

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA**

Agosto 2011

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	5
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SECTOR ELÉCTRICO E NO SECTOR DO GÁS NATURAL.....	7
2.1	Mercado grossista.....	7
2.2	Mercado retalhista	9
2.2.1	Sector eléctrico.....	9
2.2.2	Sector do gás natural	10
2.3	Obrigações de serviço público	11
2.4	Infra-estruturas.....	14
2.4.1	Sector eléctrico.....	14
2.4.2	Sector do gás natural	16
2.5	Segurança de abastecimento	16
2.5.1	Sector eléctrico.....	16
2.5.2	Sector do gás natural	18
2.6	Regulação/ <i>Unbundling</i>	18
2.7	Conclusões gerais	19
3	REGULAÇÃO E DESEMPENHO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	21
3.1	Matérias de regulação	21
3.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	21
3.1.2	Regulação das empresas de redes de transporte e distribuição.....	22
3.1.2.1	Tarifas de acesso às redes.....	22
3.1.2.2	Balanço.....	25
3.1.2.3	Qualidade de serviço	28
3.1.3	Separação dos operadores das redes	32
3.1.3.1	Operador da rede de transporte e de distribuição	32
3.1.3.2	Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	33
3.2	Concorrência.....	33
3.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	33
3.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais	44
3.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	52
4	REGULAÇÃO E DESEMPENHO DO MERCADO DO GÁS NATURAL	55
4.1	Matérias de regulação	55
4.1.1	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas infra-estruturas	55
4.1.2	Regulação dos operadores da rede pública de gás natural	56
4.1.2.1	Tarifas de acesso às infra-estruturas de gás natural	56
4.1.2.2	Qualidade de serviço	58
4.1.2.3	Balanço.....	62

4.1.3	Separação dos operadores das infra-estruturas.....	63
4.2	Concorrência.....	63
4.2.1	Caracterização do mercado grossista.....	63
4.2.2	Caracterização do mercado de venda a clientes finais	66
4.2.3	Medidas destinadas a promover a concorrência	74
4.2.3.1	Extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes industriais	74
4.2.3.2	Operações de concentração e articulação com a Autoridade da Concorrência	75
4.2.3.3	Leilões de libertação de quantidades de gás natural.....	75
5	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	77
5.1	Electricidade	77
5.1.1	Breve caracterização de 2010.....	77
5.1.2	Novos investimentos em produção	80
5.2	Gás	81
5.2.1	Breve caracterização de 2010.....	81
5.2.2	Segurança de abastecimento no Sistema Nacional de Gás Natural	82
5.2.2.1	Reservas de segurança.....	82
5.2.2.2	Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	83
5.2.2.3	Terminal de GNL	83
5.2.2.4	Importação e diversificação de fontes de abastecimento	84
5.2.2.5	Contratos de aprovisionamento de longo prazo	85
6	SERVIÇO PÚBLICO	87
6.1	Tarifa Social	87
6.2	Comercializadores de Último Recurso.....	87
6.3	Interrupções do Fornecimento	88
6.4	Condições Contratuais Gerais	88
6.5	Tarifas de venda a clientes finais.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do número de reclamações desde 2008	13
Figura 2-2 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha	15
Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a actuar em Portugal, em 2010	26
Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema em 2010.....	27
Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2010	27
Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tecnologia e capacidade instalada	34
Figura 3-5 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por agente e capacidade instalada	35
Figura 3-6 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal Por tecnologia e energia produzida.....	36
Figura 3-7 - Concentração na produção em termos de capacidade instalada	37
Figura 3-8 - Quotas de energia produzida por agente	38
Figura 3-9 - Concentração na produção em termos de produção de energia eléctrica	39
Figura 3-10 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados.....	40
Figura 3-11 – Procura em mercado spot e consumo global mensal	41
Figura 3-12 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado.....	42
Figura 3-13 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL	43
Figura 3-14 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2010.....	45
Figura 3-15 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2010.....	46
Figura 3-16 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado.....	48
Figura 3-17 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML).....	50
Figura 3-18 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes.....	51
Figura 3-19 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora.....	52
Figura 4-1 – Repartição do aprovisionamento por infra-estrutura	64
Figura 4-2 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2010-2011.....	67
Figura 4-3 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2010-2011	68
Figura 4-4 – Abertura do mercado de gás natural por operador da rede de Distribuição Total de clientes.....	69
Figura 4-5 - Abertura do mercado de gás natural por operador de rede de Distribuição Clientes com consumos anuais > 10 000m ³	70
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos.....	72
Figura 4-7 – Repartição de clientes pelos comercializadores em mercado 2009 e 2010	73
Figura 4-8 - Repartição dos consumos por comercializador em mercado 2010	73
Figura 4-9 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2010 e por rede de distribuição.....	74

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais	11
Quadro 2-2 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2010	15
Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2010	25
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2010.....	29
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço nas principais ilhas da Região Autónoma dos Açores constituídas por sistema de transporte e distribuição, 2010.....	30
Quadro 3-4 – Indicadores de continuidade de serviço nas ilhas da Região Autónoma da Madeira, 2010.....	31
Quadro 3-5 – Caracterização da procura por tipo de fornecimento.....	44
Quadro 3-6 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR por nível de tensão.....	46
Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2009-2010	60
Quadro 4-2 – Caracterização da qualidade de serviço das redes de distribuição, ano gás 2009-2010.....	61
Quadro 5-1 – Repartição da produção.....	78
Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo.....	78
Quadro 5-3 – Potência máxima anual.....	79
Quadro 5-4 – Parque electroprodutor	79
Quadro 5-5 – Margem de capacidade.....	80
Quadro 5-6 – Potência instalada prevista para a PRE	81
Quadro 5-7 – Actividade comercial	82
Quadro 5-8 – Capacidade útil de armazenamento e capacidade de emissão para a RNTGN.....	83
Quadro 5-9 – Actividade do terminal de GNL – Tráfego de GNL.....	84
Quadro 5-10 - RNTGN – entradas e saídas.....	85

1 NOTA DE ABERTURA

O ano de 2010, caracteriza-se por um comportamento positivo dos mercados eléctrico e do gás natural que representa um contributo sustentado de Portugal para a criação do Mercado interno de Energia da União Europeia.

Neste quadro, procurar-se-á, de uma forma sucinta, sublinhar as ocorrências que justificam as expectativas anteriormente referidas, tendo em conta os principais desenvolvimentos ocorridos em Portugal nestes dois mercados.

Relativamente à electricidade, o funcionamento do mercado grossista beneficiou de condições mais favoráveis para a formação dos preços no mercado organizado que decorreram de dois níveis de razões: (i) de natureza conjuntural, que conduziram a menores diferenciais de preço entre as duas áreas de preço do MIBEL, como é o caso da hidraulicidade, que permitiu uma menor utilização de combustíveis fósseis num ano em que se registaram subidas nos preços da energia primária nos mercados internacionais e (ii) de natureza estrutural, como a entrada de nova capacidade de produção em regime ordinário e em regime especial, que permitiu reduzir as diferenças estruturais entre os parques electroprodutores dos dois países que integram o MIBEL.

No ano em análise, manteve-se um elevado grau de concentração nos mercados grossistas de electricidade e gás natural, que aponta no sentido da necessidade de implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência.

Quanto aos mercados retalhistas de electricidade e do gás natural, o ano de 2010 é marcado pelo aprofundamento do mercado liberalizado, tendo-se verificado, no caso da electricidade, uma maior dispersão de quotas de mercado e, conseqüentemente, uma redução dos indicadores de concentração de mercado.

No gás natural, a abertura do mercado à totalidade dos consumidores é um dos marcos a assinalar no ano em análise. Entretanto, no final de 2010, mais de 1 400 consumidores haviam efectuado uma migração de comercializador através da respectiva plataforma e, destes, mais de 1 100 correspondem a consumidores do segmento industrial, o que se traduz em cerca de 1/3 do número total de consumidores deste segmento.

Em termos de processo de mudança de comercializador, o mercado eléctrico é marcado por uma penetração significativa, em 2010, dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo (“grandes clientes” e “consumidores industriais”), na ordem, respectivamente, de 60% e 67% do total de consumo de cada segmento.

No caso do gás natural, durante o ano de 2010, a plataforma de mudança de comercializador foi sendo melhorada com a introdução de funcionalidades que permitem aos agentes efectuar mudanças de

comercializador através de procedimentos automatizados, assim como incluir as necessárias ferramentas de produção de informação de acompanhamento do processo, pela ERSE.

Outro marco significativo para a dinamização dos mercados retalhistas, em 2010, foi a decisão do Governo de extinguir as tarifas de venda a clientes finais, quer para a electricidade quer para o gás natural, embora com calendários diferenciados e abrangendo segmentos de consumo que, em ambos os mercados, atingiram exclusivamente os grandes consumidores.

No caso da electricidade, essa decisão conduziu à extinção das tarifas de venda a clientes finais em Portugal continental a partir de 1 Janeiro de 2011 para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, com potência contratada superior a 41,4 kW.

Para o gás natural, já a partir de 1 de Julho de 2010, verificou-se a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³. Para este segmento de consumo, a ERSE publicou, para o ano gás 2010-2011, tarifas transitórias, de forma a promover a transferência de clientes para o mercado.

Em contraponto com uma maior dinamização da actividade em mercado, a ERSE desenvolveu um maior esforço na actividade do seu acompanhamento, através do reforço de mecanismos de supervisão dos preços no mercado retalhista, bem como na disponibilização de informação aos consumidores e aos agentes do mercado.

Em matéria de obrigações de serviço público, onde se inclui a protecção dos consumidores, as principais iniciativas desenvolvidas pela ERSE, durante o ano de 2010, respeitaram a: (i) Revisão da regulamentação do sector do gás natural; (ii) Inspeção aos serviços de atendimento de empresas de gás natural e (iii) Programa do Consumidor de Energia 2010-2011.

Ainda no âmbito da protecção dos consumidores, foi consagrada a figura do cliente “economicamente vulnerável”, para o qual foi criada uma tarifa social de fornecimento de energia eléctrica, em linha com as orientações da Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho.

Finalmente, no quadro dos trabalhos realizados pelo CEER/ERGEG/ACER no que respeita ao 3.º Pacote sobre Mercado Interno de Energia, importa salientar a continuação do papel activo assumido pela ERSE na dinamização de workshops destinados a promover a análise das principais matérias relativas à transposição. Adicionalmente, a nível interno, refere-se a participação da ERSE nas acções de preparação da transposição das directivas de electricidade e do gás natural para o direito interno português.

No contexto da transposição destas directivas refere-se que em Portugal, muitas das medidas inovadoras do 3º Pacote já haviam sido implementadas, salientando-se, de entre outras, o caso do *unbundling* dos operadores das redes de transporte dos sectores eléctrico e do gás natural.

Quanto ao aprofundamento da independência dos reguladores, importa referir as expectativas, da ERSE, relativas a uma maior autonomia de gestão na execução do orçamento, ao alargamento das competências e à implementação do regime sancionatório que terá de ser objecto de diploma legal específico, a publicar pelo Governo.

SIGLAS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- ACER - *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
- 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.
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- 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*.
- ERI - *Electricity Regional Initiative*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- GNL – Gás Natural Liquefeito.
- GRI – *Gas Regional Initiative*
- 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.
- SEN – Sistema Eléctrico Nacional.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- 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 2010, foi possível observar uma redução da concentração no mercado de produção de energia eléctrica, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção despachada. Para esta evolução contribuiu, decisivamente, o aumento da capacidade instalada da produção em regime especial e a correspondente energia produzida, sobretudo a partir de aproveitamentos eólicos, segmento em que o incumbente não é maioritário, bem como o aumento da capacidade em ciclos combinados pela entrada de um novo agente.

A evolução em termos de redução da concentração na produção é sublinhada pelo facto de 2010 ter sido um ano de elevada produção hidroeléctrica, segmento em que o incumbente detém maior quota relativa.

A evolução mais favorável da comercialização livre conduziu a uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente ao aumento do volume de energia contratado bilateralmente, embora a parte da contratação efectuada em mercado à vista se mantenha em valores proporcionalmente elevados.

O funcionamento do mercado grossista em 2010 beneficiou, também, de melhores condições 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 favorável de hidraulicidade, que permitiu uma menor utilização de combustíveis fósseis em ano de subida dos respectivos preços nos mercados internacionais; e outros de natureza estrutural, como a entrada de nova capacidade de produção em regime ordinário e em regime especial, que permitiu reduzir as diferenças estruturais do parque electroprodutor em cada uma das áreas do MIBEL.

