)	5,40		
	Distribuição MT	TIEPI (min)	111,61	311,62	
		SAIFI (int/PdE)	1,41	10,27	
		SAIDI (min/PdE)	141,62	425,69	
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.	
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.	
	Terceira	Transporte	TIE (min)	n.d.	
SAIFI (int/PdE)			1,33		
SAIDI (min/PdE)			186,60		
Distribuição MT		TIEPI (min)	81,49	498,50	
		SAIFI (int/PdE)	0,84	23,09	
		SAIDI (min/PdE)	92,71	593,66	
Distribuição BT		SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.	
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.	
Pico		Transporte	TIE (min)	936,00	
	SAIFI (int/PdE)		4,00		
	SAIDI (min/PdE)		808,80		
	Distribuição MT	TIEPI (min)	97,80	1242,07	
		SAIFI (int/PdE)	1,18	12,93	
		SAIDI (min/PdE)	133,00	1226,40	
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	1,28	14,03	
		SAIDI (min/cliente)	159,27	1239,18	

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EDA

Em 2009 registaram-se 2 170 situações de incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, afectando cerca de 2% do número de clientes da Região Autónoma dos Açores.

O Quadro 3-4 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados nas ilhas da Região Autónoma da Madeira. No cálculo dos indicadores são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2009

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Madeira	Transporte	TIE (min)	67,57	5,35
		SAIFI (int/PdE)	3,56	0,10
		SAIDI (min/PdE)	101,66	7,98
	Distribuição MT	TIEPI (min)	168,62	28,82
		SAIFI (int/PdE)	4,79	0,43
		SAIDI (min/PdE)	210,79	45,58
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	3,75	0,65
		SAIDI (min/cliente)	2,63	1,80
	Porto Santo	Transporte	TIE (min)	38,65
SAIFI (int/PdE)			1,25	0,00
SAIDI (min/PdE)			58,25	0,00
Distribuição MT		TIEPI (min)	130,55	32,39
		SAIFI (int/PdE)	2,24	0,65
		SAIDI (min/PdE)	138,55	42,32
Distribuição BT		SAIFI (int/cliente)	1,96	0,98
		SAIDI (h/cliente)	2,37	7,40

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EEM

Em 2009 verificaram-se 1 242 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço nas instalações de clientes da Região Autónoma da Madeira.

3.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

3.1.3.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

Os operadores das redes de transporte e de distribuição de electricidade cumprem as regras de separação de actividades constantes da Directiva 2003/54/CE e transpostas para o quadro normativo nacional.

O operador da rede de transporte é independente das restantes actividades do sector eléctrico, no plano jurídico e ao nível da propriedade, cabendo-lhe o desempenho da actividade de transporte de electricidade, bem como a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional.

O operador da rede de distribuição que detém o exclusivo da distribuição de electricidade em AT e MT e ainda a quase totalidade da distribuição em BT pertence a uma empresa verticalmente integrada, pelo que, impende sobre o mesmo a obrigação de separação jurídica relativamente às demais actividades exercidas no sector eléctrico.

Também os CUR têm de observar os princípios e as regras de independência, imparcialidade e isenção no exercício das suas actividades relativamente aos demais agentes de mercado, incluindo os que desenvolvem a comercialização de electricidade em regime de mercado.

Os operadores das redes de distribuição e os CUR que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos da obrigatoriedade de separação jurídica de actividades. São dez as empresas que se encontram nestas condições, abastecendo cerca de 30 mil clientes.

CÓDIGOS DE CONDUTA

A legislação e a regulamentação aprovada pela ERSE aplicáveis ao sector eléctrico estabelecem o dever do operador da rede de transporte, do operador da rede de distribuição e do CUR de elaborarem um Código de Conduta, o qual contém as regras que os responsáveis pelas respectivas actividades devem seguir com vista a uma actuação independente, isenta, imparcial e responsável. Neste sentido, os Códigos de Conduta devem identificar as medidas que permitam a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada.

Em 2009, foram adoptados novos Códigos de Conduta pelo operador da rede de distribuição e pelo CUR, os quais foram submetidos a uma apreciação prévia por parte do regulador, resultando em diversos comentários e sugestões, que na sua grande maioria foram incorporados.

Ainda que incluídos nos Códigos de Conduta, a regulamentação do sector eléctrico veio evidenciar a necessidade de preparar um conjunto de procedimentos a utilizar nos serviços de atendimento aos consumidores de electricidade, disponibilizados pelo operador da rede de distribuição e pelo CUR. Estes procedimentos visam salvaguardar os direitos dos consumidores, designadamente em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais. Embora integrados nos correspondentes Códigos de Conduta, os procedimentos a utilizar nos serviços de atendimento devem ser divulgados de forma destacada nas páginas na Internet das empresas e no local destinado ao atendimento presencial.

A verificação do cumprimento dos Códigos de Conduta encontra-se sujeita à realização de auditorias, com periodicidade anual.

PÁGINAS NA INTERNET AUTÓNOMAS

A criação de páginas na Internet autónomas por parte do operador da rede de distribuição e por parte do CUR, pertencentes ao mesmo grupo empresarial, foi mais um passo consagrado na regulamentação do sector eléctrico e que mereceu implementação no ano de 2009. A individualização destas empresas na Internet, entre si e em relação à própria empresa-mãe e demais entidades do sector eléctrico constitui um instrumento fundamental para uma efectiva separação de actividades e das imagens que lhes são atribuídas.

DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

Na sequência da apreciação prévia pelo regulador, o operador da rede de distribuição e o CUR iniciaram ainda em 2009 um plano de acção, contendo várias medidas que visam a implementação da diferenciação das suas imagens.

Além da adopção de páginas na Internet autónomas, foram apresentadas outras formas de tornar mais perceptível aos consumidores e ao público em geral a identidade de cada uma das empresas e as suas actividades específicas no mercado de electricidade. Neste sentido, a identificação de cada empresa e de qual a sua actividade devem ser evidenciados em todos os meios utilizados no contacto com os consumidores. Refira-se, a título de exemplo, a designação de cada empresa nas facturas enviadas aos seus clientes, nas cartas de resposta a pedidos de informação e a reclamações, nos cartões de visita dos colaboradores, nos folhetos informativos disponibilizados e nas próprias lojas para atendimento presencial aos consumidores.

3.1.3.2 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.

As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira obtiveram a derrogação aos termos previstos na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Julho, 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.

IMAGEM DOS OPERADORES DE REDES

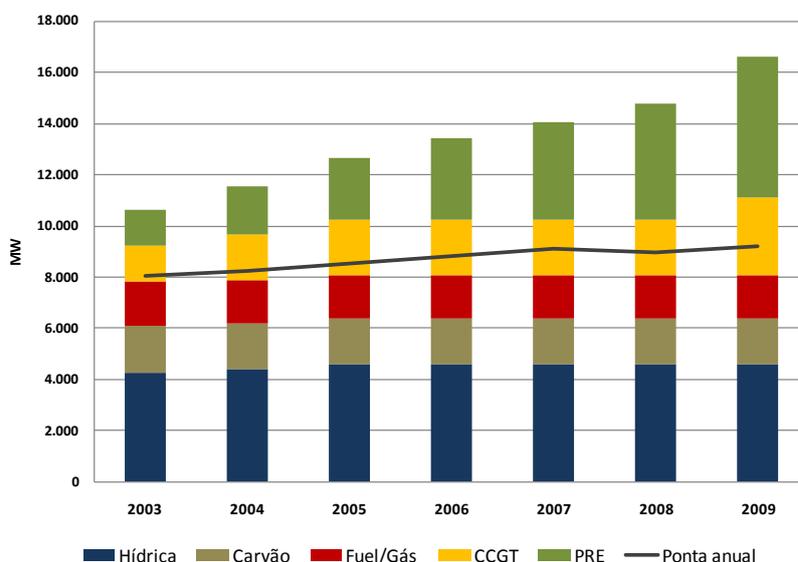
No que se refere às páginas na Internet, a EDA e a EEM têm páginas próprias, respectivamente, www.eda.pt e www.eem.pt.

3.2 CONCORRÊNCIA

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

A Figura 3-4 apresenta a evolução da capacidade instalada em Portugal no período de 2003 a 2009.

Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por tipo de produção e capacidade instalada



Fonte: REN

Em termos de composição, o parque electroprodutor português sofreu duas alterações substantivas ao longo dos últimos anos:

- Verificou-se um forte crescimento da capacidade instalada em PRE.
- No segmento de produção em regime ordinário (térmicas e grande hídrica), verificou-se também uma alteração de composição, devido ao aumento da fileira do gás natural (CCGT).

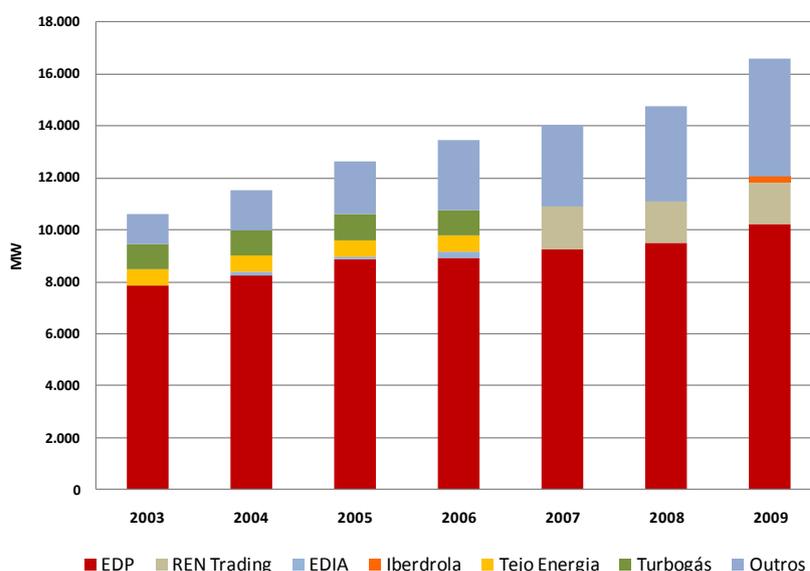
A informação detalhada sobre a capacidade instalada encontra-se no Capítulo 5.

A evolução da ponta anual torna evidente a existência de uma margem relativamente reduzida entre a máxima ponta anual e a capacidade instalada no parque electroprodutor em regime ordinário para a

maior parte do período observado, tendo, em 2009, essa situação melhorado com a entrada de nova capacidade assente em CCGT.

O aumento da capacidade instalada referente a centrais em regime especial, em particular em parques eólicos, embora contribuindo para o aumento da margem global do sistema, acentua de forma significativa a volatilidade de exploração da capacidade instalada nas restantes fileiras de energia primária, uma vez que a sua energia é garantidamente colocada na rede.

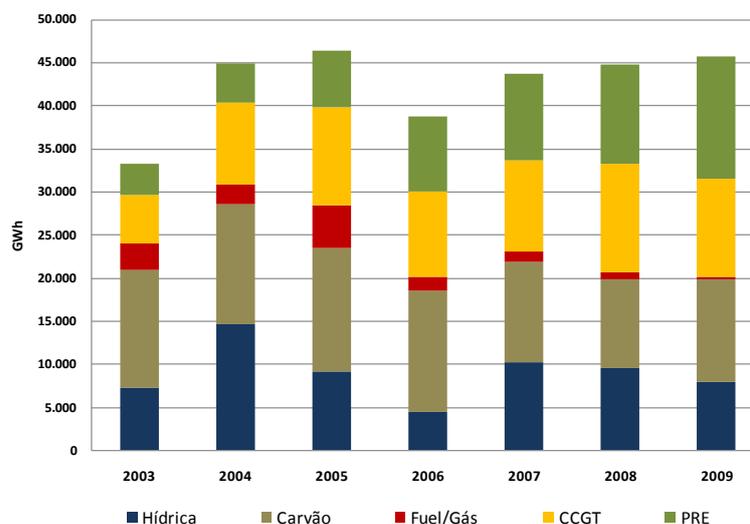
Figura 3-5 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por agente e capacidade instalada



Fonte: REN

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efectuada na Figura 3-5, sendo inconstatável que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor português, tendo aumentado a sua expressão em 2009, fundamentalmente por via da nova central CCGT. Embora, a quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo a reduzir-se, muito por força do crescimento do segmento da PRE, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Em acréscimo, há a referir a entrada em vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência, que determinou a cedência dos direitos de exploração da central hidroeléctrica Agueira-Raiva à Iberdrola por um período de 5 anos. Esta decisão foi precedida em concurso internacional.