Neste sentido, o número de horas de separação de mercado reduziu-se em linha com a evolução registada na diferença de preços entre os dois mercados, tendo o início de 2010 sido caracterizado pela existência de congestionamentos quer no sentido Portugal-Espanha quer em sentido contrário. A crescente integração dos mercados permitiu o exercício mais efectivo da concorrência.

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 que a libertação de quantidades no mercado grossista, iniciada em 2009, não teve sequência em 2010, face aos excedentes de gás natural detidos pela generalidade dos agentes.

Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2010 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 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 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 2010, 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 2010, várias medidas no sentido de aprofundamento deste mercado, nomeadamente através da atribuição de capacidade oferecida para o curto e o longo prazos na interligação entre França e Espanha, conforme mencionado no ponto 4.2.1.

No que diz respeito ao Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS), refere-se a apresentação pela ERSE e pela CNE aos respectivos Governos, no início de 2010, de uma proposta de reconhecimento mútuo das licenças de comercialização de gás natural no âmbito do MIBGAS, tal como exposto no ponto 4.2.1. No que diz respeito à harmonização das tarifas de acesso foi iniciado um estudo prévio que procura caracterizar a situação actual e os eventuais obstáculos tarifários ao trânsito de gás na Península Ibérica. Este estudo conjunto entre a ERSE e a CNE, que será concluído em 2011, irá servir de ponto de partida à discussão pública sobre a harmonização tarifária.

2.2 MERCADO RETALHISTA

2.2.1 SECTOR ELÉCTRICO

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, o ano de 2010 é marcado pela consolidação do segmento liberalizado em termos de consumo global de electricidade, motivada pela diferença entre os preços de energia no mercado grossista e a tarifa de energia implícita nas tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais. A decisão de extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais para clientes com potência contratada superior a 41,4 kW, para 2011, veio reduzir a incerteza para os agentes em mercado, facto este que, contribuiu para reforçar as condições objectivas de desenvolvimento do mercado.

Em consonância, a redução dos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha ao nível do mercado grossista, facto que já se verificara em 2009, propiciou a percepção de menores riscos comerciais aos comercializadores que concorrem com o operador dominante no mercado português.

A evolução do mercado retalhista de electricidade (cujo segmento liberalizado aumentou significativamente em volume) caracterizou-se em 2010 por uma maior dispersão de quotas de mercado e, conseqüentemente, pela redução dos indicadores de concentração de mercado.

Ainda no que se refere ao mercado eléctrico, a mudança de comercializador é marcada por uma penetração significativa, em 2010, dos comercializadores em mercado nos segmentos de clientes com maior consumo (“grandes clientes” e “consumidores industriais”), que se situou, respectivamente, nos 60% e 67% do total de consumo de cada segmento.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas de último recurso de venda de energia eléctrica a clientes finais (os consumidores que ainda não optaram pelo mercado liberalizado), no sector eléctrico em Portugal continental, tiveram entre 2010 e 2009 um aumento de 2,9% em todos os níveis de tensão.

Quanto ao preço de energia eléctrica a retalho no mercado liberalizado 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, tendo em 2010 revisto os procedimentos de prestação de informação por parte dos comercializadores.

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. As novas regras aprovadas no final de 2010, permitirão ainda disponibilizar informação sobre os preços de referência em BTE.

2.2.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

No caso do mercado do gás natural, o ano de 2010 foi marcado pela abertura à totalidade dos consumidores. Ainda durante o primeiro semestre de 2010, uma alteração legislativa veio determinar a extinção das tarifas reguladas de fornecimento aos clientes industriais (consumos anuais superiores a 10 000 m³). Em termos efectivos, no final do ano, já mais de 2/3 dos consumos de gás natural, excluindo as centrais de ciclo combinado, são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

O número de clientes que transitou de fornecimento à tarifa para a carteira de um comercializador de mercado ou que iniciou consumo directamente no mercado liberalizado passou de 322 clientes em 2009 para 1 452 clientes em 2010, sendo que, destes, mais de 1 100 correspondem a consumidores do segmento industrial, o que traduz cerca de 1/3 do número total de consumidores deste segmento.

Durante o ano de 2010, a plataforma de mudança de comercializador foi sendo melhorada com a introdução de funcionalidades que permitiram aos agentes efectuar mudanças de comercializador através de procedimentos automatizados, assim como incluir as necessárias ferramentas de produção de informação à ERSE para o acompanhamento do processo.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A partir de 1 de Julho de 2010 verificou-se a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³. Assim, no ano gás 2010-2011 vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, a aplicar aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³. Estas tarifas são calculadas por aplicação de um factor de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado.

Na tabela seguinte, apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de venda a clientes finais para o ano gás 2010-2011.

Quadro 2-1 – Variação nominal das tarifas de venda a clientes finais

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação TVCF 2010-2011/2009-2010
Consumo \leq 10 000 m ³ /ano	3,2%

Tarifas de Venda a Clientes Finais (transitórias)	Var Tarif Transitória 2010-2011/2T2010
Consumo > 2 000 000 m ³ /ano	13,7%
10 000 m ³ /ano < Consumo < 2 000 000 m ³ /ano	26,6%

É da competência da ERSE efectuar a monitorização do preço de gás natural a retalho, assim como informar os consumidores e os agentes do mercado. Neste âmbito, compete-lhe acompanhar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados. Este 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 2010, a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista.

2.3 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

Em matéria de obrigações de serviço público, onde se inclui a protecção dos consumidores, salientam-se as seguintes iniciativas desenvolvidas pela ERSE durante o ano de 2010:

- Revisão da regulamentação do sector do gás natural.
- Inspeções aos serviços de atendimento presencial e telefónico de empresas de gás natural.
- Programa do Consumidor de Energia 2010-2011.

Em 2010 decorreu um processo de revisão dos regulamentos aplicáveis ao sector do gás natural, publicados no Diário da República de 18 de Março de 2010. Com maior impacte para os consumidores de energia sublinham-se o Regulamento de Relações Comerciais e o Regulamento da Qualidade de Serviço, cujas alterações procuraram, nomeadamente introduzir melhorias ao nível da informação e da comunicação estabelecida com os consumidores, reforçar a separação jurídica de actividades, com medidas de diferenciação de imagem e de formas de actuação, ou ainda incluir regras sobre a rotulagem do gás natural.

No âmbito da sua função fiscalizadora, a ERSE realizou duas acções de inspecção, uma ao serviço de atendimento telefónico e a outra ao serviço de atendimento presencial, ambas disponibilizadas por empresas de gás natural. Este processo inspectivo permitiu a recolha de elementos sobre o conteúdo e a forma da informação prestada aos consumidores, bem como sobre os procedimentos e prazos utilizados no tratamento das suas queixas, tendo por referência as obrigações de serviço público aplicáveis.

O Programa do Consumidor de Energia 2010-2011, lançado por ocasião do Dia Mundial dos Direitos do Consumidor (15 de Março de 2010), apostou na continuidade das acções desenvolvidas no âmbito do programa anterior, mas atende aos desafios do novo quadro de referência previsto para os mercados de electricidade e de gás natural, desde logo motivados pela publicação do 3.º pacote legislativo comunitário. Um dos principais objectivos do programa consiste em alcançar uma maior proximidade com o consumidor de energia, divulgando informação adequada às suas necessidades reais e promovendo comportamentos mais seguros e sustentáveis. As grandes áreas de intervenção da ERSE traçadas neste programa do consumidor de energia são a informação, a educação, a prevenção e gestão da conflitualidade, bem como a promoção da participação mais activa dos consumidores na regulação do sector energético. Atribui-se uma nota de destaque à continuação do Programa ERSEFORMA, com actividade regular de informação e formação junto dos consumidores e seus representantes sobre assuntos diversos da regulação e de realização de acções pontuais destinadas a temas mais específicos.

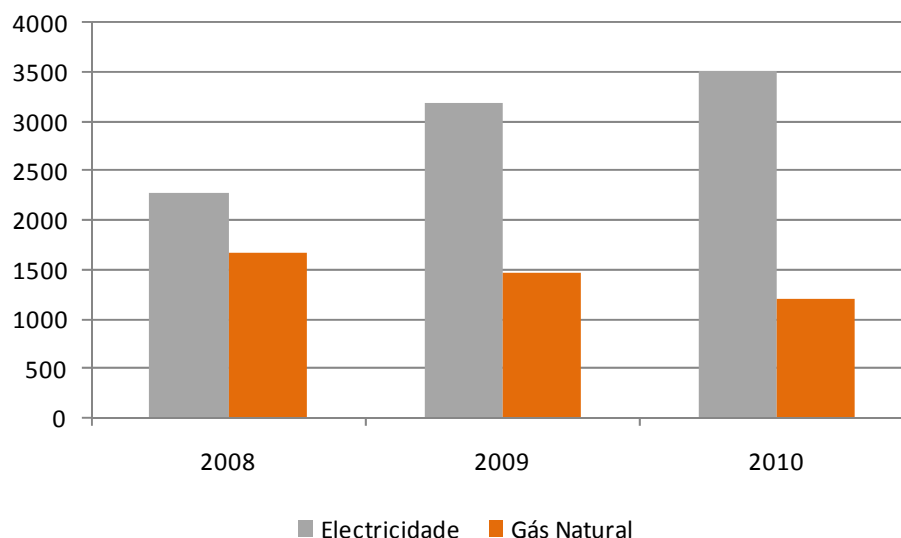
RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

A ERSE recebe, processa e responde a reclamações e a pedidos de informação de todos os consumidores de energia que se lhe dirijam.

O principal objectivo na intervenção da ERSE na resolução das queixas e informações dos consumidores é o de contribuir para a resolução dos diferendos entre as partes envolvidas. Neste contexto, a intervenção da ERSE recorre a instrumentos de natureza voluntária que permitam a resolução alternativa de litígios, tais como a mediação e a conciliação de conflitos.

A intervenção da ERSE é isenta de custos, deve ser solicitada pelo interessado e processa-se num prazo máximo de 120 dias. Das decisões da ERSE, os interessados podem recorrer para o tribunal, de natureza cível.

Em 2010, a ERSE recebeu 4 750 reclamações, das quais 3 517 referentes ao sector eléctrico e 1 205 relativas ao sector do gás natural, representando respectivamente 74% e 26% do total das reclamações. A evolução do número de reclamações, dos últimos três anos, pode ser observada na Figura 2-1 (convém notar que os universos de clientes não são idênticos: há cerca de 6 vezes mais consumidores de electricidade do que consumidores de gás natural).

Figura 2-1 - Evolução do número de reclamações desde 2008

Os temas relativos à facturação e qualidade de serviço são os temas que suscitam maior intervenção por parte da ERSE, em ambos os sectores regulados. O tema facturação inclui reclamações referentes a acertos de facturação, periodicidade da factura, valores facturados e questões relativas a preços e tarifas.

Na qualidade de serviço estão incluídos assuntos relativos ao atendimento, simpatia e qualidade do serviço prestado pelos operadores e comercializadores ao nível do balcão e atendimento telefónico, bem como questões relativas às características da tensão e continuidade do fornecimento de energia eléctrica (interrupções).

Em 2010, o número de reclamações referentes a comercializadores em regime de mercado é ainda residual. Assim, as principais empresas sobre as quais existem reclamações são o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso.

A ERSE recebeu também 846 pedidos de informação, dos quais 274 (cerca de 32%) respeitam ao sector eléctrico, 71 (cerca de 8%) referem-se ao sector do gás natural, 38 (cerca de 4%) referem-se ao gás propano e os restantes (55%) respeitam a temas externos às competências da ERSE.

É de assinalar que a ERSE disponibiliza atendimento a pedidos de informação, de forma indirecta, através da sua página na internet, através de conteúdos adaptados às situações mais solicitadas. A ERSE disponibiliza ainda um atendimento telefónico diário, assegurado por uma equipa de técnicos, que tem como principal objectivo a melhoria do acesso à informação por parte dos consumidores e a prevenção de conflitos.

2.4 INFRA-ESTRUTURAS

2.4.1 SECTOR ELÉCTRICO

TARIFAS DE ACESSO

Em 2010, 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 2010 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 2010, no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade a atribuição de capacidade foi efectuada de forma implícita, por via do mercado diário, não tendo sido realizado qualquer leilão explícito de capacidade.

A utilização da interligação entre Portugal e Espanha, observou, comparativamente a 2009, uma diminuição de 334 horas (15%) em que as interligações estiveram utilizadas a 100%, com a taxa mensal média de congestionamentos a atingir, em 2010, 1836 horas (38%) e uma taxa anual de 21%.

Relativamente ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha, registou-se um aumento do valor médio, passando de 1,27 €/MWh em 2009 para 1,95 €/MWh em 2010.

O ano de 2010 mantém a tendência de convergência entre os preços do mercado em Portugal e Espanha, associado a uma redução do número total de horas de congestionamento, em ambos os sentidos, assinalando ainda a inversão dos sentidos dos trânsitos na interligação em diversas ocasiões.

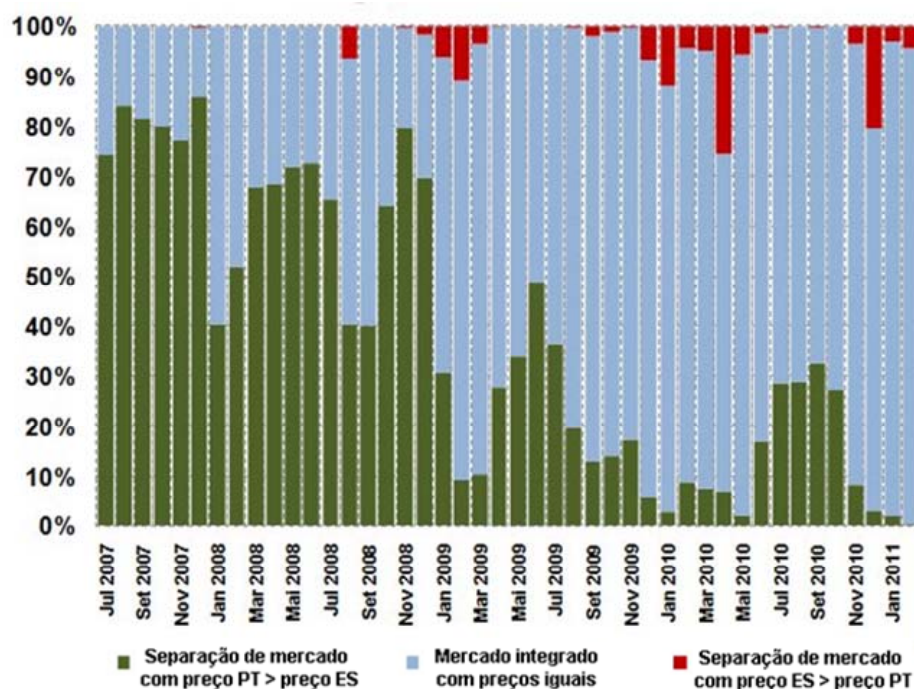
Quadro 2-2 – Evolução mensal das situações de congestionamentos na Interligação Portugal-Espanha, verificadas em 2010

Mês	Congestionamento		Diferencial preços (€/MWh)
	n.º horas	% horas no mês	Médio
Janeiro	108	15%	2,25
Fevereiro	87	13%	2,50
Março	92	12%	3,07
Abril	233	32%	0,36
Maió	56	8%	0,48
Junho	131	18%	0,89
Julho	216	29%	1,18
Agosto	214	29%	1,36
Setembro	236	33%	1,71
Outubro	203	27%	2,22
Novembro	85	12%	1,61
Dezembro	175	24%	-0,23
Média mensal 2010	153	21%	1,95
Média mensal 2009	181	25%	1,27
Total anual 2010	1836		
Total anual 2009	2172		

Fonte: ERSE, OMEL

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

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



Fonte: ERSE, OMEL

Ao longo de 2010, registaram-se cerca de 570 horas em que a interligação esteve congestionada no sentido de exportação Portugal-Espanha, um crescimento significativo face às 223 horas em 2009.

2.4.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

TARIFAS DE ACESSO

Em 2010, 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 2009, 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 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 e perante congestionamentos, contempla a adopção de mecanismos de mercado.

2.5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

2.5.1 SECTOR ELÉCTRICO

COMPETÊNCIAS DA ENTIDADE REGULADORA

No quadro legal português, publicado em 2006, a segurança do abastecimento é uma matéria da responsabilidade do Governo.

DESENVOLVIMENTO DOS INVESTIMENTOS

A nível do parque electroprodutor, regista-se o reforço recente em centrais de ciclo combinado na região centro do país (2x 419 MW), bem como a entrada em exploração de 465 MW de capacidade em regime especial.

Nos últimos anos tem-se vindo a assistir a um acréscimo significativo do peso da produção em regime especial, quer a nível da potência instalada quer a nível da satisfação do consumo nacional, crescendo de 2,4 GW em 2005 (13% do consumo) para 5,9 GW no final de 2010 (34% do consumo). Em particular, a produção eólica mais que duplicou a capacidade instalada (3 750 MW em 2010), contribuindo em 17% para o abastecimento do consumo nacional.

Quanto ao investimento na rede nacional de transporte, destaca-se a entrada em exploração da subestação de Armamar e a ampliação de Lagoaça, ambas com autotransformação 400/220 kV, a entrada em serviço das linhas a 400 kV Lagoaça - Armamar e Lagoaça – Aldeadávila e a passagem para 400 kV do eixo Armamar – Bodiosa – Paraimo, contribuindo para o aumento da capacidade de recepção de produção renovável na zona do Douro e da capacidade de interligação com a rede espanhola.

Foi ainda reforçado o eixo a 220 kV da serra da Lousã, com a nova linha Penela – Tábua, contribuindo para a recepção de nova energia renovável na região, e entrou em serviço a linha 400 kV Batalha – Lavos, importante para o escoamento da produção dos novos grupos térmicos da zona centro litoral.

No Sul, entrou em exploração a linha Sines – Portimão 3, a 400 kV, melhorando as condições de alimentação ao Algarve.

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 48% face aos 45% registados em 2009 e 40% registados em 2008. Para tal, contribuiu a entrada em funcionamento de 2 novos grupos térmicos de ciclo combinado totalizando 838 MW. Para informação mais detalhada, consultar a secção 5.1.1, “Breve Caracterização de 2010”.

DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES E DAS ORIGENS

Em 2010, o consumo de energia eléctrica foi abastecido nas seguintes proporções: gás natural (20%), saldo importador (5%), fuel (0%), carvão (13%), hidráulica (28%) e produção em regime especial (34%), incluindo esta 17% proveniente de produção eólica.

2.5.2 SECTOR DO GÁS NATURAL

COMPETÊNCIAS DA ENTIDADE REGULADORA

No quadro legal português, a segurança do abastecimento é uma matéria da responsabilidade do Governo.

DESENVOLVIMENTO DOS INVESTIMENTOS

Em 2010, manteve-se o investimento no reforço da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural no Carriço, com a conclusão e entrada em exploração da cavidade REN-4¹, o desenvolvimento do projecto da caverna TGC-2 com previsão de entrada em exploração no final de 2012. Por outro lado, iniciaram-se investimentos no desenvolvimento em 7 novas cavidades de armazenamento de gás natural.

Nas infra-estruturas do terminal de GNL de Sines, continuou o investimento no 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 doméstico e 15 dias de consumo de duas centrais de ciclo combinado a gás natural.

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

2.6 REGULAÇÃO/*UNBUNDLING*

À semelhança do que sucedeu em 2009 para o sector eléctrico, em 2010 as empresas de gás natural adoptaram medidas tendentes à diferenciação de imagem dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, quando pertencentes a uma empresa verticalmente integrada. A necessidade de reforçar a separação jurídica das actividades no SNGN e a imagem associada a cada empresa resulta expressamente da revisão regulamentar concretizada pela ERSE através do Despacho n.º 4878/2010, de 18 de Março. Ao abrigo deste quadro regulamentar, foram disponibilizados Códigos de Conduta pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso, visando a exclusão de comportamentos discriminatórios. Estes Códigos de Conduta devem integrar um conjunto de

¹ Os projectos de construção de cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural são codificados por RENC-xx ou TGC-xx, caso o operador detentor do activo seja a REN Armazenagem ou a Transgás Armazenagem, respectivamente.

procedimentos a utilizar nos serviços de atendimento aos consumidores, que deve ser divulgado de forma destacada do Código de Conduta nas páginas na Internet das respectivas empresas e nos locais destinados ao atendimento presencial. Acrescem, ainda, outras formas de separação de imagem que passam, nomeadamente, por evidenciar a identidade específica de cada empresa e a sua actividade nas diversas peças de comunicação com os consumidores (factura, papel de carta, folhetos informativos, etc.).

2.7 CONCLUSÕES GERAIS

Em 2010, salienta-se, uma vez mais, o papel activo que a ERSE assumiu nos trabalhos realizados pelo CEER/ERGEG no que respeita ao 3.º Pacote sobre Mercado Interno de Energia.

Em Portugal, muitas das medidas inovadoras contidas no 3º Pacote face às Directivas em vigor, já foram implementadas, salientando-se, 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 possa vir a ser melhorado.

A Directiva 2009/72/EC que integra o 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 deverá ser tida em conta na evolução da estrutura do capital accionista da empresa.

No sector do gás natural, tal como na electricidade, a Directiva 2009/73/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 aprofundamento 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, ao alargamento das competências e à implementação do regime sancionatório já atribuído, mas cujo exercício terá de ser objecto de diploma legal específico.

Registe-se que a ERSE tem tido um papel que vai para além da regulação de monopólios naturais. A consolidação do mercado exige o realinhamento do exercício das actividades de regulação que, para além da necessidade de garantir o desempenho eficiente das actividades reguladas, obriga a um esforço permanente da supervisão dos mercados nas suas diferentes facetas.

Para além das medidas da sua iniciativa, o regulador tem de garantir que as decisões governamentais são adequadamente repercutidas na regulamentação sectorial. Neste contexto, o ano de 2010 caracterizou-se pelas seguintes alterações legislativas:

- **Garantia de Potência:** a Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, estabelece a atribuição por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC.
- **Tarifa social:** o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, estabelece a criação da tarifa social aplicável aos clientes de energia eléctrica que se encontrem numa situação de carência sócio-económica em linha com as orientações da Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho. Esta tarifa é financiada pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da potência instalada.
- **Extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural e de electricidade:** (i) o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, estabelece a extinção das tarifas de venda a clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10.000 m³, a partir de 1 de Junho de 2010; (ii) o Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, estabelece a extinção das tarifas de venda a clientes finais com consumos de electricidade em MAT, AT, MT e BTE, ficando o CUR obrigado a fornecer energia eléctrica aos clientes que ainda não tenham optado por um comercializador em mercado, com entregas em baixa tensão com potência contratada até 41,4kW.

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

Em 2010 não se registaram alterações no modelo de gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no 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 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 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.
- 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*, 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.

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).

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 e em que termos de facturação é que esse valor é considerado.

FORMAS DE REGULAÇÃO

No início do período de regulação 2009-2011, a ERSE reavaliou os modelos de regulação em vigor, sendo o ano de 2010 o segundo ano de aplicação das novas metodologias. Resumidamente, o actual modelo regulatório aplicado às empresas reguladas consiste em:

- 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) 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 operacionais 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 eléctrica²

Tal como referido no relatório do ano anterior, a definição das metas económicas teve por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional, 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. Considerou-se uma componente fixa e outra variável com os seguintes *driver* de custos: o comprimento médio das redes em Km e o número de painéis das subestações, para o transporte, e a energia entregue, para a distribuição.

Na actividade de Comercialização foi aplicada igualmente uma regulação do tipo *price-cap*³ acrescida de uma remuneração que visa compensar as necessidades de capital circulante decorrentes do diferencial entre o prazo médio de pagamento e o prazo médio de recebimento. O factor de eficiência anual aplicado aos custos unitários foi de 3% e o *driver* de custo utilizado foi o número médio de consumidores.

Os estudos iniciados em 2009 decorrentes das novas metodologias do novo período regulatório, nomeadamente, o estudo relativo à definição dos custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia eléctrica e o estudo relativo aos preços de referência do fuelóleo nos Regiões Autónomas foram finalizados no decorrer de 2010. O resultado destes estudos visa estabelecer os parâmetros a aplicar em 2010 e em 2011 retroactivamente e em tarifas para 2012.

No caso do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência, em 2010 foram publicados os custos unitários de referência de linhas e subestações, tendo sido estabelecidas tipologias e variantes para as mesmas.

RECEITAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2010, as receitas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, aumentaram ligeiramente face a 2009 ascendendo a 11,9 milhões de euros contra os 10,7 milhões de euros registados em 2009.