Figura 3-6 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal por tipo de produção e energia produzida

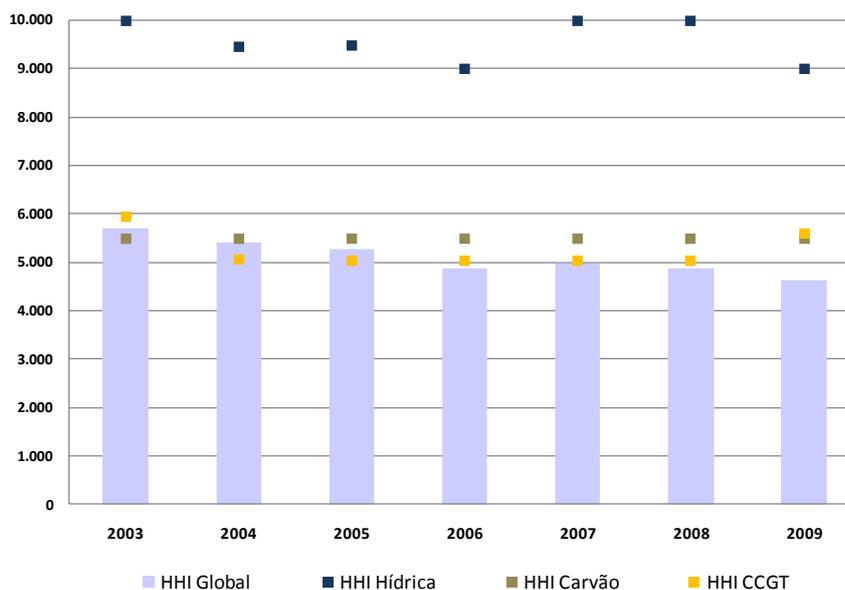


Fonte: REN

A repartição da produção de energia eléctrica pelas diferentes tecnologias e regime especial ao longo dos últimos anos é apresentada na Figura 3-6. A análise desta figura permite, desde logo, perceber a grande variabilidade da produção hídrica, muito dependente da existência do respectivo recurso renovável, em contraponto com a maior estabilidade (e respectivas condições de despacho) da produção térmica. Em 2009, acentuou-se a tendência para a saída da produção assente em fuelóleo e o aumento da PRE. No âmbito do parque térmico, embora tenha ocorrido durante 2009 uma expansão da capacidade instalada, a contribuição do CCGT em termos percentuais manteve-se em níveis idênticos aos de 2008.

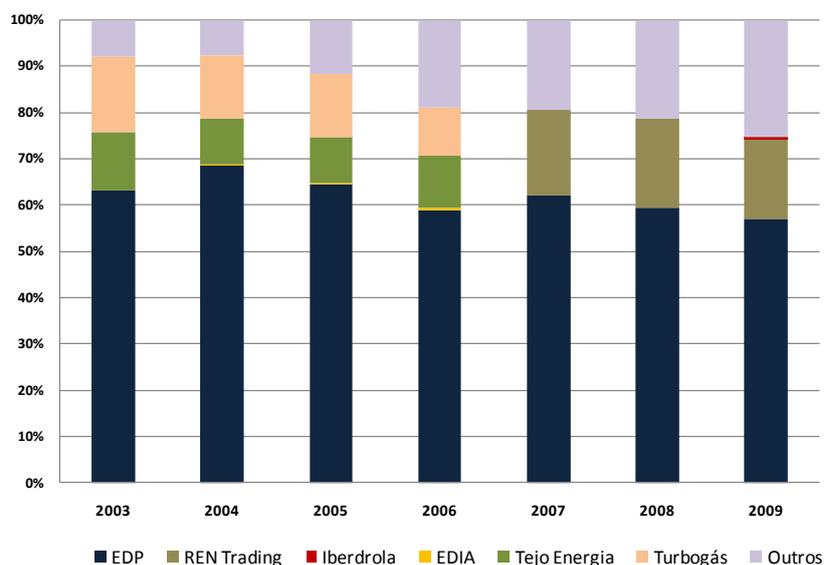
Conjugando todos os factores, o nível de concentração do segmento de produção de energia eléctrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como o demonstra a Figura 3-7, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI), que mede a concentração empresarial. Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2003 e 2009 no sentido de um ligeiro decréscimo da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. De 2008 para 2009 há a evidenciar a entrada de uma nova central CCGT no portfólio do grupo EDP, facto que conduziu a um aumento da concentração empresarial nesta fileira; bem como a atribuição da gestão de uma central hídrica à Iberdrola, facto que contribui para uma ligeira redução do valor do índice Hirschman-Herfindall na produção hídrica. Com a entrada da nova central CCGT, este segmento da produção passou a estar empresarialmente ligeiramente mais concentrado que o segmento do carvão.

Figura 3-7 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada



A evolução das quotas de produção de energia eléctrica por agente é apresentada na Figura 3-8.

Figura 3-8 - Quotas de energia produzida por agente

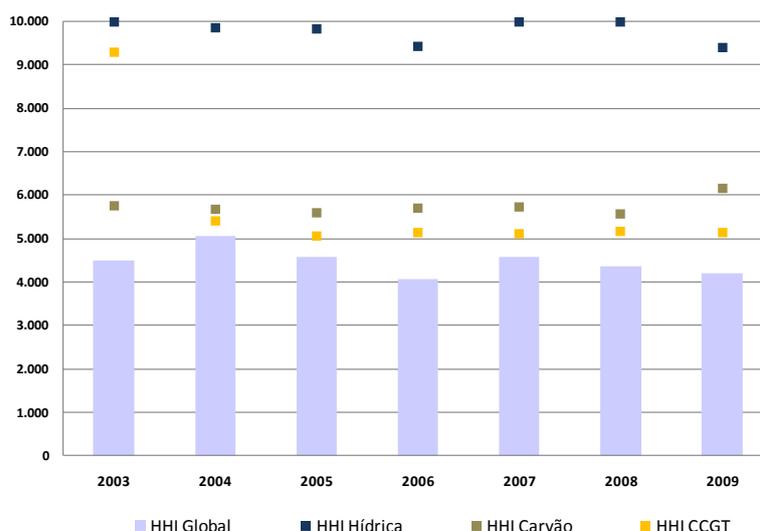


Fonte: REN, elaboração ERSE – não inclui os valores de energia de importação.

Do ponto de vista global, em 2009 há a ressaltar uma ligeira descida da participação do grupo EDP para a produção total efectuada em Portugal continental, fundamentalmente obtida com o incremento da contribuição de outros agentes participantes no segmento de PRE. Em acréscimo, a já referida atribuição à Iberdrola da gestão de uma central hídrica anteriormente integrada no portfólio do grupo EDP também contribuiu, ainda que residualmente, para a redução da quota atribuída ao operador incumbente.

Os indicadores de concentração para a produção de energia eléctrica, apresentados na Figura 3-9, demonstram que, globalmente, a produção foi em 2009 menos concentrada que o que ocorrera em 2008 ou no início do período retratado (2003), embora se tenha situado acima do valor mais reduzido do período analisado (2006). Esta evolução é sustentada na ligeira redução da concentração nas fileiras hídrica e de produção a partir de CCGT, enquanto a posição do grupo EDP na PRE se mantém como minoritária face ao global do segmento.

Figura 3-9 - Concentração na produção em termos de produção de energia eléctrica



Nesta análise de concentração, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção efectiva, não foram considerados os efeitos dos leilões de libertação de capacidade efectuados em 2007 e em 2008, que permitiram, numa primeira fase, libertar capacidade de central gerida pela REN Trading e, numa segunda fase, libertar capacidade adicional do próprio incumbente, nem a sua inexistência em 2009. Caso em 2009 se tivessem mantido os leilões de libertação de capacidade de produção nos moldes dos realizados em 2008, poder-se-ia ter obtido um grau de concentração horizontal inferior ao que se veio efectivamente a apurar, propiciando uma redução ainda mais substancial face a 2008.

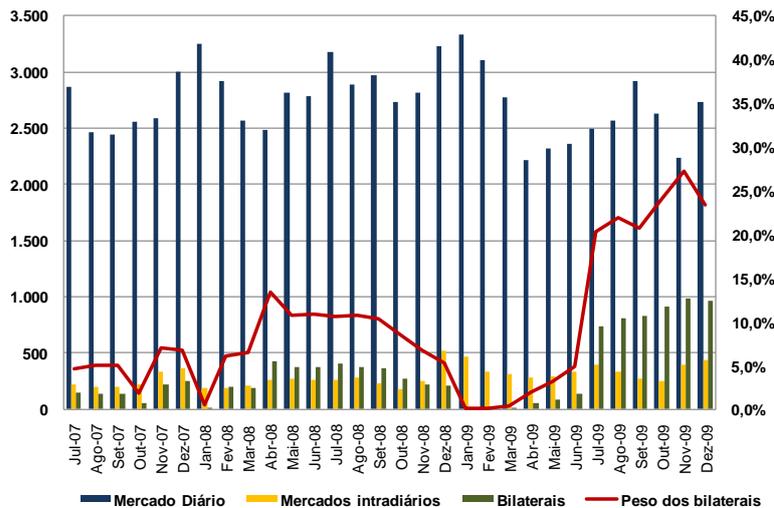
Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a PRE não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afectada a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado não se consegue observar a real evolução da concentração empresarial na PRE, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na actual estrutura do mercado.

A negociação em mercado spot (mercado diário e mercados intradiários) é, no caso português, muito superior ao que é transaccionado em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-10. Convirá, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL

têm liquidação física através do mercado diário, sendo inviável que os mesmos sejam nomeados para contratos bilaterais por dois factores:

- Os produtos têm como área de entrega mais líquida a zona espanhola do MIBEL e;
- Não existe capacidade de interligação comercialmente disponível para tomada firme pelos agentes, à excepção da que está atribuída ao mercado diário.

Figura 3-10 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados



Fonte: REN/OMEL

De todo o modo, a evolução da contratação em mercado ao longo de 2009 permitiu evidenciar, por um lado o aumento da celebração de contratos bilaterais e, por outro lado a redução do volume contratado em mercado diário (spot). Neste último caso, quer o próprio aumento da contratação bilateral, quer o aumento da PRE (não explicitada em mercado) contribuíram para esta tendência evolutiva.

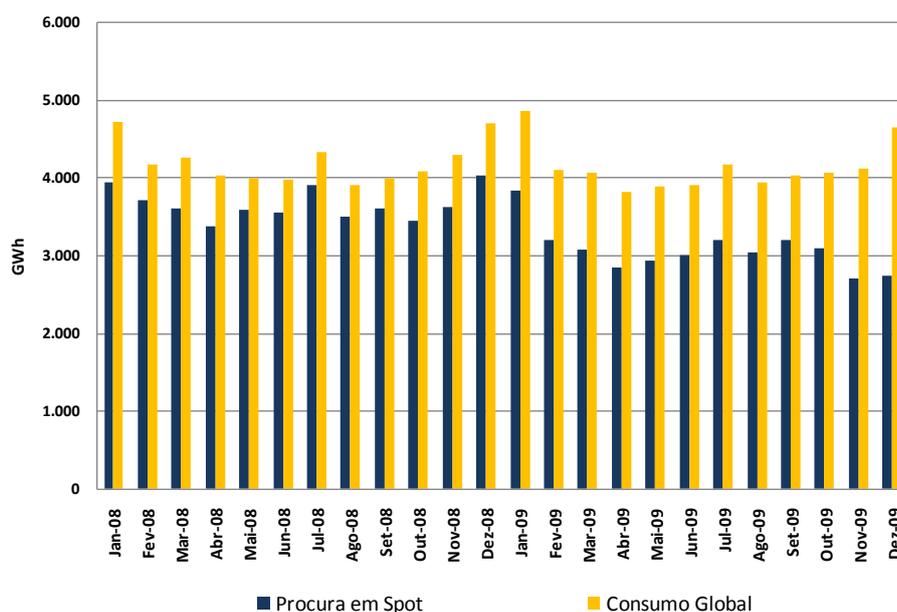
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados sempre que o fluxo de energia gerado pelo encontro da procura e ofertas agregadas excede a capacidade comercial disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista caracteriza-se pelos seguintes aspectos:

- Do lado da procura, os agentes portugueses, incluindo o CUR, dirigem a grande parte da sua procura ao mercado spot, sendo que, no caso do CUR, às necessidades de energia para fornecimento dos clientes são deduzidas as quantidades de energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial (imposição legal).

- Do lado da oferta, à excepção dos produtores em regime especial, todos os restantes agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado spot.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado spot, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-11, onde se observa que a maioria do consumo é satisfeita por recurso a aquisições em mercado spot, embora essa tendência se tenha vindo a esbater ao longo de 2009, fruto dos factores atrás mencionados.