Apesar do aumento das rendas face a 2009, este valor situa-se bastante abaixo dos valores de 2008 (64 milhões de euros) e resulta da aproximação dos preços entre Portugal e Espanha e ao aumento da utilização da interligação no sentido exportador (Portugal > Espanha).

² 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.

³ Face à dimensão da actividade de Comercialização a aplicação das metas de eficiência decorreu da análise dos dados históricos da empresa não tendo sido realizado nenhum estudo de *benchmarking*.

Regista-se, no entanto, que ocorreram algumas situações de congestionamento da interligação motivadas por questões de segurança de operação da rede, associadas a regimes de forte produção eólica.

Quadro 3-1 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2010

Mês	Congestionamento (horas mensais)		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial médio preços	Import (ES->PT)	Export (PT->ES)	Renda congestionamento
	n.º horas	% horas	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(milhares €)
Janeiro	108	15%	27,71	29,06	2,25	167 410	341 392	1 676
Fevereiro	87	13%	27,80	27,68	2,50	303 753	165 881	552
Março	92	12%	20,10	19,62	3,07	276 689	151 589	734
Abril	233	32%	26,16	27,42	0,36	187 694	95 487	425
Mai	56	8%	37,14	37,28	0,48	236 045	170 897	273
Junho	131	18%	40,80	40,12	0,89	519 154	61 268	768
Julho	216	29%	43,98	42,91	1,18	647 304	32 127	1 061
Agosto	214	29%	44,45	42,94	1,36	645 581	8 409	1 270
Setembro	236	33%	48,40	46,44	1,71	550 085	26 412	1 454
Outubro	203	27%	44,19	42,63	2,22	645 398	18 980	1 041
Novembro	85	12%	41,50	40,93	1,61	401 389	144 974	772
Dezembro	175	24%	44,98	46,34	-0,23	135 525	489 090	1 863
Total						4 716 027	1 706 504	11 890

Fonte: ERSE, OMEL

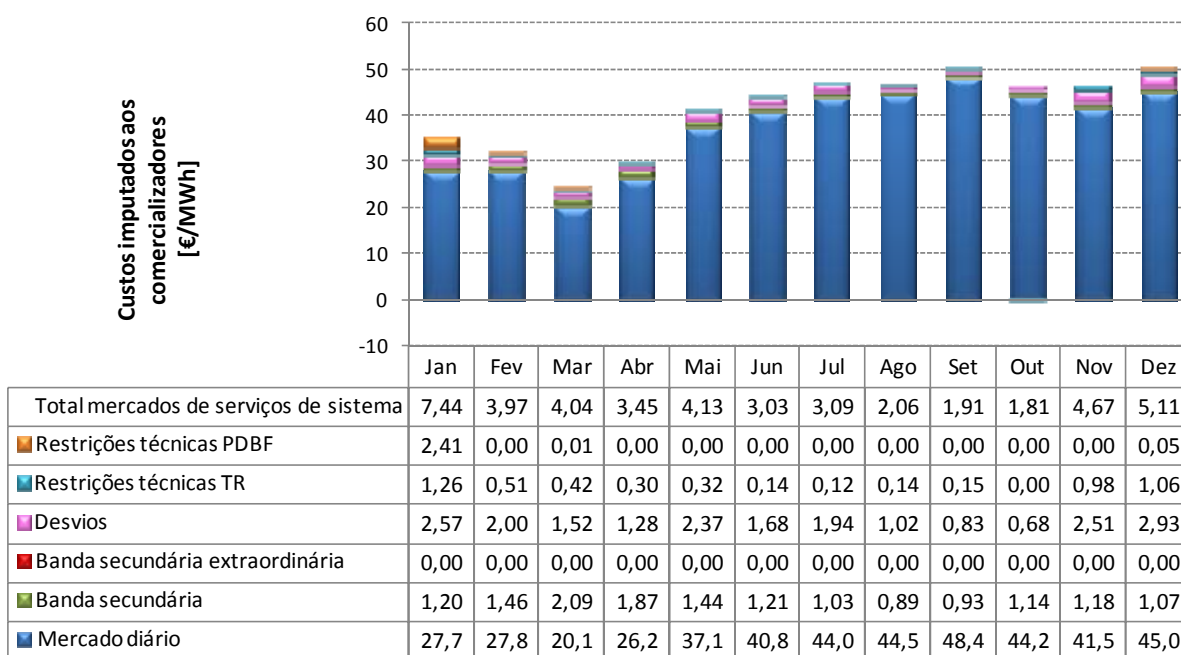
3.1.2.2 BALANÇO

Tal como no ano anterior, em 2010 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 Global 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 2010. 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 2010

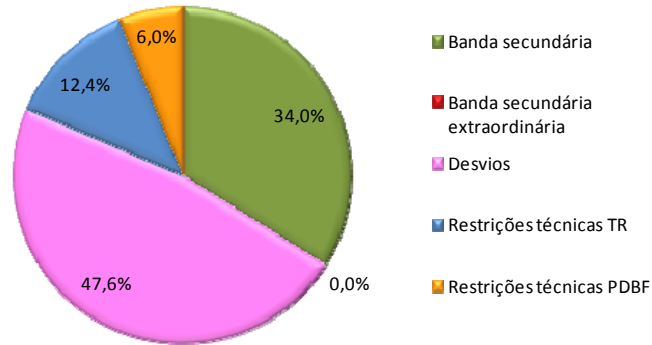


Ao longo de 2010, os mercados de serviços de sistema representaram um custo médio ponderado de cerca de 3,8 €/MWh comercializado, face a um preço anual médio no mercado diário da ordem dos 37 €/MWh.

Da análise da Figura 3-1, verifica-se ainda o elevado custo destes mercados em Janeiro, que ficou a dever-se em boa parte às parcelas relativas às restrições técnicas, resultantes das condições atmosféricas que se verificaram em Dezembro de 2009, provocando indisponibilidades em linhas de transporte que obrigaram ao recurso sistemático à resolução de restrições técnicas.

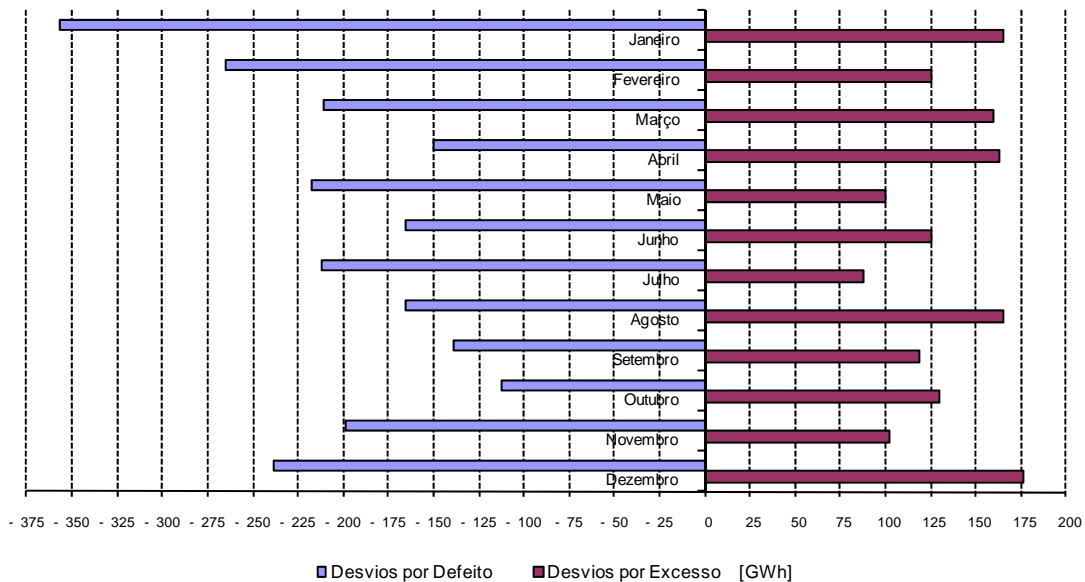
A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, constatando-se que as componentes mais importantes dizem respeito a desvios e contratação de banda secundária.

Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema em 2010



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 2010, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2010



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 2009, o valor de energia não distribuída foi superior ao valor de referência fixado para o período de regulação tendo resultado na redução do valor dos proveitos permitidos na actividade de distribuição em MT em 2011 representando uma penalidade no valor de 522 799 euros.

Considerando a informação disponível até à data, em 2010 o valor da energia não distribuída conduzirá igualmente a uma diminuição dos proveitos permitidos na rede de distribuição em MT e AT em 2012, representando uma penalidade de 908 202 euros.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM 2010

Apresenta-se 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):

- 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 (PdE) são os pontos da rede onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação de clientes ou a outra rede. Os indicadores da rede de transporte são determinados

considerando todas as interrupções nos pontos de entrega e os indicadores da rede de distribuição consideram as interrupções com duração superior a 3 minutos.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço, registados em Portugal continental, em 2010.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2010

Nível Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)		1,158
	SAIFI		0,105
	SAIDI (min)		0,682
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,073	150,603
	SAIFI (int/PdE)	0,004	4,151
	SAIDI (min/PdE)	0,248	252,762
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,010	4,324
	SAIDI (min/cliente)	1,569	276,039

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Em 2010 verificaram-se 77 041 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço. O valor total de compensações aos clientes foi de 747 543 €

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, 2010

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
São Miguel	Transporte	TIE (min)	78,40	
		SAIFI (int/PdE)	1,25	
		SAIDI (min/PdE)	61,88	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	80,10	233,68
		SAIFI (int/PdE)	1,22	9,03
		SAIDI (min/PdE)	132,45	312,68
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.
	Terceira	Transporte	TIE (min)	0,00
SAIFI (int/PdE)			0,00	
SAIDI (min/PdE)			0,00	
Distribuição MT		TIEPI (min)	118,04	255,13
		SAIFI (int/PdE)	1,15	14,19
		SAIDI (min/PdE)	133,07	310,53
Distribuição BT		SAIFI (int/cliente)	n.d.	n.d.
		SAIDI (min/cliente)	n.d.	n.d.
Pico		Transporte	TIE (min)	427,02
	SAIFI (int/PdE)		6,00	
	SAIDI (min/PdE)		612,17	
	Distribuição MT	TIEPI (min)	358,88	308,78
		SAIFI (int/PdE)	2,67205784	18,184631
		SAIDI (min/PdE)	385,6849989	946,28798
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	3,15	17,42
		SAIDI (min/cliente)	423,79	998,93

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EDA

Em 2010 registaram-se 4 143 situações de incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, afectando cerca de 3,5% do número de clientes da Região Autónoma dos Açores. O valor total de compensações aos clientes foi de 25 047 €. No momento de realização deste relatório, a respectiva informação ainda está a ser alvo de análise.⁴

⁴ Os resultados de anos anteriores estão disponíveis na base de dados “National Reports – Indicators” no site do CEER.

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, 2010

Ilha	Nível de Tensão	Indicador	Programadas	Acidentais
Madeira	Transporte	TIE (min)	114,20	18,53
		SAIFI (int/PdE)	2,29	0,15
		SAIDI (min/PdE)	109,56	28,02
	Distribuição MT	TIEPI (min)	406,10	87,06
		SAIFI (int/PdE)	3,66	0,36
		SAIDI (min/PdE)	372,26	73,49
	Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	3,93	0,52
		SAIDI (min/cliente)	6,37	1,21
	Porto Santo	Transporte	TIE (min)	148,61
SAIFI (int/PdE)			4,50	1,00
SAIDI (min/PdE)			136,50	57,75
Distribuição MT		TIEPI (min)	156,80	237,92
		SAIFI (int/PdE)	5,79	1,14
		SAIDI (min/PdE)	155,26	231,87
Distribuição BT		SAIFI (int/cliente)	5,57	1,23
		SAIDI (h/cliente)	2,42	4,02

Nota: Valores provisórios.

Fonte: EEM

Em 2010 verificaram-se 596 incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço nas instalações de clientes da Região Autónoma da Madeira. O valor total de compensações aos clientes foi de 5 288,63 €. No momento de realização deste relatório, a respectiva informação ainda está a ser alvo de análise.

3.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES

3.1.3.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

No sector eléctrico existe um operador da rede de transporte, separado juridicamente e no plano da propriedade das restantes entidades que actuam no SEN. A actividade de distribuição de electricidade em MT e AT encontra-se atribuída em regime de exclusividade a uma empresa verticalmente integrada, cabendo-lhe igualmente assegurar a maior parte da distribuição de electricidade em BT. A separação jurídica desta actividade de distribuição também se encontra garantida, relativamente à actividade de comercialização exercida no âmbito do mesmo grupo empresarial, seja através de um comercializador de último recurso que ainda é titular de contratos de fornecimento de electricidade com a grande maioria de clientes em BTN, seja por um comercializador em regime de mercado. Os operadores das redes de distribuição que servem um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos da obrigação de separação jurídica, exercendo em simultâneo a actividade de comercialização de último recurso. São dez as entidades que dispõem das referidas características, abastecendo cerca de 30 mil clientes.

CÓDIGOS DE CONDUTA

Tendo em vista uma actuação independente e responsável, o operador da rede de transporte, o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso adoptaram, já em 2009, Códigos de Conduta, nos quais são identificadas as medidas consideradas necessárias para prevenir comportamentos discriminatórios e o seu controlo adequado. Os Códigos de Conduta disponibilizados pelo operador da rede de distribuição e pelo comercializador de último recurso, enquanto entidades que se relacionam directamente com os consumidores de electricidade, integram um conjunto de procedimentos a utilizar nos serviços de atendimento aos consumidores que visam salvaguardar os seus direitos, designadamente em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais. Estes procedimentos são divulgados de forma destacada do Código de Conduta de que fazem parte, nas páginas na Internet das empresas e nos locais para atendimento presencial dos consumidores de electricidade. A verificação do cumprimento dos Códigos de Conduta está sujeita à realização de auditorias.

PÁGINAS NA INTERNET AUTÓNOMAS E DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

No sector eléctrico vigoram igualmente outras medidas que pretendem fortalecer uma separação efectiva de actividades. Nesse sentido, o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso, pertencentes à mesma empresa verticalmente integrada, disponibilizam páginas na Internet autónomas,

entre si e em relação à da empresa-mãe, bem como procuram desenvolver uma política de maior diferenciação de imagem patente nos vários meios de contacto que mantêm com os consumidores. A título de exemplo, refira-se a designação de cada empresa nas facturas enviadas aos clientes, nas cartas de resposta a pedidos de informação e reclamações, nos folhetos informativos e nas próprias lojas de atendimento 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

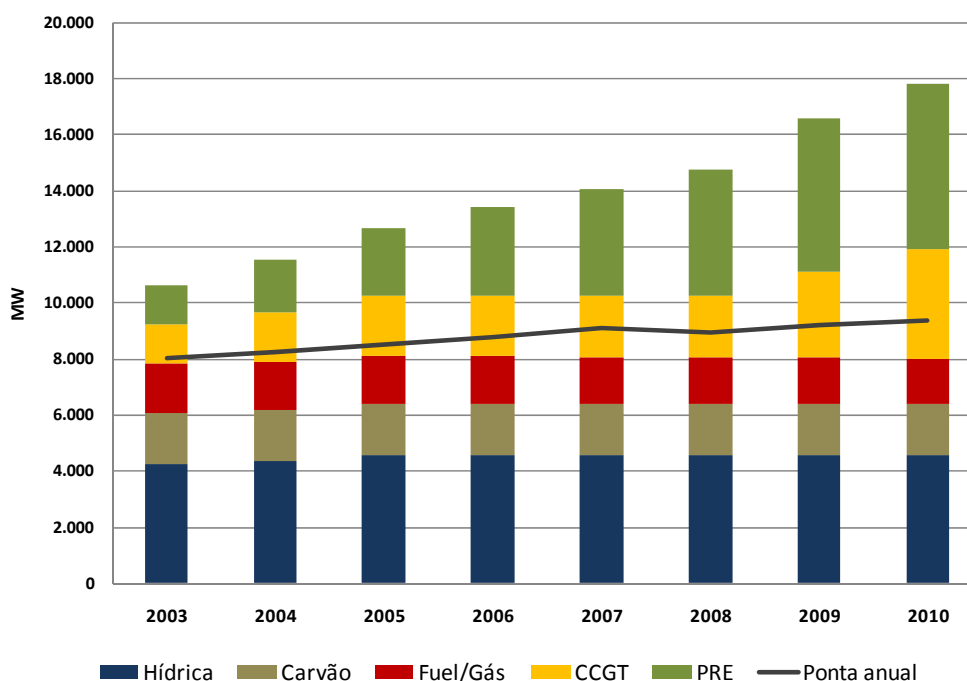
No que se refere às páginas na Internet, a EDA e a EEM têm páginas próprias, respectivamente, www.eda.pt e www.eem.pt.

3.2 CONCORRÊNCIA

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

O mercado grossista pode ser caracterizado através do parque electroprodutor instalado e da sua produção efectiva. Para este efeito, importa analisar a evolução do parque instalado por tecnologia. A Figura 3-4 apresenta a evolução da capacidade instalada em Portugal no período de 2003 a 2010.

**Figura 3-4 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tecnologia e capacidade instalada**

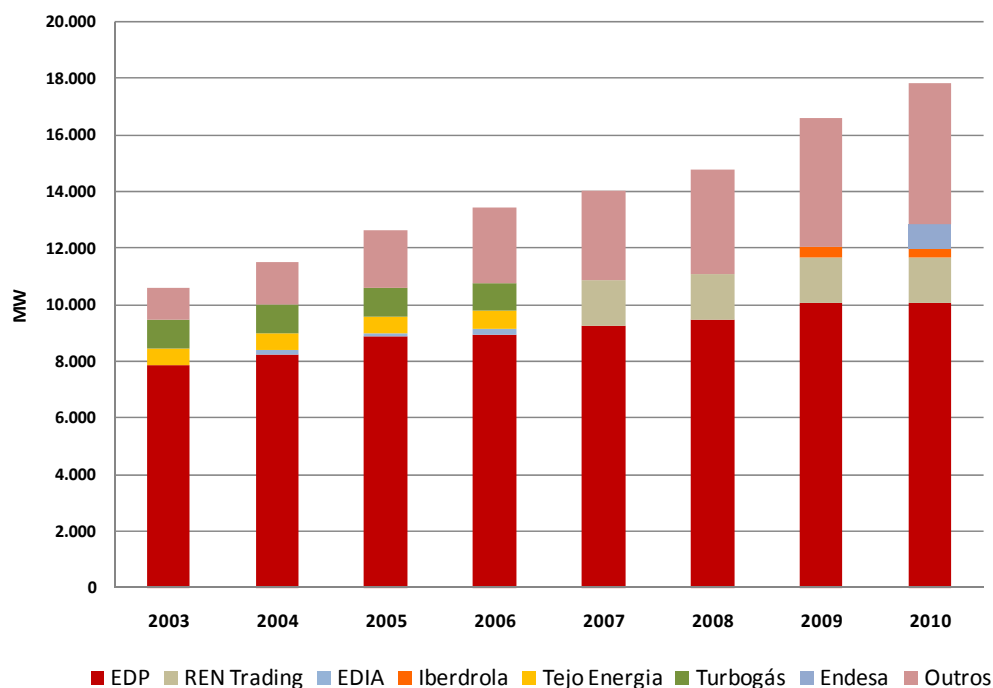


Fonte: REN

Em termos de composição, o parque electroprodutor português sofreu duas alterações evidentes ao longo dos últimos anos: (i) um forte crescimento da capacidade instalada em produção em regime especial, facto que se traduz na passagem de uma quota de cerca de 13% de capacidade instalada em regime especial em 2003 para cerca de 33% em 2010; e (ii), no segmento de produção em regime ordinário (térmicas e grande hídrica), verificou-se também uma alteração de composição, ainda que mais ligeira, passando a fileira do gás natural (CCGT) a representar em 2010 cerca de 33% do regime ordinário, enquanto em 2003 representava apenas 15%. Neste particular, o ano de 2010 é marcado pela entrada de mais uma nova central de ciclo combinado a gás natural pertencente à empresa ENDESA, com 2 grupos totalizando 830 MW de capacidade instalada. Em 2010, verificou-se um incremento de 460 MW de nova capacidade em regime especial, dos quais cerca de 345 MW dizem respeito a aproveitamentos eólicos.

Apesar de um aumento do valor da ponta máxima anual, o valor do quociente entre a ponta máxima verificada e a capacidade instalada no parque electroprodutor reduziu-se de 83% para 79% devido à entrada de nova capacidade assente em ciclos combinados a gás natural (central do Pego). Contudo, 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 remuneração das centrais em regime especial é assegurada através de mecanismos administrativos e a sua energia tem acesso prioritário às redes de transporte e distribuição.

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

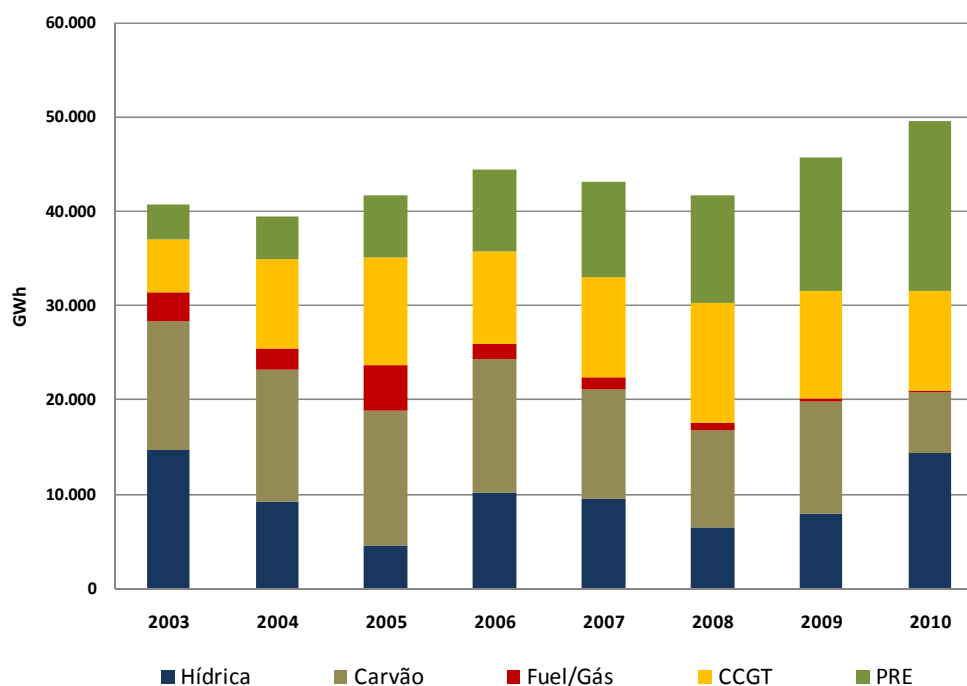


Fonte: REN

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, de cuja análise se conclui que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor português. No entanto, a sua expressão reduziu-se em 2010, justificada fundamentalmente por via da nova central de ciclo combinado do Pego que entrou em regime de exploração durante o mês de Julho. A quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo a reduzir-se, muito por força do crescimento do segmento da produção em regime especial, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Em acréscimo, há a referir a continuidade da vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência ao abrigo de um processo de fusão envolvendo a EDP, que determinou a cedência por um período de 5 anos, da exploração da central hidroelétrica Aguieira Raiva. A Iberdrola foi a entidade que obteve, em concurso internacional, os respectivos direitos de exploração.

No período entre 2003 e 2010, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 18%, tendo-se observado uma redução entre 2009 e 2010 da ordem dos 4%.

**Figura 3-6 - Caracterização do parque electroprodutor em Portugal
Por tecnologia e energia produzida**



Fonte: REN

A repartição da produção de energia eléctrica nos últimos anos é apresentada na Figura 3-6. A análise desta figura permite perceber o carácter variável da produção em regime especial e da produção hídrica, muito dependentes da existência do respectivo recurso renovável, em contraponto com a maior estabilidade da produção térmica. Em 2010, acentuou-se a tendência para a saída da produção assente em fuelóleo e o aumento da produção proveniente do regime especial.

No ano 2010 registou-se um forte incremento na produção hidroeléctrica, tendo sido o ano com a maior produção hídrica dos últimos 7 anos.

No parque térmico, apesar do aumento da capacidade instalada registada em 2010, a quota da produção dos ciclos combinados reduziu-se ligeiramente face a 2009. No entanto, as centrais térmicas a carvão sofreram uma redução significativa na produção, em torno dos 77%, face à produção total verificada nesta fileira tecnológica durante o ano de 2009. Esta redução é fruto do aumento significativo da produção hídrica em regime ordinário e do incremento da produção de origem renovável. Quanto à redução na fileira do gás natural, esta foi menos expressiva que no carvão devido aos condicionamentos das cláusulas contratuais dos contratos de fornecimento em regime *Take-or-Pay*, que obrigam a um despacho mínimo das centrais de ciclo combinado.