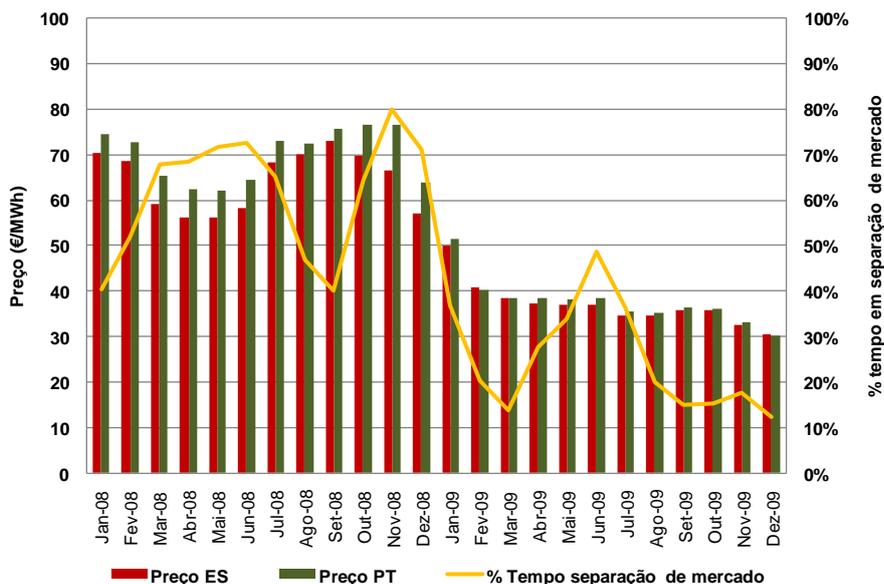
Figura 3-11 – Procura em mercado spot e consumo global mensal



Fonte: REN/OMEL

O preço formado em mercado *spot*, como se referiu anteriormente, é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado (e, por conseguinte, preços diferentes para Portugal e Espanha). A Figura 3-12 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e da percentagem do tempo em separação de mercados, sendo possível observar (i) uma redução geral do preço formado em mercado, (ii) uma substancial redução dos spreads entre os dois países durante o ano de 2009 e (iii) uma redução do tempo em separação de mercado. Para esta evolução terão contribuído factores de ordem conjuntural, como a redução dos consumos e a redução dos preços das energias primárias face ao ano de 2008, assim como factores de ordem estrutural como a expansão da capacidade instalada em ciclos combinados que proporcionam um menor recurso a centrais mais caras (como as de fuelóleo).

Figura 3-12 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado



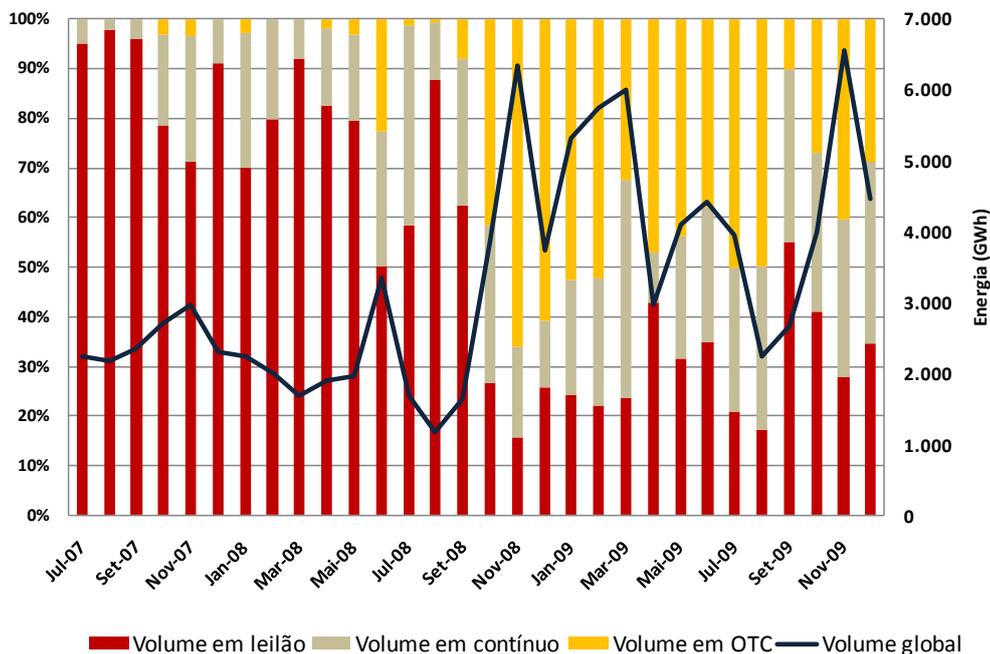
Fonte: OMEL

No caso português, existem leilões obrigatórios ao CUR⁵ no mercado a prazo definido no acordo de criação do MIBEL (OMIP), onde estes agentes colocam parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida no âmbito dos fornecimentos regulados (por aplicação de tarifa definida anualmente pela ERSE). O funcionamento do mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfação de procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

A Figura 3-13 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo, sendo observável que se regista uma tendência para aumento significativo do registo de operações OTC em mercado, mais evidente ao longo de 2009. O aumento do registo de operações OTC em mercado organizado corresponde, no essencial, a uma tendência positiva no funcionamento do mercado, explicitando um conjunto de operações que, de outro modo, não estariam facilmente identificáveis no actual quadro de transparência de mercado que se encontra vigente.

⁵ A partir de Julho de 2009 as obrigações de compra no âmbito do MIBEL apenas abrangem o CUR português para as aquisições no OMIP.

Figura 3-13 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



Fonte: OMIP

Em paralelo, durante o ano de 2009, o volume de energia subjacente à realização de leilões obrigatórios aos CUR diminuiu face ao passado, quer fruto da própria diminuição das necessidades de energia destes agentes (decrecentes com o aumento da parcela de fornecimentos assegurada por comercializadores em regime de mercado), quer ainda, no caso específico do OMIP, pela cessação da obrigação aos CUR de Espanha na segunda metade do ano.

O volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) e tendo em conta que se trata de um mercado que abrange Portugal e Espanha, ascendeu em 2009 a mais de 53 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 66% face ao ano de 2008 e é já um valor que supera o consumo anual em Portugal continental.

INTEGRAÇÃO DE MERCADOS

Paralelamente ao aprofundamento do MIBEL, foram desenvolvidas outras iniciativas no sentido de criação do Mercado Interno de Electricidade, como o Mercado Regional do Sudoeste da Europa para a Electricidade (ERI Sudoeste). Este é um dos sete mercados regionais de electricidade, criados no âmbito das Iniciativas Regionais do ERGEG. O ERI Sudoeste tem como objectivo integrar os mercados eléctricos da França e da Península Ibérica (MIBEL) num único mercado regional de electricidade. A CNE coordena a actividade do ERI Sudoeste em cooperação com a ERSE, em Portugal, e a CRE, em França.

Durante 2009, em linha com as restantes regiões da electricidade, a prioridade da actividade desenvolvida pelo ERI Sudoeste centrou-se em três áreas fundamentais: (1) harmonização e melhorias da gestão dos congestionamentos (cálculo e atribuição da capacidade disponível; (2) harmonização quanto às exigências de transparência na informação disponibilizada pelos operadores da rede de transporte; (3) integração dos mercados de serviços de sistema.

Em 2009 foi desenvolvido o 1º Relatório da Região do Sudoeste da Europa sobre a Gestão e Utilização das Interligações em 2008, que constituiu uma referência para a realização de Relatórios equivalentes nos restantes Mercados Regionais de electricidade. Deu-se, também, início à preparação do Plano de Acção para o triénio 2010-2012 do Mercado Regional do Sudoeste da Europa para a Electricidade.

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 aplicável pelo CUR 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 incluídas quer nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR, 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 aditividade tarifária.

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 3-5 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 constantes deste quadro são os previstos pela ERSE para 2009, isto é, os valores subjacentes à determinação das tarifas para aquele ano.

Quadro 3-5 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 712	60
AT	6 593	222
MT	14 609	23 310
BT	25 100	6 175 350
BTE	3 613	33 313
BTN (c/ IP)	21 486	6 142 037
Total	48 014	6 198 942

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE ENERGIA ELÉCTRICA

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR aos seus clientes do sistema regulado resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do CUR. 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 forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo CUR permite assegurar a inexistência de subsidiasões cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede) e actividades de mercado (comercialização e produção de energia eléctrica).
- Clientes do CUR com características de consumo diferentes.
- Clientes do CUR e clientes que participam no mercado.
- CUR e comercializadores de mercado.

Por outro lado, e na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta realidade para além de evitar subsidiasões cruzadas induz uma afectação eficiente de recursos.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR EM 2009

Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura, por actividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR.

Figura 3-14 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2009

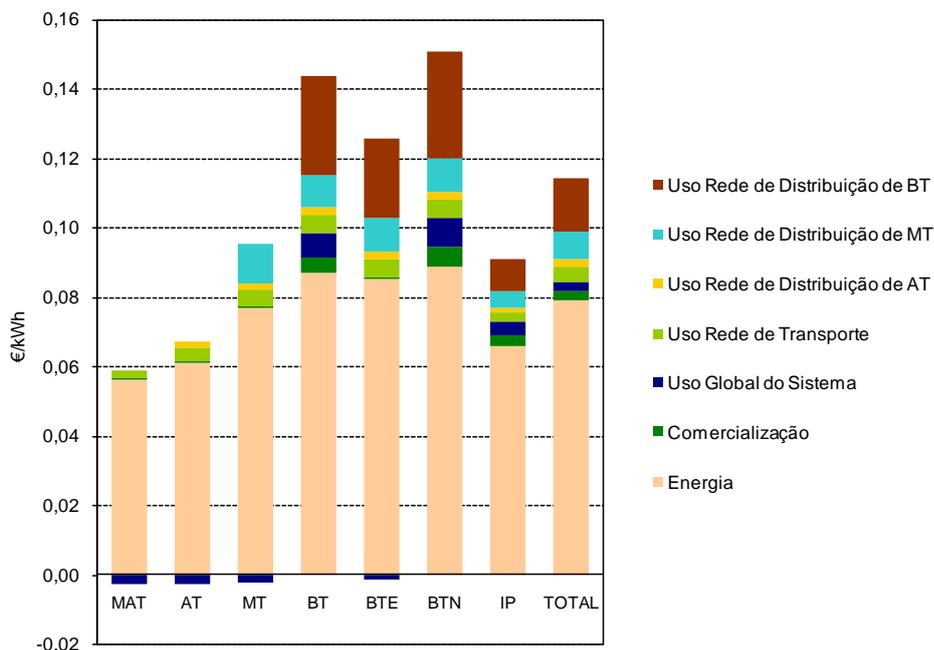
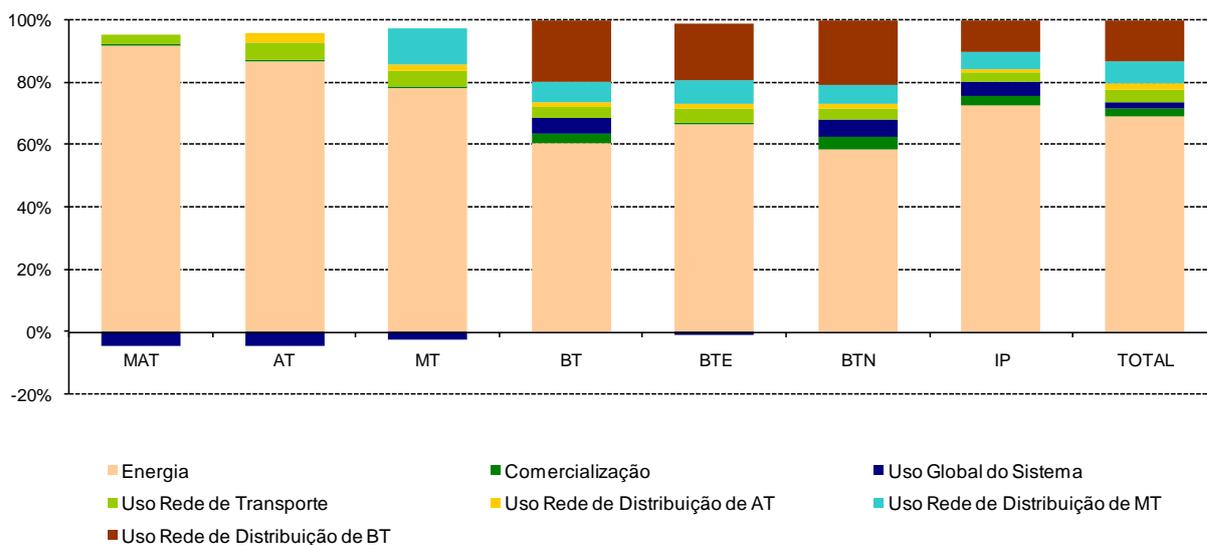


Figura 3-15 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2009



EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR ENTRE 1998 E 2009

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 3-6 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR por nível de tensão

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Varição 2009/1998	
MAT	real	100	87	85	82	71	69	70	76	77	81	82	85	-15%
	nominal	100	90	90	90	82	82	85	95	98	106	110	117	17%
AT	real	100	87	84	81	76	74	74	80	82	86	87	90	-10%
	nominal	100	90	89	90	87	87	90	99	105	112	117	124	24%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	80	85	86	87	90	-10%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	100	108	113	116	123	23%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	95	98	-2%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	124	128	134	34%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	88	-12%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	121	21%

METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

A ERSE tem a função de monitorizar o mercado de energia eléctrica a retalho, assim como informar os consumidores e os restantes agentes, procurando fomentar a transparência como factor crítico para a eficiência. Neste âmbito, compete-lhe analisar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados. Esse acompanhamento dos preços no mercado é complementado pelos relatórios produzidos pelos organismos oficiais (INE e EUROSTAT), reveste-se de grande importância para os intervenientes no sector eléctrico.