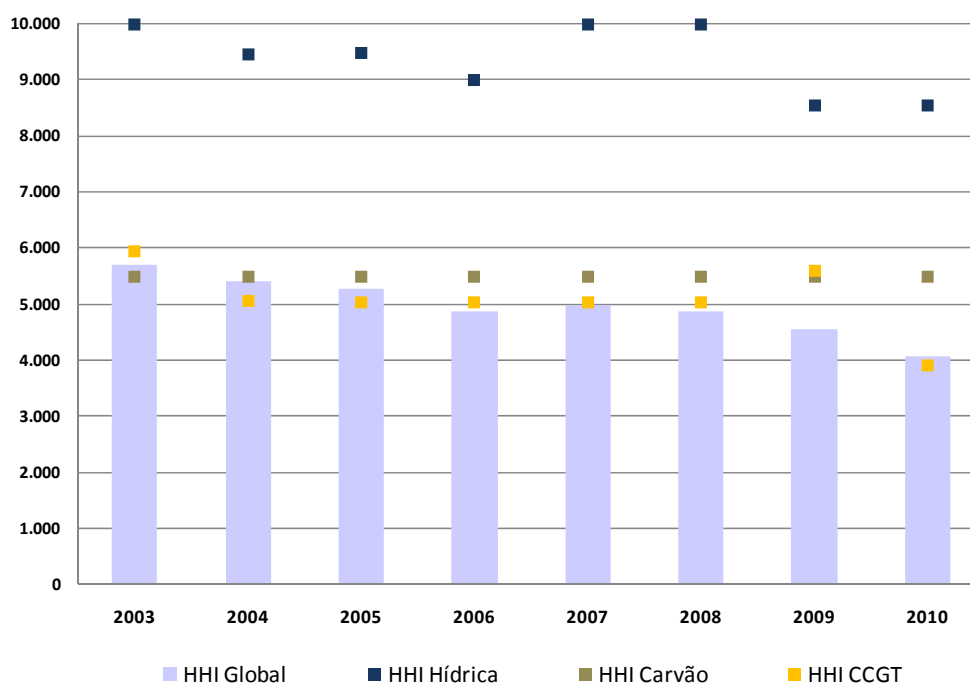
A produção em regime especial cresceu de forma significativa entre 2003 e 2010, representando em 2010 cerca de 36% da energia produzida, quando em 2003 representava apenas 9%. Dentro da

produção em regime especial, a produção eólica apresentou um crescimento muito significativo, representando em 2010 mais de metade da produção em regime especial, tendo incrementado a sua contribuição para o valor total da produção de cerca de 1,2% em 2003 para 16,4% em 2009 e 18,2% em 2010.

Analisando as quotas de mercado dos diferentes agentes, conclui-se que o nível de concentração da 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.

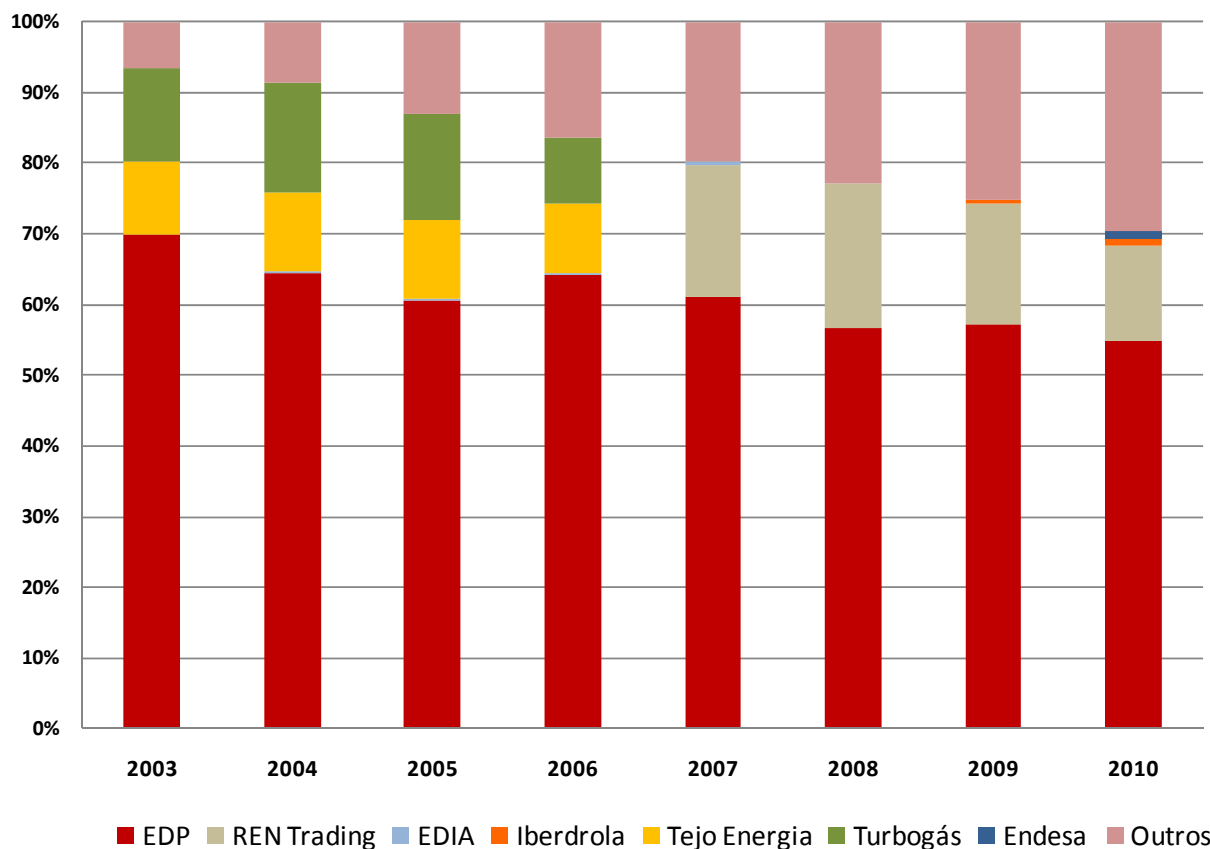
Os valores do HHI para a capacidade instalada mostram uma evolução, entre 2003 e 2010, decrescente da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do aumento da capacidade da PRE. De 2009 para 2010 há a evidenciar a entrada de uma nova central CCGT pertencente a um grupo empresarial concorrente ao grupo EDP, facto que conduziu a uma redução da concentração empresarial nesta fileira. Com a entrada da nova central CCGT, este segmento da produção passou a estar empresarialmente menos concentrado que o segmento do carvão, cujos activos de produção se distribuem entre o grupo EDP e a REN Trading.

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.

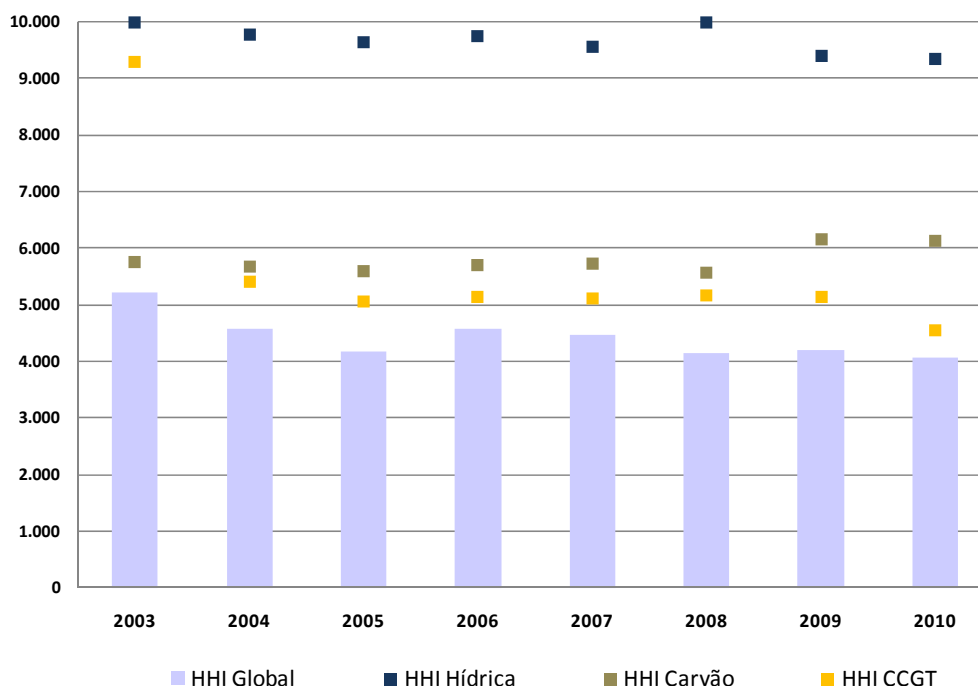
Do ponto de vista global, em 2010 salienta-se uma descida da participação do grupo EDP na produção total efectuada em Portugal continental, fundamentalmente obtida com o incremento da contribuição de outros agentes participantes no segmento de produção em regime especial e com a entrada em exploração de uma nova central de ciclo combinado detida pela Endesa. Esta nova entrada veio somar-se à atribuição, em 2009, à Iberdrola da gestão de uma central hídrica anteriormente integrada no portfólio do grupo EDP, factos que, conjuntamente, contribuem para a redução da quota do operador incumbente. Esta redução acontece em ano de forte hidraulicidade, facto que é ainda mais notório tendo presente que a fileira hídrica é a mais concentrada das fileiras de produção de energia eléctrica em regime ordinário.

Em termos de energia produzida, a evolução entre 2003 e 2010 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção da EDP nas principais tecnologias. Há a registar uma relativa estabilização das quotas do incumbente nas fileiras hídrica e do carvão.

Os indicadores de concentração para a produção de energia eléctrica, apresentados na Figura 3-9, demonstram que, globalmente, a produção foi, em 2010, menos concentrada que o ocorrido em 2009 ou em 2003, sendo o valor mais reduzido do período analisado (2003-2010). Esta evolução justifica-se com

a redução da concentração na fileira de CCGT, enquanto a posição do grupo EDP na produção em regime especial se mantém como minoritária face ao global do segmento.

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

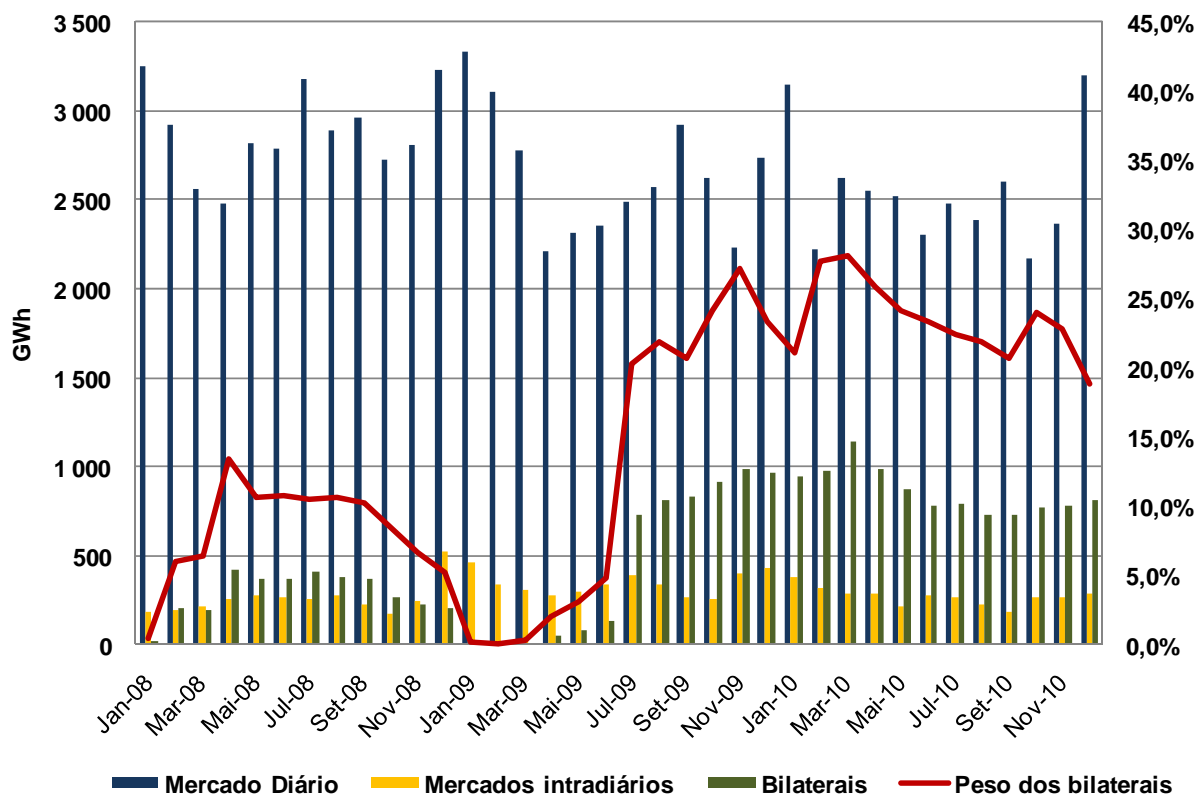


Nesta análise de concentração, quer em termos de capacidade instalada, quer em termos de produção efectiva, não foram considerados os efeitos dos leilões de libertação de capacidade efectuados em 2007 e em 2008, que permitiram, numa primeira fase, libertar capacidade de central gerida pela REN Trading e, numa segunda fase, libertar capacidade adicional do próprio incumbente, nem a sua inexistência a partir de 2009.