Os comercializadores de energia eléctrica devem enviar à ERSE anualmente os preços de referência⁶ e publicitá-los junto dos consumidores, bem como enviar trimestralmente os preços médios efectivamente praticados.

A ERSE aprovou, em 2009, a metodologia relativa à “Monitorização de preços de referência e preços médios⁷ praticados pelos comercializadores de energia eléctrica”, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores prevêem praticar no mercado, quer dos preços médios efectivamente praticados.

⁶ Por preços de referência deve entender-se o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respectivos preços e indexantes por variável de facturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo mínimas, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços.

⁷ Preços médios efectivamente praticados pelos comercializadores no mercado retalhista.

Os Preços de Referência enviados pelos vários comercializadores a actuarem em regime de mercado, em Portugal continental, permitem à ERSE disponibilizar no seu sítio na Internet um Simulador de Preços para instalações em BTN. Os Preços Médios Praticados, que começaram a ser fornecidos à ERSE apenas em 2009, ao abrigo do referido despacho, permitiram a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista.

SIMULADORES

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de electricidade sobre preços de referência praticados em regime de mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE continua a disponibilizar no seu sítio na Internet simuladores que assegurem informação objectiva aos consumidores de electricidade para fazerem as suas opções, de forma informada, nomeadamente a escolha da melhor oferta no mercado:

- Simulador de potência a contratar.
- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN.
- Simulador de facturação da electricidade em Portugal continental em MAT, AT, MT e BTE.
- Simulador de facturação da electricidade na Região Autónoma dos Açores em MT e BTE.
- Simulador de facturação da electricidade na Região Autónoma da Madeira em AT, MT e BTE.

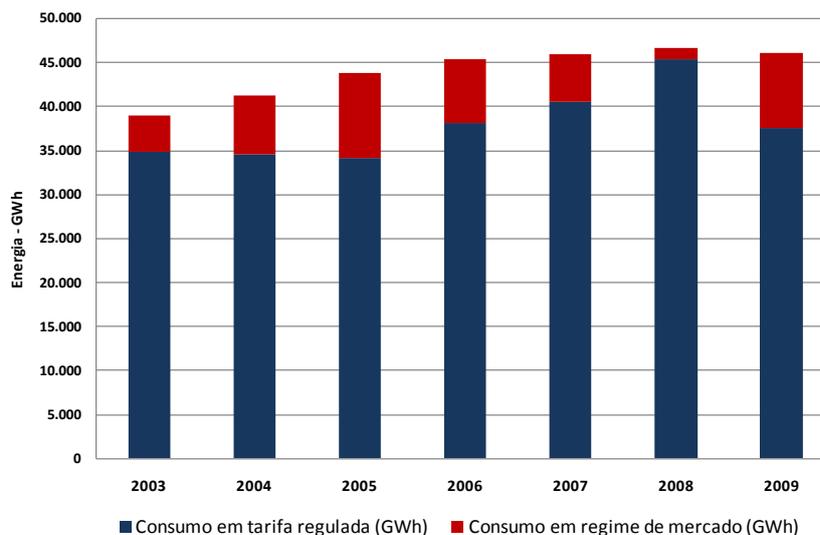
EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (MERCADO RETALHISTA)

O processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efectuada de forma progressiva, começando por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

Actualmente coexistem fornecimentos em regime de mercado e fornecimentos a clientes finais com tarifa regulada, podendo todos os clientes negociar os seus contratos de energia com um comercializador ou contratar o fornecimento pelo CUR pagando as tarifas fixadas pela ERSE.

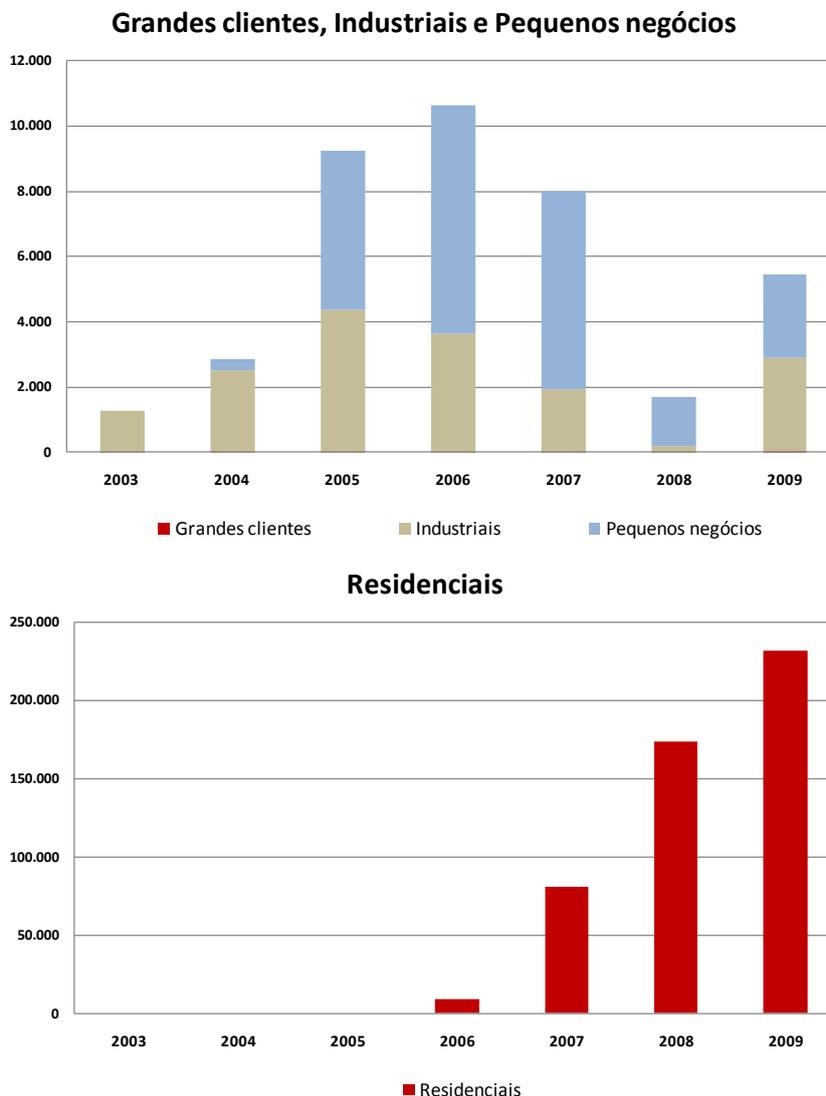
A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, ficando concluída em 2006 com a abertura a todos os clientes. A evolução dos consumos regulados e em regime de mercado é apresentada na figura que se segue.

Figura 3-16 - Repartição do consumo regulado e consumo em mercado



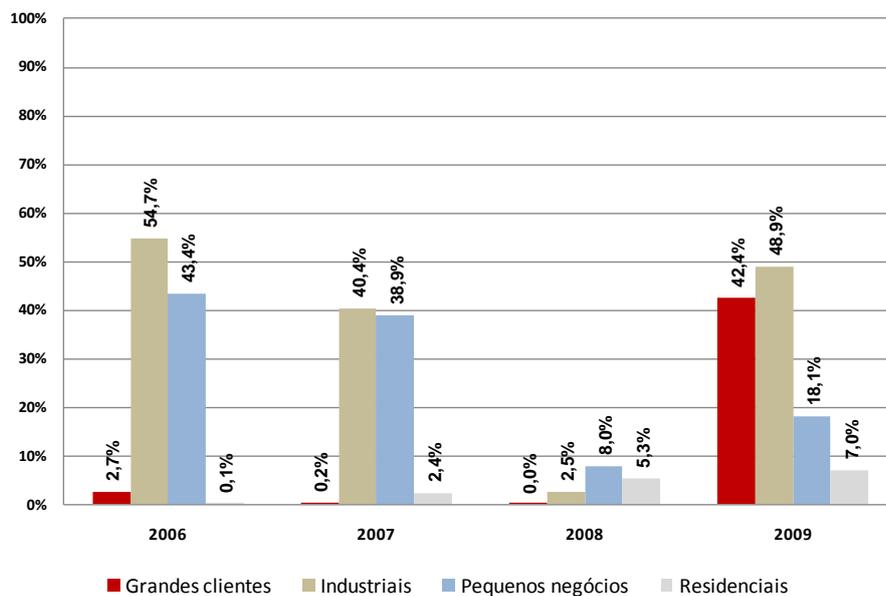
Em 2009, a fixação da tarifa de venda a clientes finais conduziu a que o custo da energia nela implícito excedesse o preço de mercado, o que motivou a transferência de consumidores fornecidos pelo CUR para o regime de mercado. Em acréscimo, as condições de funcionamento do mercado grossista ditaram a ocorrência de um menor *spread* de preços entre Portugal e Espanha e de um menor tempo de congestionamento da interligação (reflectido em menor percentagem de separação de mercados), pelo que se reduziu o risco comercial para os novos entrantes.

Figura 3-17 - Evolução do número de clientes em regime de mercado em Portugal continental

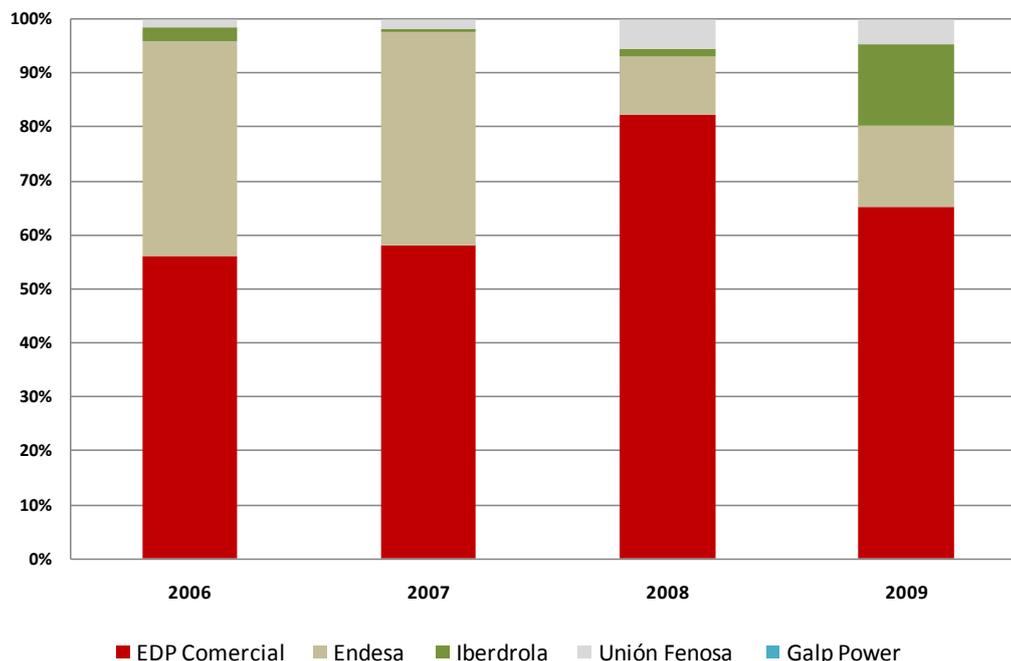


O aumento do número total de clientes em regime de mercado deve-se em grande parte à adesão a este regime de clientes residenciais, para os quais a liberalização teve início em Setembro de 2006, muito embora seja claramente observável em 2009 o regresso ao regime de mercado de uma larga parte do conjunto de clientes industriais e, em menor expressão, dos clientes referentes ao segmento de pequenos negócios. A Figura 3-18 apresenta a parte dos consumos de cada segmento de clientes que se encontra em regime de mercado, sendo observável que no ano de 2009 cerca de metade do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores neste regime e que mais de 40% do consumo de grandes clientes se inseriu na mesma dinâmica.

Figura 3-18 – Penetração do regime de mercado por segmento de clientes



O crescimento em 2009 dos fornecimentos em regime de mercado correspondeu igualmente a uma redução da concentração empresarial na actividade de comercialização neste regime, consubstanciada na redução da quota de mercado do grupo EDP, principal operador, de 2008 para 2009, conforme se pode extrair da Figura 3-19.

Figura 3-19 – Estrutura dos fornecimentos em regime de mercado por empresa comercializadora

Convirá, ainda, considerar que, em termos de estrutura de mercado, a comercialização regulada de energia eléctrica em Portugal é assegurada, desde o início de 2007, por entidade com independência jurídica do operador de rede de distribuição, sendo estas actividades consideradas separadamente e sujeitas a obrigações de segregação de informação. Em paralelo, existem outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental e que se inserem no âmbito da comercialização de último recurso.

RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

As questões relacionadas com reclamações e pedidos de informação são desenvolvidas no ponto 2.3.

3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

No quadro de medidas destinadas a evitar abusos e posições de domínio, em acréscimo às condições que transitam de anos anteriores, designadamente as que se consubstanciaram na definição do conceito de facto relevante e na proposta de definição de um conceito harmonizado ibérico de operador dominante, o ano de 2009 é caracterizado pela entrada em vigor do contrato de exploração do aproveitamento hídrico de Agueira-Raiva por parte da Iberdrola.

A entrada em exploração do referido contrato corresponde a uma imposição por parte da Autoridade da Concorrência no âmbito da operação de concentração que envolveu a integração do aproveitamento hídrico de Alqueva no portfólio do grupo EDP. De facto, como condição para a aprovação da referida

concentração, foi definido que a EDP deveria efectuar a cedência da exploração de capacidade de produção equivalente à capacidade integrada no seu portfólio de produção, sendo que a decisão da Autoridade da Concorrência recaiu sobre a cedência da exploração por um período de 5 anos do aproveitamento hídrico da Aguieira-Raiva por se tratar de uma potência global equivalente à do aproveitamento de Alqueva (240 MW).

O final da vigência deste contrato de cessão de exploração deverá coincidir com a entrada em exploração de novos aproveitamentos hídricos no âmbito do Plano Nacional de Barragens, permitindo, assim, que no final do referido contrato a capacidade de produção na fileira hídrica se encontre mais desconcentrada que a situação prévia ao contrato (totalidade da capacidade gerida pelo grupo EDP).

A implementação do contrato de exploração da Aguieira-Raiva foi precedida de um concurso, do qual a Iberdrola saiu vencedora por ter efectuado a oferta mais vantajosa dentro das condições definidas.

4 REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 MATÉRIAS DE REGULAÇÃO

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

CAPACIDADES DISPONÍVEIS E REGRAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS

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 SNGN 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 SNGN se referem ao dia seguinte, devendo conseqüentemente 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 descrito em seguida.

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 foram confirmadas em processos de programação subsequentes e de 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.

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 SNGN 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.

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.

4.1.2 REGULAÇÃO DOS OPERADORES DA REDE PÚBLICA DE GÁS NATURAL

4.1.2.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

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

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. A ERSE tem a responsabilidade de elaboração e publicação do Regulamento Tarifário, sendo a sua aprovação precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário.

O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

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

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 comprem a energia directamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de CUR 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 CUR e por outro, os custos de aprovisionamento de gás natural, para abastecimento dos seus clientes.

TARIFAS E ACTIVIDADES REGULADAS DO SECTOR DO GÁS NATURAL

No sector do gás natural são previstas diversas actividades reguladas sendo estabelecidos, pela ERSE, os proveitos permitidos em cada actividade e a correspondente tarifa aplicável em base anual.

Para cada uma das actividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

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.

ACTIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS 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.

O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural. As tarifas de acesso às redes são obtidas por adição das seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da

Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por actividade.

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

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, apenas são pagas pelos utilizadores destas infra-estruturas.

FORMAS DE REGULAÇÃO

No início de um novo período de regulação, correspondendo ao triénio 2010/2011 a 2012/2013, a ERSE decidiu avaliar as formas de regulação das actividades do sector do gás natural, tendo para o efeito submetido a consulta pública um conjunto de propostas de alterações, das quais se destacam as seguintes:

- Redução do período de alisamento do custo com capital para 10 anos na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Extinção do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira a efectuar num período de 3 anos para a actividade de Transporte de gás natural e num período de 6 anos para a actividade de Distribuição de gás natural.
- Adopção de uma regulação do tipo *price cap* aos custos controláveis nas actividades de Distribuição e Comercialização de Último Recurso Retalhista.

Com vista à implementação do *price cap*, foi iniciado em 2009 um estudo de análise do sector do gás natural de forma a definir o potencial de ganhos de eficiência das empresas de distribuição de gás natural. Este estudo tem por base um *benchmark* realizado a nível nacional com base em métodos paramétricos (OLS com *panel data*) e não paramétricos (DEA).

4.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

A aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural iniciou-se em Julho de 2007. A informação presente neste relatório refere-se ao ano gás 2008-2009 que abrange o período de 1 de Julho de 2008 a 30 de Junho de 2009.

O Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural prevê a monitorização da qualidade de serviço do sector do gás natural prestada pelos vários operadores das infra-estruturas, abrangendo três áreas: continuidade de serviço, característica do gás natural e pressão de fornecimento.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Terminal de GNL

A caracterização da continuidade de serviço prestado pelo Terminal de GNL é apresentada com base em 5 indicadores definidos da seguinte forma:

- Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos efectivos de descarga e o número total de descargas.
- Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de descarga e o número de descargas com atraso.
- Tempo médio de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de enchimento e o número total de enchimentos.
- Tempo médio de atraso de enchimento de camiões cisterna (h): quociente entre o somatório dos tempos de atraso de enchimento e o número de enchimentos com atraso.
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural: quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações relativas à injeção de gás natural para a rede de transporte.

No que se refere aos tempos de descarga de navios metaneiros e de enchimento de camiões-cisterna, consideram-se atrasos sempre que a duração de descarga for superior a 20 h e a duração do enchimento for superior a 2 h.

O Quadro 4-1 apresenta os indicadores definidos para o ano gás 2008-2009.

Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2008-2009

	Ano gás 2008-2009					Ano gás 2007-2008
	Trimestre				Anual	
	1.º Jul – Set 2008	2.º Out – Dez 2008	3.º Jan - Mar 2009	4.º Abr – Jun 2009		
Número de descargas de navios metaneiros	9	8	11	11	39	35
Número de enchimentos de camiões-cisterna	400	611	660	465	2136	2148
Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm)¹	19:09	19:04	19:29	18:49	19:08	20:25
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm)²	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00	51:22
Tempo médio efectivo de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)³	1:33	1:43	1:45	1:45	1:42	1:37
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)⁴	0:30	0:30	0:34	0:29	0:31	0:49
Cumprimento das nomeações de injeção de GN (%)⁵	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de GN (%)⁶	99,49	98,32	99,34	99,69	99,20	99,33

Rede de transporte de gás natural

A continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Número médio de interrupções por ponto de saída: quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções por ponto de saída (minutos/ponto de saída): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado.
- Duração média de interrupção (minutos/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

No ano gás 2008/2009 ocorreram duas interrupções de serviço, conduzindo aos seguintes valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço:

- Número médio de interrupções por ponto de saída: 0,026 interrupções/ponto de saída.
- Duração média das interrupções por ponto de saída: 0,18 minutos/ponto de saída.
- Duração média de interrupção: 7 minutos/interrupção.

Redes de distribuição

A continuidade de serviço de fornecimento das redes de distribuição é apresentada através de três indicadores determinados para o ano gás 2008-2009:

- Número médio de interrupções por cliente: quociente do número total de interrupções a clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes, no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, durante determinado período, pelo número total de clientes existentes no fim do período considerado.
- Duração média das interrupções (minutos/interrupção): quociente da soma das durações das interrupções nos clientes, pelo número total de interrupções nos clientes no período considerado.

Quadro 4-2 – Caracterização da qualidade de serviço das redes de distribuição, ano gás 2008-2009

Operador da rede	Número de interrupções					Indicadores gerais		
	Tipo de interrupção				Total	Número médio de interrupções por mil clientes (interrupções/1 000 clientes)	Duração média das interrupções por cliente (minutos/cliente)	Duração média das interrupções (minutos/interrupção)
	Não controlável		Controlável					
	Prevista	Acidental	Prevista	Acidental				
<i>Razões de interesse público</i>	<i>Razões de segurança Casos fortuitos ou de força maior</i>	<i>Razões de serviço</i>	<i>Outras causas, tais como avarias</i>					
Beiragás	0	0	0	0	0	0	0	0
Dianagás	0	0	0	0	0	0	0	0
Duriensegás	0	0	0	0	0	0	0	0
Sonorgás	0	0	0	0	0	0	0	0
Paxgás	0	0	0	0	0	0	0	0
Lusitaniagás	0	1	0	0	1	0,01	0,0002	42,00
Tagusgás	8	132	88	4	232	10,03	1,51	150,72
Medigás	0	253	0	0	253	20,38	1,75	86,10
Setgás	0	943	457	0	1 400	10,26	0,81	124,18
Portgás	0	1 632	0	0	1 632	8,13	1,48	182,62
Lisboagás GDL	0	2 101	11 523	178	13 802	28,91	9,14	316,57
Total	8	5 062	12 068	182	17 320	-	-	-

Fonte: Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Sonorgás, Paxgás, Lusitaniagás, Tagusgás, Medigás, Setgás, Portgás, Lisboagás GDL

Neste ano gás, as redes de distribuição de cinco operadores não foram afectadas por interrupções, o que é justificável pelo facto das redes de gás natural, com excepção da rede da Lisboagás GDL, serem recentes. A grande diferença entre o número de interrupções em cada rede de distribuição e o valor dos

indicadores deve-se, em grande parte, ao facto da dimensão e do número de clientes de cada rede ser muito díspar.

As 17 320 interrupções ocorridas afectaram 17 189 clientes, 1,56% dos clientes de gás natural, sendo que, 131 clientes foram afectados por duas interrupções

PRESSÃO DE FORNECIMENTO

Durante o ano gás 2008-2009, os operadores das redes de distribuição efectuaram a monitorização da pressão em alguns pontos das redes de distribuição. De acordo com o tipo de pontos definidos, a monitorização realizou-se de forma permanente ou não permanente, ou seja, continuamente ao longo do ano gás ou por um período de tempo definido.

4.1.2.3 BALANÇO

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. O incumprimento, por parte dos agentes de mercado, das existências máximas e mínimas na rede de transporte configura uma situação de desequilíbrio individual e tem associado um regime de penalidades aprovado pela ERSE, designado por mecanismo de incentivo à reposição do equilíbrio individual. As penalidades foram estabelecidas na sequência de proposta apresentada pelo operador da rede de transporte. A sua imputação aos agentes de mercado não os isenta da obrigação de corrigirem os desequilíbrios individuais, devendo repor as suas existências dentro dos limites estabelecidos.

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. Esta reserva consiste na quantidade de gás natural necessária para responder a necessidades de curto prazo, resultantes de eventuais diferenças entre os perfis de injeção e de 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.

As reservas operacionais devem ser constituídas pelos agentes de mercado, sendo o seu uso da responsabilidade exclusiva do operador da rede de transporte 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, são aprovadas pela ERSE mediante proposta do operador da rede de transporte.

4.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS

No sector do gás natural actuam operadores das seguintes infra-estruturas:

- Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
- Armazenamento Subterrâneo de gás natural.
- Rede de transporte de gás natural.
- Redes de distribuição de gás natural.

Actualmente, em Portugal continental existe um operador do Terminal de GNL, dois operadores de armazenamento subterrâneo, um operador da rede de transporte, 11 operadores da rede de distribuição e 11 CUR retalhistas, sendo que apenas quatro destes comercializadores estão separados dos operadores da rede de distribuição do ponto de vista jurídico (as empresas com mais de 100.000 clientes).

Os operadores de infra-estruturas verificam os critérios de separação de actividades estabelecidos na Directiva 2003/55/CE, já transpostos para o ordenamento jurídico nacional.

Em 2009, o regulador submeteu a consulta pública uma proposta regulamentar que viria a consagrar um conjunto de obrigações em matéria de separação de imagem, publicado já em 2010.