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção em regime especial não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afecta 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 produção em regime especial, 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.

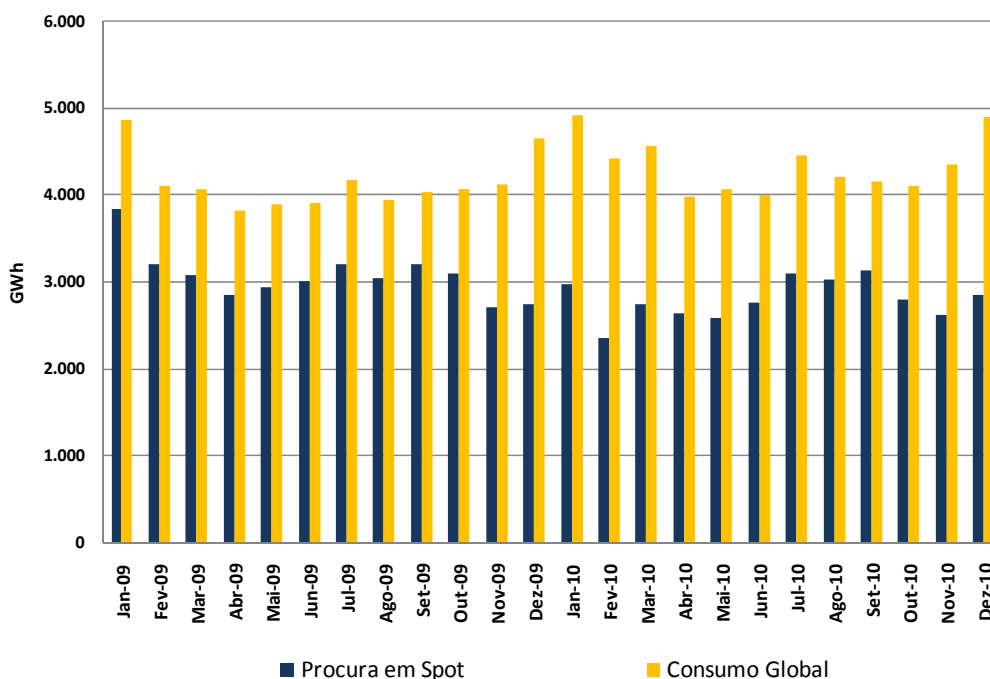
Figura 3-10 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados



Ainda assim, observa-se para o ano de 2010 um valor médio do peso da contratação bilateral no volume total de contratação que é superior ao que se registara no passado recente. Com efeito, pese embora a tendência ao longo do ano ter sido de decréscimo do peso da contratação bilateral, a sua magnitude é mais estável que a que ocorreu em 2009 e é sempre superior ao registado em 2008. Algum do aumento da contratação em mercado spot (mercado diário) é explicável pela elevada hidraulicidade do ano, uma vez que a totalidade do parque hídrico nacional é oferecida neste mercado.

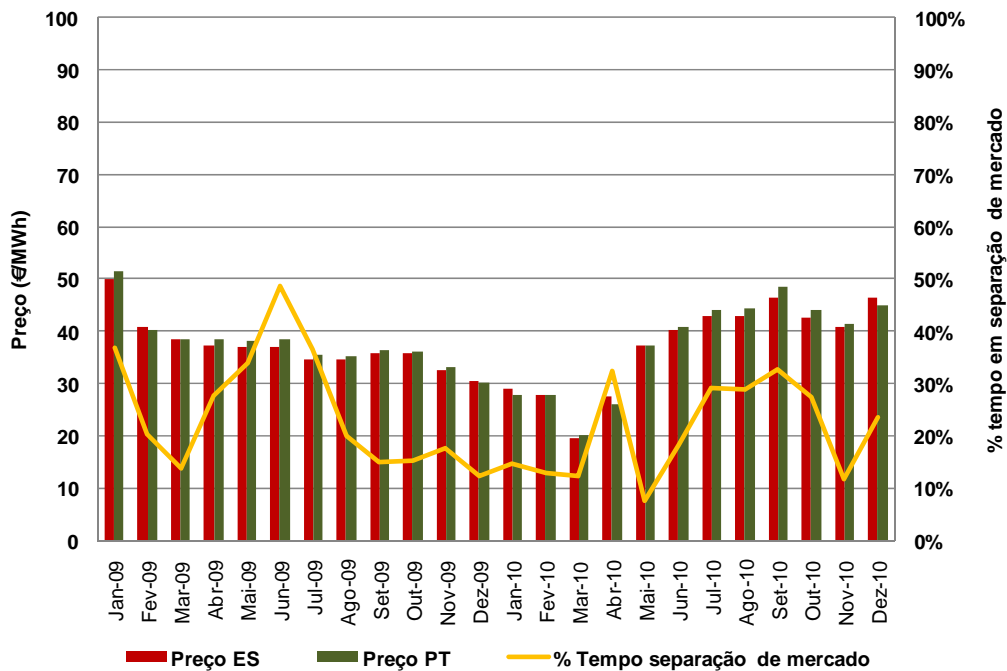
A evolução da procura dirigida a mercado spot e do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-11, onde se observa que a maioria do consumo é satisfeita por recurso a aquisições em mercado spot, tendência esta que se tem vindo a esbater ao longo de 2010. Durante o ano de 2010, a frequência com que se observaram períodos em que a produção em regime especial excedeu as necessidades de consumo da carteira do CUR, aumentou, fruto da acção conjugada da diminuição dos consumos abastecidos por este agente e do aumento da própria PRE.

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



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 muito ligeira redução do preço médio anual formado em mercado face ao que acontecera em 2009; (ii) uma redução dos spreads entre os dois países durante o ano de 2010; (iii) uma redução de cerca de 15% do tempo em separação de mercado face a 2009 e (iv) a ocorrência de alguns períodos de congestionamento no sentido Portugal Espanha. Para esta evolução terão contribuído factores de ordem conjuntural, como a redução dos consumos motivada pela crise económica e a forte hidraulicidade de 2010, assim como factores de ordem estrutural como a expansão da capacidade instalada em ciclos combinados e a presente harmonização das estruturas de produção em Portugal e Espanha, crescentemente assentes num padrão de especialização de renováveis e gás natural.

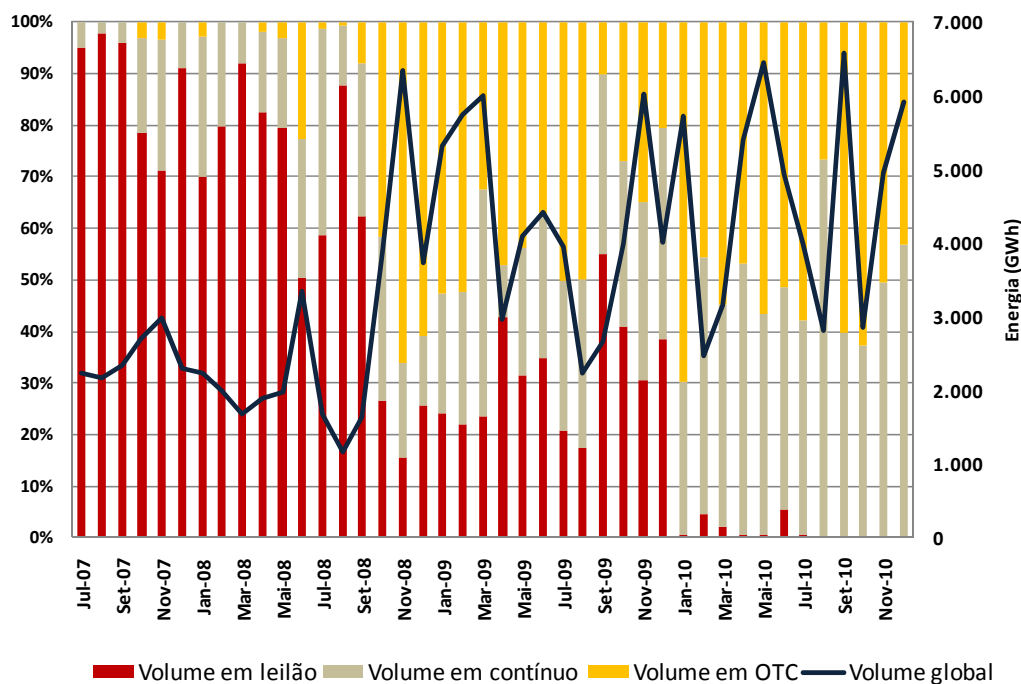
Figura 3-12 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado



O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para cobertura do risco do preço da energia a fornecer a clientes finais.

A Figura 3-13 apresenta a evolução dos volumes registados no mercado organizado a prazo, sendo observável uma tendência para o aumento significativo das operações em mercado contínuo e OTC, sendo esta tendência particularmente mais evidente em 2010. O aumento das operações OTC em mercado organizado constitui-se como um indicador positivo do funcionamento do mercado, explicitando um conjunto de operações que, de outro modo, não seriam facilmente identificáveis. Em paralelo, durante o ano de 2010, o volume de energia associado à realização de leilões obrigatórios dos CUR foi praticamente residual, em concordância com a tendência que se vinha registando desde 2008.

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



O volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) ascendeu em 2010 a mais de 55 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 8% face ao ano de 2009.

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). 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 2010, vários passos foram dados no sentido de se aprofundar este mercado.

Em 2010, a ERSE como membro do Comité de Coordenação regional participou na discussão e aprovação o Plano de Acção para o triénio 2010-2012 do ERI Sudoeste que, dando continuidade ao trabalho anterior e em linha com as restantes iniciativas regionais para a electricidade, se centra nas áreas seguintes: (1) Interligações e cálculo da sua capacidade disponível; (2) Análise da convergência quanto às exigências de transparência na informação disponibilizada pelos operadores de redes de transporte; (3) Gestão de congestionamentos, incluindo atribuição de longo prazo, acoplamento de

mercados diários, melhorias nos mercados intradiários e integração dos mercados de serviços de sistema; (4) Relatório sobre a Gestão e Utilização das interligações.

Na sequência da publicação do 1º Relatório da Região do Sudoeste da Europa sobre a Gestão e Utilização das interligações em 2008, em 2010 preparou-se o 2º Relatório relativo ao ano de 2009.