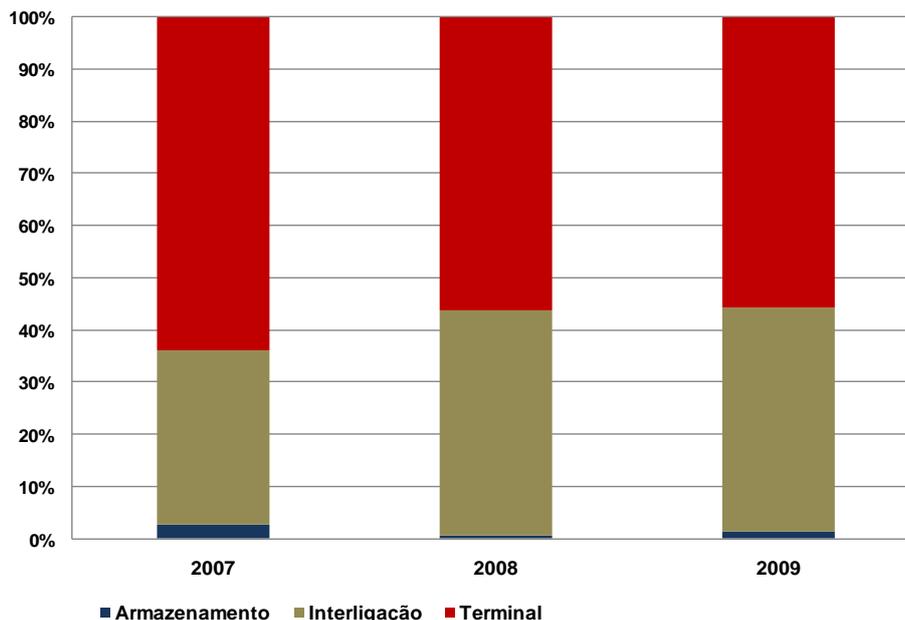
4.2 CONCORRÊNCIA

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efectuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines, através de contratos *take-or-pay* de longo prazo em que os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria.

A repartição do aprovisionamento é efectuada na Figura 4-1, onde se pode observar que, para os últimos três anos, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do abastecimento de gás natural no mercado português, com o valor de 2009 a representar cerca de 55% do volume total de gás contratado para o mercado nacional.

Figura 4-1 – Repartição do aprovisionamento por infra-estrutura



O enquadramento legal do sector, designadamente o que decorreu dos diplomas publicados durante o ano de 2006, veio consagrar a existência, quer da separação de actividades, quer da lógica de funcionamento do sector em regime de mercado.

Durante o ano de 2009, a ERSE concretizou o primeiro leilão de libertação de quantidades excedentárias de gás natural, conforme se caracteriza no ponto 4.2.3.2, leilão este que vigorou para o ano-gás 2009-2010. Com o intuito de dar estabilidade ao processo de liberalização do sector e dotar os agentes de mercado de alguma previsibilidade na programação das suas operações, a ERSE definiu que se realizarão leilões idênticos para os dois anos-gás seguintes.

A concretização do primeiro leilão de libertação de quantidades de gás natural permitiu a colocação de 300 milhões de m³ de gás natural (equivalente a cerca de 3.500 GWh), destinados a promover a desconcentração do mercado grossista de gás. Com esta medida, foi colocada à disposição dos agentes o equivalente a cerca de 6% da procura global de 2009.

INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS

A integração do mercado de gás natural tem-se efectuado através de duas iniciativas o Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) e o GRI Sul.

A proposta do modelo de organização e dos princípios de funcionamento do MIBGAS⁸ apresentada aos Governos de Portugal e Espanha pela ERSE e pela CNE, em 2008, descreve o plano de acção para a criação e desenvolvimento futuro deste mercado:

- Harmonização das licenças de comercialização de gás natural ao nível ibérico: A CNE e a ERSE devem elaborar um estudo com uma análise comparativa das condições para obter a licença de comercialização em ambos os países e uma proposta de recomendações de harmonização regulatória.
- Convergência na estrutura de tarifas de acesso: De modo a garantir o acesso às infra-estruturas, a nível ibérico, é necessária uma convergência nas estruturas e sistemas de tarifas de acesso, em particular, as relacionadas com o trânsito de gás natural entre Espanha e Portugal, dada a sua importância no estabelecimento do mercado ibérico.
- Planeamento conjunto do sistema de gás natural ibérico: A REN e a ENAGAS deverão preparar um plano de investimento para reforço das interligações e capacidade de armazenamento de gás natural.

No âmbito do primeiro ponto deste plano de acção, a ERSE e a CNE colocaram a consulta pública no início de 2009 uma proposta de harmonização e reconhecimento mútuo das licenças de comercialização no mercado ibérico de gás natural⁹. O processo de consulta pública terminou a 15 de Abril de 2009, tendo sido recebidos comentários de sete agentes de mercado e operadores do sistema de gás natural.

Face ao resultado positivo da consulta pública, a ERSE e a CNE apresentaram aos Governos de Portugal e Espanha, no início de 2010, uma proposta de reconhecimento mútuo das licenças de comercialização de gás natural no âmbito do MIBGAS, incluindo um documento conjunto de análise dos comentários recebidos.

No que diz respeito ao GRI SUL, as entidades reguladoras de Portugal, Espanha e França (RCC GRI Sul) reuniram-se em Madrid a 11 de Setembro de 2006 para o lançamento da iniciativa regional de gás natural para o Sul da Europa. Desde então os principais desenvolvimentos foram alcançados na atribuição de capacidade, interoperabilidade, investimentos e convergência legal.

⁸ <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/19.aspx>

⁹ <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/27Consultapublica.aspx>

4.2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

A procura de gás natural em Portugal continental encontra-se caracterizada no ponto 5.2.1.

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE GÁS NATURAL

Conforme referido anteriormente, as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelos CUR aos seus clientes resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização.

Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelos CUR, permite assegurar a inexistência de subsidiações cruzadas entre:

- Actividades de monopólio (actividades de rede e restantes infra-estruturas) e actividades de mercado (comercialização e compra e venda de gás natural).
- Clientes dos CUR com características de consumo diferentes.
- Clientes dos CUR e clientes que participam no mercado.
- CUR e comercializadores de mercado.

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 subsidiações cruzadas entre clientes, e ao reflectir os custos marginais permitir uma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por actividade ou serviço. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelas várias componentes tarifárias reguladas 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, assume especial importância para os clientes de menor dimensão e de entre estes para os clientes com menos informação.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, pelas várias tarifas que o compõem, tarifa de Energia, tarifa de Uso da Rede de

Transporte, tarifa de Uso do Global do Sistema, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

Figura 4-2 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010

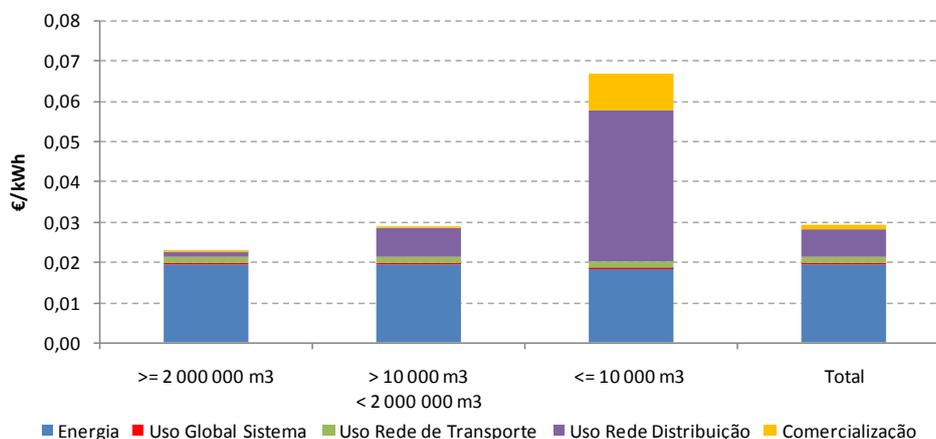
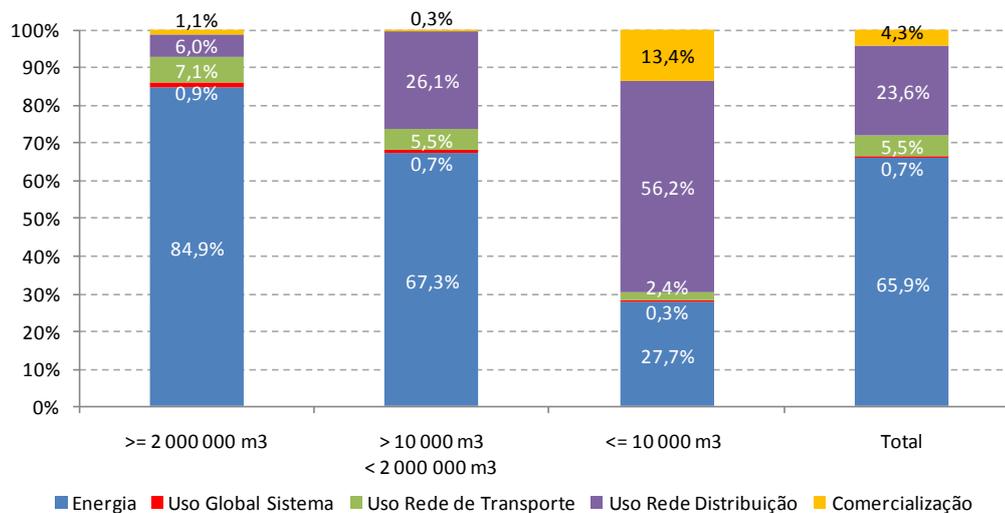


Figura 4-3 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009-2010



ABERTURA DE MERCADO

O calendário de abertura de mercado legalmente definido, estabelece que podem aceder livremente à escolha de fornecedor:

- Todos os produtores de electricidade em regime ordinário, a partir de 1 de Janeiro de 2007;
- Todos os clientes com consumo anual superior a 1 milhão de m³ (n), a partir de 1 de Janeiro de 2008;

- Todos os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), a partir de 1 de Janeiro de 2009;
- Todos os clientes, a partir de 1 de Janeiro de 2010.

Neste sentido, durante o ano de 2009 o mercado esteve aberto para os centros electroprodutores e para todos os consumidores industriais, representando este limiar cerca de 94% da dimensão global do mercado, considerando a estrutura média do mercado ao longo dos últimos 4 anos (2006 a 2009).

Estão assim disponíveis as seguintes opções de contratação de gás natural:

- a) Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com comercializadores em regime de mercado.
- b) Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com os CUR.
- c) Contratação de gás natural nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, no caso de clientes com estatuto de agente de mercado.

A gestão do processo de mudança de comercializador está atribuída ao operador da rede nacional de transporte (REN Gasodutos), sendo os procedimentos e os prazos de mudança de comercializador aprovados pela ERSE. Neste sentido, os referidos procedimentos vieram a ser publicados em 5 de Março de 2009 (Despacho ERSE n.º 6973/2009, publicado em Diário da República n.º 45, Série II de 5 de Março).

No âmbito da regulamentação em vigor, os clientes têm o direito a mudar de comercializador de gás natural até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança de comercializador.

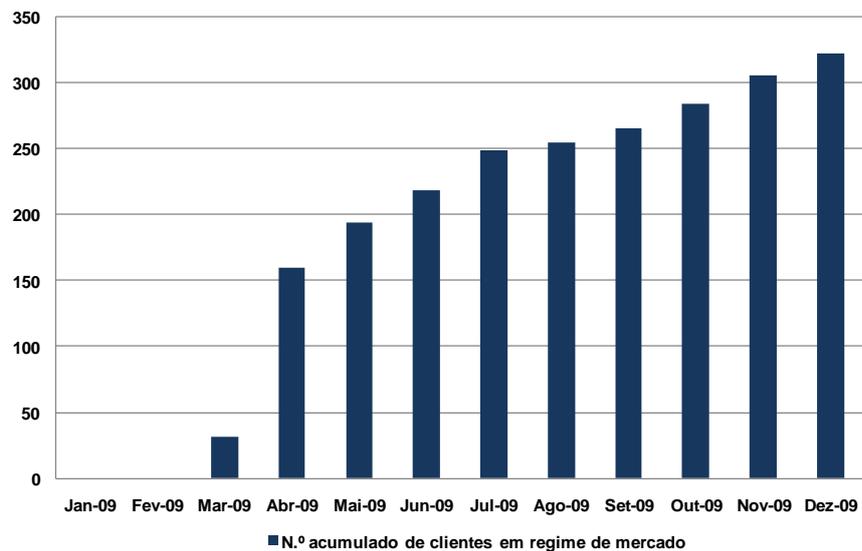
Como referido anteriormente, a REN Gasodutos é a entidade regulamentarmente encarregue de operacionalizar o processo de mudança de comercializador e, com esse propósito, iniciou em 2009 a implementação da plataforma logística e informacional para o efeito. Este processo foi faseado, com o intuito de dar resposta à abertura de mercado a todos os consumidores industriais e de permitir a mudança de comercializador para os consumidores domésticos.

A juventude da plataforma não permitiu ainda a recolha de informação de mudança global e fiável, a disponibilizar à ERSE para acompanhamento e monitorização do processo de liberalização. Nesse sentido, a ERSE promoveu alterações regulamentares destinadas a precisar o conjunto de obrigações dos diferentes agentes para o cumprimento dos deveres de informação por parte da entidade encarregue de gerir a mudança de comercializador, nomeadamente quanto à estrutura do mercado em termos de consumo.

Com base na informação processada pelo gestor de mudança de comercializador, 322 clientes transitaram de fornecimento à tarifa regulada para a carteira de um comercializador de mercado, ou

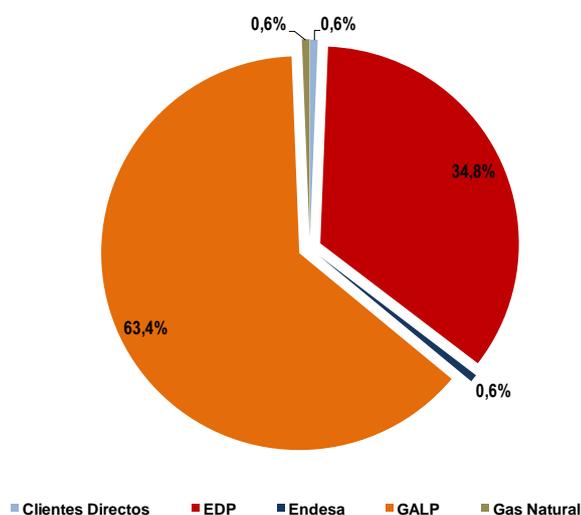
iniciaram directamente consumo no mercado, durante 2009, de acordo com a Figura 4-4. Todos os clientes mencionados respeitam ao segmento de clientes industriais.

Figura 4-4 – Número de clientes com mudança de comercializador durante o ano de 2009



No âmbito da actividade da captação de clientes por parte dos comercializadores em mercado, uma parte substancial refere-se à migração entre carteiras dos dois principais operadores. Com efeito, conforme se apresenta na Figura 4-5, cerca de 98% do número total de clientes que mudaram de comercializador destinaram-se às carteiras da GALP ou da EDP, o que reflecte uma significativa concentração do mercado de retalho do gás. De todo o modo, regista-se a presença activa em 2009 de outros dois comercializadores independentes de qualquer agente ou grupo económico com activos no transporte ou na distribuição de gás natural.

Figura 4-5 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em regime de mercado durante o ano de 2009



4.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

4.2.3.1 OPERAÇÕES DE CONCENTRAÇÃO E ARTICULAÇÃO COM A AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

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 do gás natural. Nestes caso, o parecer da entidade reguladora da concorrência deve ser elaborado tendo presente as obrigações legais de cooperação e coordenação com a entidade reguladora sectorial, sendo a ERSE chamada a pronunciar-se formalmente nas situações de notificação que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2009, não se registaram quaisquer operações susceptíveis de notificação à Autoridade da Concorrência, pelo que a ERSE não foi solicitada emitir parecer neste âmbito.

4.2.3.2 LEILÕES DE LIBERTAÇÃO DE QUANTIDADES DE GÁS NATURAL

Com vista a fomentar a dinamização do processo de liberalização do mercado do gás natural e, assim, promover o aumento da concorrência no sector, a ERSE decidiu implementar a realização de leilões de libertação de quantidades de gás natural, permitindo a disponibilização de gás aos novos comercializadores em regime de mercado e aos consumidores elegíveis que considerem vantajoso adquirir gás natural nestes leilões.

Nesse sentido o Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural (art.º 60º), estabelece que a GALP Gás Natural, enquanto comercializador do SNGN, deve promover a realização de leilões anuais de gás natural em 2009, 2010 e 2011, numa quantidade de 300 milhões de m³ (n)/ano.

A fixação dos termos e condições finais para a realização do leilão no ano gás 2009-2010, resultou de uma consulta prévia que a ERSE realizou junto das entidades que antecipadamente se manifestaram interessadas em participar no leilão, tendo por base uma proposta inicial apresentada pela Galp Gás Natural.

A ERSE aprovou através do Despacho n.º 31629/2008, de 11 de Dezembro, os termos e condições de realização do leilão (300 milhões de m³ (n)) para o período de 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010.

A capacidade de participação no leilão para 2009/2010 foi apenas facultada aos comercializadores em regime de mercado bem como aos clientes elegíveis (à data clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n)), que puderam adquirir quantidades máximas de, respectivamente, 90 milhões de m³ (n) ou 1,2 vezes o consumo verificado nos últimos doze meses.

As quantidades de gás natural adquiridas pelos participantes dos leilões, destinam-se a ser consumidas obrigatoriamente em território nacional, estando excluída a participação dos centros electroprodutores em regime ordinário bem como de todas as entidades maioritariamente participadas, em regime de domínio total ou sob controlo efectivo do Grupo GALP.

O leilão realizou-se no dia 10 de Fevereiro de 2009, sendo o OMIP a entidade responsável pela execução técnica do mesmo. As regras correspondentes constam do Despacho ERSE n.º 1800/2009 de 14 de Janeiro.

5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, publicado em 2006, as competências no âmbito da segurança do abastecimento no sector eléctrico e no sector do gás natural são da responsabilidade do Governo que delegou na Direcção Geral de Energia e Geologia a responsabilidade a sua monitorização.

5.1 ELECTRICIDADE

5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2009

O consumo de energia eléctrica em 2009 situou-se em 49,9 TWh, registando-se uma redução em relação ao ano anterior de 1,4% (1,8 % com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis).

Em 2009, a produtividade hidroeléctrica esteve, pelo 6.º ano consecutivo, abaixo da média, tendo-se registado um índice de hidraulicidade de 0,77. Contudo, o armazenamento nas albufeiras em 2009 passou de 1 453 GWh para 2 545 GWh, correspondendo, respectivamente, a 47% e 83% da capacidade máxima de armazenamento em albufeira do sistema eléctrico português.

As centrais hidroeléctricas contribuíram para o abastecimento de 14% do consumo, tendo as térmicas contribuído para 48%. As entregas dos produtores em regime especial cresceram 25% relativamente a 2008, atingindo 29% do consumo nacional.

O saldo importador foi o mais baixo desde 2003, tendo abastecido 10% do consumo.

Em 2009 não se verificaram alterações na capacidade instalada em centrais hidroeléctricas em regime ordinário, salientando-se a entrada em serviço da central de ciclo combinado de Lares (2x435 MW) e a instalação de 944 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 207 MW instalados por produtores térmicos, 20 MW por produtores hidráulicos, 695 MW por produtores eólicos e 12 MW por produtores fotovoltaicos.

No desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, destacam-se a construção da linha Falagueira-Estremoz e a abertura da subestação de Estremoz, reforços importantes para a melhoria na qualidade de serviço da zona interior do Alto Alentejo, e ainda a entrada em serviço da subestação de Lagoaça (Freixo de Espada à Cinta) contribuindo para o aumento significativo da capacidade de troca com a rede espanhola através da nova interligação a 400 kV a estabelecer nesta zona.

Foram também reforçadas as potências de autotransformação das subestações de Falagueira e Ferreira do Alentejo aumentando, respectivamente, a capacidade de recepção de energia renovável no eixo da Beira Interior e a capacidade de interligação com Espanha.

Em termos de qualidade de serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente registou o mínimo histórico de 0,42 minutos.

A repartição da produção de electricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Repartição da produção

	2009	2008	2007	2006	2005
Gás	23%	24%	21%	20%	24%
Saldo Importador	9%	19%	15%	11%	14%
Fuel	1%	2%	2%	3%	10%
Carvão	24%	21%	23%	28%	30%
Hidráulica	14%	11%	19%	20%	9%
PRE	29%	23%	20%	18%	13%

Fonte: Dados de 2009 obtidos a partir da REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo

	2009	2008	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	7892	6441	23
PRODUÇÃO TÉRMICA	23708	23797	-0,37
PRE	14417	11565	25
SALDO IMPORTADOR	4777	9431	-49
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	929	639	45
CONSUMO TOTAL	49865	50595	-1,4

Fonte: Dados de 2009 obtidos a partir da REN

Nos anos em análise a potência máxima solicitada à rede pública verificou-se no dia 12 de Janeiro com 9217 MW, valor que ultrapassa em cerca de 245 MW o observado em Dezembro de 2008.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2009	12-Jan	9217	2,72
2008	2-Dez	8973	-1,50
2007	18-Dez	9110	3,48
2006	30-Jan	8804	3,24
2005	27-Jan	8528	3,38

Fonte: Dados de 2009 obtidos a partir da REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 – Parque electroprodutor

	2009 (MW)	2008 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4.578	4.578	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	6.690	5.820	870
Carvão	1.776	1.776	0
Fuel	1.476	1.476	0
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	165	165	0
Gás natural	3.036	2.166	870
POTÊNCIA INSTALADA PRE	5.470	4.526	944
Produtores Térmicos	1.631	1.424	207
Produtores Hidráulicos	405	385	20
Produtores Eólicos	3357	2662	695
Produtores Fotovoltaicos	75	53	22
Produtores Energia das Ondas	2	2	0
TOTAL	16738	14924	1814

Fonte: REN

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 5-5.

Quadro 5-5 – Margem de capacidade

	2009	2008	2007	2006	2005	2009/2005
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	Variação (%)
Potência instalada total	16738	14924	14041	13621	12821	1,31
Térmica	6690	5820	5820	5852	5851	1,14
Hidráulica	4578	4578	4582	4582	4582	1,00
PRE	5470	4526	3639	3187	2388	2,29
Potência máxima anual	9217	8973	9110	8804	8528	1,08
Margem de capacidade	7521	5951	4931	4817	4293	1,75
	(45%)	(40%)	(35%)	(35%)	(33%)	

Fonte: Dados de 2009 obtidos a partir da REN

5.1.2 NOVOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

De acordo com o “Relatório sobre segurança do abastecimento ao nível da produção de electricidade para o período de 2009 a 2020”, publicado pela REN, a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário, no período 2009-2013 e até 2020, resulta, para além dos dois grupos CCGT da central da Lares (2x435 MW) que entraram em serviço em 2009, do desenvolvimento dos projectos de construção dos restante 6 novos grupos CCGT de 400 MW que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores. Nesta evolução salienta-se a desclassificação faseada da central do Carregado até 31 de Maio de 2012, e a desclassificação dos grupos 3 e 4 da central de Tunes em Dezembro de 2010.

A evolução do parque hidroeléctrico prevê reforços de potência dos aproveitamentos existentes, num total de cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW são reversíveis, e novos em fase de implementação no Baixo Sabor (168 MW reversíveis) e Ribeiradio (70 MW). Até 2020 admite-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, que contempla um conjunto de 10 novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível.

No tocante à PRE, a evolução prevista da potência instalada para este tipo de produção é a indicada no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 – Evolução prevista para a PRE

	2011 (MW)	2014 (MW)	2019 (MW)
Eólica	4928	5600	6950
Hídrica (< 10 MW)	457	550	700
Biomassa	773	913	943
Solar	232	580	1360
Ondas	17	48	150
Geotérmica	30	30	50
Cogeração	2050	2230	2590

Fontes: "Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE", DGEG.
"Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019)", REN.

No tocante ao regime de remuneração da PRE, o seu preço é estabelecido pelo Governo e depende da tecnologia e do diagrama da entrega à rede. O sobrecusto¹⁰ que resulta deste incentivo é suportado pela tarifa de Uso Global do Sistema.

5.2 GÁS

5.2.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2009

A procura de gás natural no ano 2009 registou uma diminuição de 5,4% face ao ano 2008, verificando-se um saldo positivo de 5,6% de 2005 para 2009. A procura de gás natural para produção de energia eléctrica, no ano 2009, registou uma diminuição de 13,4% face a 2008, tendo sido a principal causa da diminuição da procura de gás natural em 2008, pois representa mais 40% da procura total. No ano de 2009, apenas no segmento da Grande Industria, se registou crescimento na procura de gás natural (5,3%).

A procura de gás natural, por segmento, verificada desde 2005 é ilustrada na tabela seguinte.

¹⁰ Calculado como a diferença entre o preço pago à PRE e o preço médio verificado no mercado ou por contratação bilateral.

Quadro - 5-7 – Evolução da procura de gás natural

	2009	2008	2007	2006	2005	Variação 2009-2008 [%]	Variação 2009-2005 [%]
Mercado Eléctrico [TWh]	21,9	25,3	21,4	20,1	23,3	-13,4	-6,0
Grande Industria [TWh]	19,9	18,9	18,7	17,7	16,9	5,3	17,8
Distribuição Regional [TWh]	8,8	9,3	8,8	8,1	7,7	-5,4	14,3
Total da procura [TWh]	50,6	53,5	48,9	45,9	47,9	-5,4	5,6

Fonte: REN Gasodutos

5.2.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Junho, estabelece no seu Capítulo XI a promoção das condições de garantia e segurança de abastecimento para o SNGN, através das seguintes medidas:

- Constituição e manutenção de reservas de segurança;
- Diversificação das fontes de abastecimento de gás natural;
- Existência de contratos de longo prazo para o aprovisionamento de gás natural;
- Desenvolvimento da procura interruptível;
- Desenvolvimento da cooperação e mecanismos de solidariedade com operadores dos países vizinhos;
- Promoção da eficiência energética;
- Definição e aplicação de medidas de emergência.

5.2.2.1 RESERVAS DE SEGURANÇA

Os agentes de mercado que desenvolvem a sua actividade no território nacional estão sujeitos à obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança, as quais não poderão ser inferiores a 15 dias de consumos não interruptíveis dos produtores de electricidade em regime ordinário e a 20 dias dos restantes consumos não interruptíveis.

As reservas de segurança são constituídas prioritariamente em instalações de armazenamento de gás natural localizadas no território nacional, excepto em caso de acordo bilateral que preveja a possibilidade de estabelecimento de reservas de segurança noutros países, situação que depende de autorização expressa do ministro responsável pela área da energia.

As reservas de segurança podem considerar os quantitativos de gás natural detidos nos armazenamentos subterrâneos de gás natural, no terminal de GNL e em navios metaneiros em trânsito para terminais de GNL em Portugal a nove dias de trajecto.

Em 2009 a DGEG, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho concedeu a isenção de constituição de reservas de segurança para dois centros electroprodutores (Central da Tapada do Outeiro e Central de Lares). Desta forma, em 2009, os quantitativos das reservas de segurança diminuíram e, juntamente com a entrada em exploração da nova cavidade de armazenamento subterrâneo no Carriço, registou-se a libertação de parte da capacidade de armazenamento afecta à manutenção de reservas de segurança no SNGN.

5.2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

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. O PDIR prevê a construção de mais cinco cavernas subterrâneas, além das quatro existentes.

O Quadro 5-8 apresenta os valores das capacidades de armazenamento úteis, das cavidades, da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, assim como a capacidade de emissão de gás natural para a rede de transporte, em 2009.

Quadro 5-8 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN

Caverna Subterrânea	Capacidade de armazenamento [m ³]	Capacidade de emissão para a RNTGN [m ³ (n)/h]
TGC-3	530 000	300 000
TGC-5	470 000	
TGC-1S	360 000	
TGC-4	550 000	

Fonte: Transgás Armazenagem e REN Armazenagem

5.2.2.3 TERMINAL DE GNL

A segurança no abastecimento 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 m³ uma capacidade nominal de injeção para a RNTGN de 600 000 m³(n)/h e uma capacidade máxima de injeção de 900.000 m³(n)/h.

A actividade do terminal de GNL de Sines durante o ano de 2009 relativamente às descargas de navios metaneiros e enchimentos de camiões cisterna é apresentada no Quadro 5-9.

Quadro 5-9 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL

	2009	2008	2007	2006	2005	Varição 2009-2008 [%]	Varição 2009-2005 [%]
Total de navios metaneiros recebidos	36	35	35	28	23	2,8	57
Total de GNL descarregado [Mm³_{GNL}]	4,3	4,6	4,6	3,5	2,9	-7,0	49
Total de enchimentos de camiões cisterna	2094	2097	2265	1618	1059	-0,1	98

Fonte: REN Atlântico

A REN Atlântico recebeu e descarregou durante o ano 2009 mais um navio face à actividade homóloga de 2008. Não obstante, a recepção de metaneiros em 2009 registou um aumento de 57% relativamente a 2005, resultando num acréscimo de 49% no total de GNL descarregado no terminal.

Relativamente ao enchimento de camiões cisterna, registou-se uma ligeira diminuição face a 2008. A quantidade total de GNL expedido representou apenas 2% da energia total movimentada pelo terminal.

O PDIR, submetido pelo grupo REN para aprovação por parte do ministro responsável pela tutela da energia, previu o reforço substancial da capacidade de recepção, armazenamento e regaseificação do terminal de GNL de Sines, através da adequação do *jetty* para a descarga de navios de maior dimensão, construção do terceiro reservatório de GNL, com um volume útil de 150.000 m³ GNL, a expansão da capacidade nominal de injeção para a RNTGN para 1 350 000 m³(n)/h e o incremento da flexibilidade e segurança operacional da infra-estrutura.

5.2.2.4 IMPORTAÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO DE FONTES DE ABASTECIMENTO

A entrada de gás natural na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, verificada no ano de 2009, foi de 55,6 TWh (4,68 bcm¹¹). A capacidade máxima de importação de gás natural por gasoduto é de

¹¹ 1 bcm (billion cubic meters) = 10⁹ m³.

8,95 bcm, o que permite constatar que existe presentemente capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector.

A entrada de gás natural na rede de transporte, em 2009, ocorreu no ponto de ligação ao terminal de GNL de Sines (60%) e na interligação internacional de Campo Maior (40%). O gás natural processado em Sines e veiculado na interligação de Campo Maior é, maioritariamente, proveniente da Nigéria e da Argélia, respectivamente.

O Quadro 5-10 apresenta o balanço de gás natural na rede de transporte desde 2006.

Quadro 5-10 - RNTGN – entradas e saídas

	2009	2008	2007	2006	Variação 2009-2008 [%]	Variação 2009-2006 [%]
ENTRADAS [TWh]	55,6	53,9	51,1	51,7	3,2	7,5
Interligações [TWh]	22,5	23,4	18,3	27,8	-3,8	-19,1
▪ Mercado Interno	22,5	23,0	16,4	23,4	-2,2	-3,8
▪ Trânsito	0	0,4	1,9	4,4	-100	-100
Terminal de GNL [TWh]	33,1	30,1	31,5	23,1	10,0	43,3
Armazenamento – Extracção [TWh]	0,67	0,3	1,3	0,8	123,3	-16,3
SAIDAS [GWh]	51,7	53,9	51,3	51,9	-4,1	-0,4
GRMS [TWh]	50,6	53,0	48,5	45,9	-4,5	10,2
Armazenamento – Injecção [TWh]	1,1	0,4	0,9	1,5	175,0	-26,7
Interligações [TWh]	0	0,5	1,9	4,55	-100	-100
▪ Mercado Internacional	0	0	0	0,15	0	-100
▪ Trânsito	0	0,5	1,9	4,4	-100	-100

Fonte: REN Gasodutos

5.2.2.5 CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO DE LONGO PRAZO

A empresa Transgás, SA detentora dos contratos de *take or pay*, foi redenominada 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.

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. A Sonatrach obriga-se a fornecer a quantidade anual da ordem de 2.5 bcm durante o período de vigência do contrato, isto é, até 2020.

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, 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.

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.

DEFINIÇÃO E APLICAÇÃO DE MEDIDAS DE EMERGÊNCIA.

Em caso de perturbação do abastecimento o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, temporariamente, as medidas de emergência necessárias, determinando a utilização das reservas de segurança e medidas de restrição da procura.

A adopção de medidas de emergência é comunicada à Comissão Europeia e devem contar, sempre que tal seja possível ou adequado, com a participação de operadores e agentes de mercado.

6 SERVIÇO PÚBLICO

6.1 TARIFA SOCIAL

Em Portugal é designada de Tarifa Social uma opção tarifária que se destina exclusivamente a consumos de electricidade, relativos a casas de habitação para residência permanente, ainda que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, mas limitada à potência contratada de 2,3 kVA e a um consumo anual não superior a 400 kWh. Esta Tarifa Social traduz-se num desconto do valor da potência contratada correspondente a $\frac{1}{4}$ do valor da mesma na opção “Tarifa Simples”. Em Portugal continental, no ano de 2009 existiam cerca de 4 528 clientes de electricidade com Tarifa Social.

6.2 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os CUR são entidades titulares de licença de comercialização, emitidas pela DGEG, sobre os quais impendem obrigações de serviço público, garantindo, nomeadamente o fornecimento aos consumidores que o solicitem ou que não optem por outro comercializador no mercado.

Todos os preços praticados pelos CUR são fixados pela ERSE, como consequência da regulação a que estão sujeitas as actividades desenvolvidas. É o Governo, através de legislação específica, que designa os CUR e expressa as suas atribuições, nos sectores da electricidade e do gás natural.

6.3 INTERRUPTÕES DO FORNECIMENTO

As interrupções do fornecimento de electricidade ou de gás natural por facto imputável ao cliente só podem ter lugar após um pré-aviso de interrupção, escrito, a enviar pelo operador da rede de distribuição, com a antecedência mínima de 10 dias em relação à data em que irão ocorrer, salvo nos casos de cedência de energia a terceiros ou de incumprimento das regras relativas à segurança de pessoas e bens.

Do pré-aviso de interrupção devem constar o motivo da interrupção, os meios ao dispor do cliente para a evitar, as condições de restabelecimento do fornecimento, bem como os preços em vigor dos serviços de interrupção e de restabelecimento.

Em 2009, em Portugal continental, registou-se um total de cerca de 433 000 interrupções de energia eléctrica por facto imputável ao cliente. No sector do gás natural, também no ano de 2009 e no território continental português, o número de interrupções por facto imputável ao cliente rondou os 44 000.

6.4 CONDIÇÕES CONTRATUAIS GERAIS

As condições gerais dos contratos de fornecimento de electricidade celebrados com um CUR devem conter um conjunto mínimo de informações aprovado pelo regulador. Por sua vez, as condições gerais que devem integrar os contratos de fornecimento de gás natural celebrados entre um CUR e os clientes com consumos anuais até 10 000 m³ são aprovados pelo regulador. Também as condições gerais dos contratos de uso das redes e infra-estruturas, nos sectores da electricidade e do gás natural são previamente aprovadas pelo regulador. Em 2009 não houve registo de alterações às condições contratuais vigentes.

6.5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

ELECTRICIDADE

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são oferecidas pelo CUR a todos os consumidores de energia eléctrica. Adicionalmente, os consumidores que optaram por um comercializador de mercado podem regressar à tarifa regulada de último recurso em qualquer momento, não havendo qualquer cláusula de regresso.

As tarifas reguladas de último recurso são aprovadas e publicadas pelo regulador que determina os proveitos permitidos para as actividades de aprovisionamento de energia e comercialização de último recurso.

Os custos regulados de aprovisionamento de energia eléctrica do CUR reflectem as estimativas das condições do mercado grossista. No âmbito de acordos internacionais, o CUR é obrigado a contratar parte da energia no mercado a prazo e outra parte em leilões trimestrais. No momento da fixação anual das tarifas reguladas de último recurso são consideradas as melhores previsões para a evolução dos custos nesse mercado grossista no ano seguinte.

A actividade de comercialização de último recurso é regulada pela ERSE. Assim, o regulador deve assegurar a viabilidade económica e financeira do CUR em condições de exploração eficiente.

GÁS NATURAL

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são oferecidas pelos CUR a todos os consumidores finais de gás natural. Adicionalmente, os consumidores que optaram por um comercializador de mercado podem regressar à tarifa regulada de último recurso em qualquer momento, não havendo qualquer cláusula de regresso. Os centros electroprodutores ordinários (não inclui os pequenos produtores e instalações de cogeração) não podem acolher-se na tarifa dos CUR.

As tarifas dos CUR são aprovadas e publicadas pelo regulador que determina os proveitos permitidos para as actividades de aprovisionamento de energia e comercialização de último recurso.

Os custos regulados de aprovisionamento de gás natural dos CUR reflectem as estimativas das condições de aprovisionamento de último recurso, que estão contidas principalmente em contratos de fornecimento de longo prazo com os produtores. No momento da fixação anual das tarifas reguladas de último recurso são consideradas as melhores previsões para a evolução dos custos de aprovisionamento nesses contratos no ano seguinte. Trimestralmente, as tarifas reguladas de último recurso aplicáveis a consumidores finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ são revistas para reflectir a evolução real dos custos de aprovisionamento.

A actividade de comercialização de último recurso é regulada pela ERSE. Assim, o regulador deve assegurar a viabilidade económica e financeira dos CUR em condições de exploração eficiente.