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 2010, 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	1 577	53
AT	5 610	207
MT	14 239	22 946
BT	23 720	6 079 729
BTE	3 456	32 617
BTN (c/ IP)	20 264	6 047 112
Total	45 146	6 102 935

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 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 subsidiasções cruzadas entre:

- Actividades desenvolvidas em regime de monopólio (actividades de rede) e actividades desenvolvidas em regime 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 acima referida são baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta realidade para além de evitar subsidiasções cruzadas induz uma afectação eficiente de recursos.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR EM 2010

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 2010

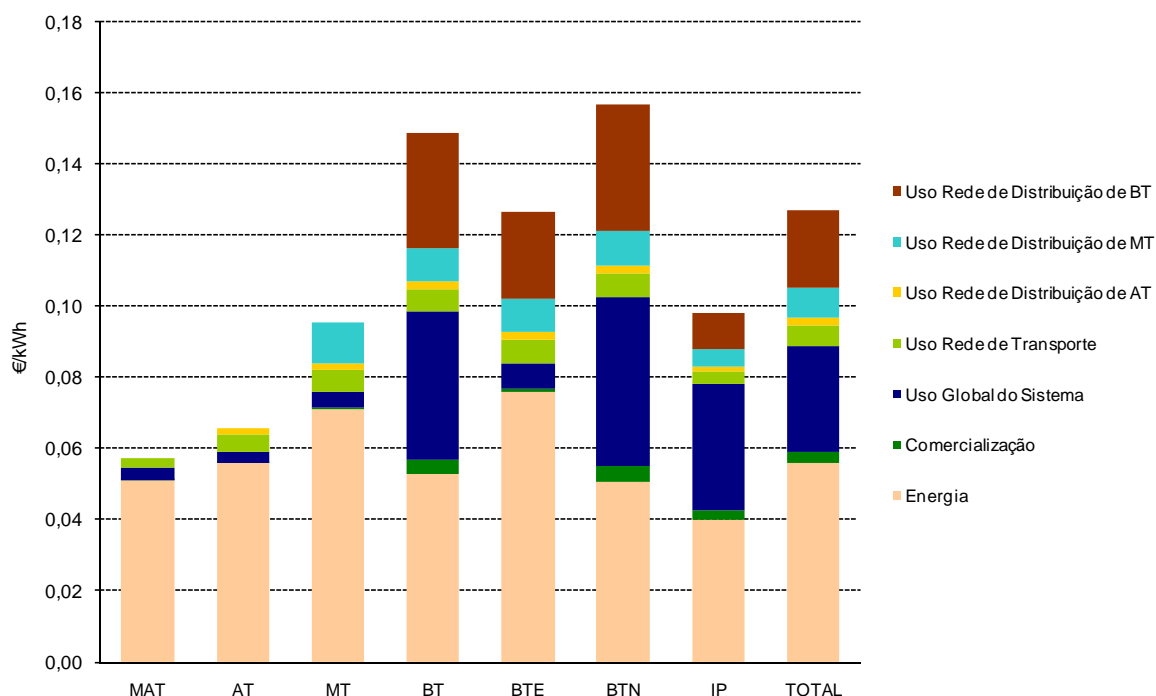
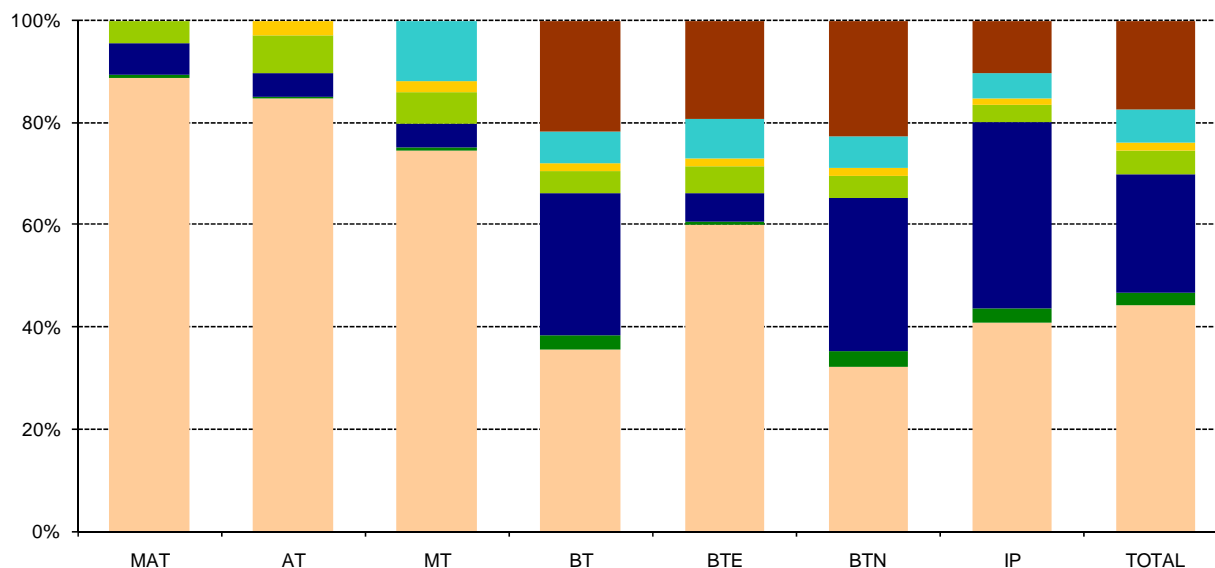


Figura 3-15 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2010



EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR ENTRE 1998 E 2010

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	2010	Varição 2010/1998
MAT	real	100	87	85	82	71	67	69	77	76	79	81	84	85	-15%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	18%
AT	real	100	87	84	81	76	72	73	83	81	84	86	89	90	-10%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	26%
MT	real	100	87	84	82	77	76	77	86	85	87	87	91	92	-8%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	28%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	3%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	39%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	-8%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	24%

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

A ERSE monitoriza o mercado de energia eléctrica a retalho, assim como informa os consumidores e os restantes agentes, procurando fomentar a transparência do mercado.

Neste quadro, os comercializadores de energia eléctrica enviam à ERSE, anualmente, os preços de referência⁵ e procedem à sua publicitação junto dos consumidores, bem como enviam trimestralmente os preços médios efectivamente praticados.

A ERSE publicou em 2010 as novas regras de monitorização de preços de referência e preços médios praticados no mercado retalhista de energia eléctrica, processo baseado em consulta aos comercializadores de energia eléctrica a actuar em Portugal continental, tendo em vista a melhoria do processo de recolha estabelecido em 2009.

Os Preços de Referência enviados pelos vários comercializadores a actuarem em regime de mercado 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 a partir de 2009, permitem a constituição de uma base de dados visando a análise do funcionamento do mercado retalhista. No âmbito das novas regras aprovadas no final de 2010, os comercializadores enviarão também à ERSE os preços de referência para instalações em BTE, o que permitirá disponibilizar esta informação a todos os interessados.

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 actualizar e disponibilizar no seu sítio na Internet simuladores que assegurem informação objectiva que permita aos consumidores de electricidade fazerem as suas opções, tais como:

- 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.

⁵ 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.

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (MERCADO RETALHISTA)

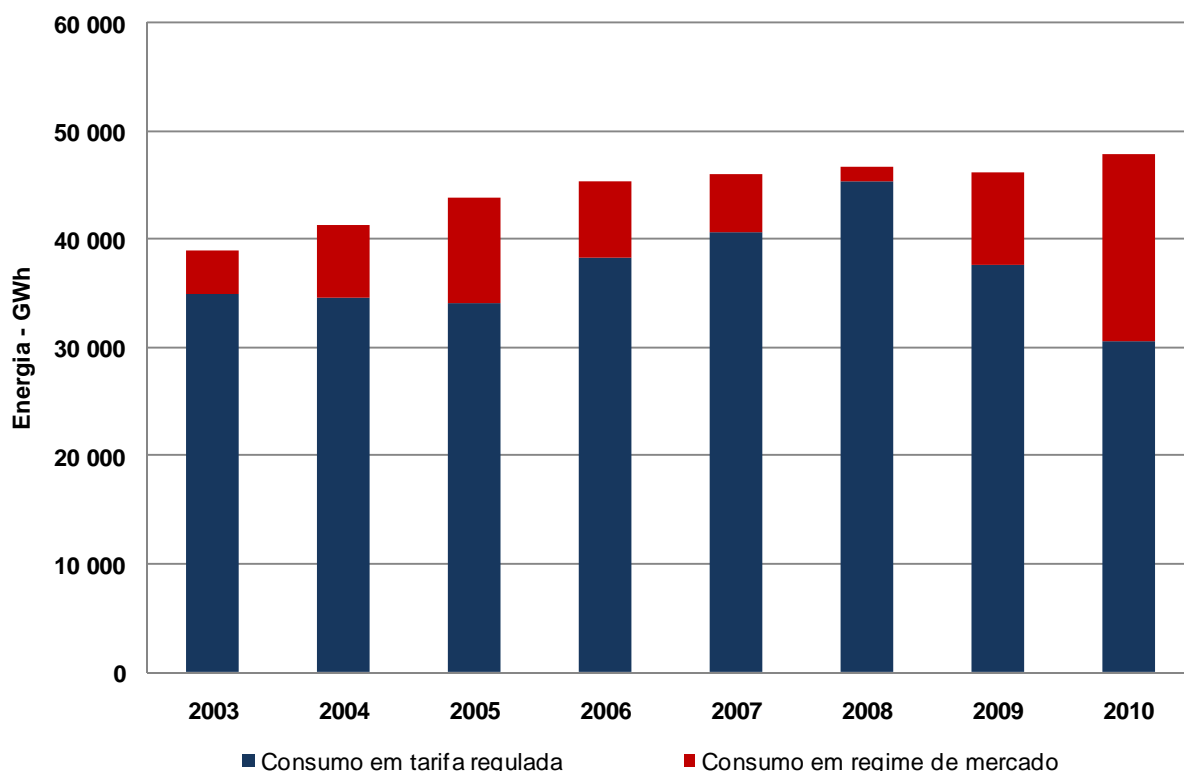
O processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efectuada de forma progressiva, começando por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

Actualmente, o mercado liberalizado (ML) e o mercado regulado (MR) coexistem. Deste modo, todos os clientes podem negociar os seus contratos de energia com um comercializador no ML ou permanecer no MR.

A abertura do mercado português de energia eléctrica foi faseada, ficando concluída em 2006 com a abertura a todos os clientes.

A evolução do mercado liberalizado em Portugal não tem sido linear, destacando-se ao longo deste processo alguns factos relevantes que acabaram por condicionar o seu funcionamento, designadamente os que têm que ver com a formação de preço a futuro para definição da tarifa regulada e dos preços praticados pelos comercializadores.

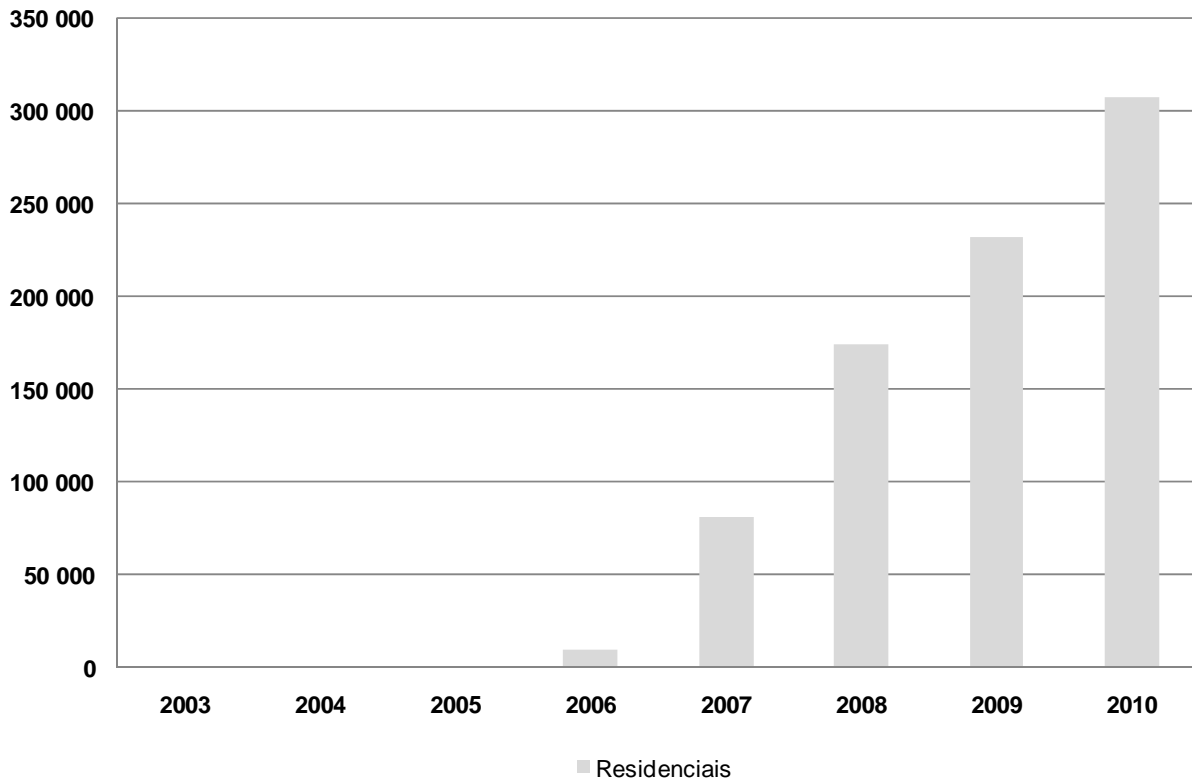
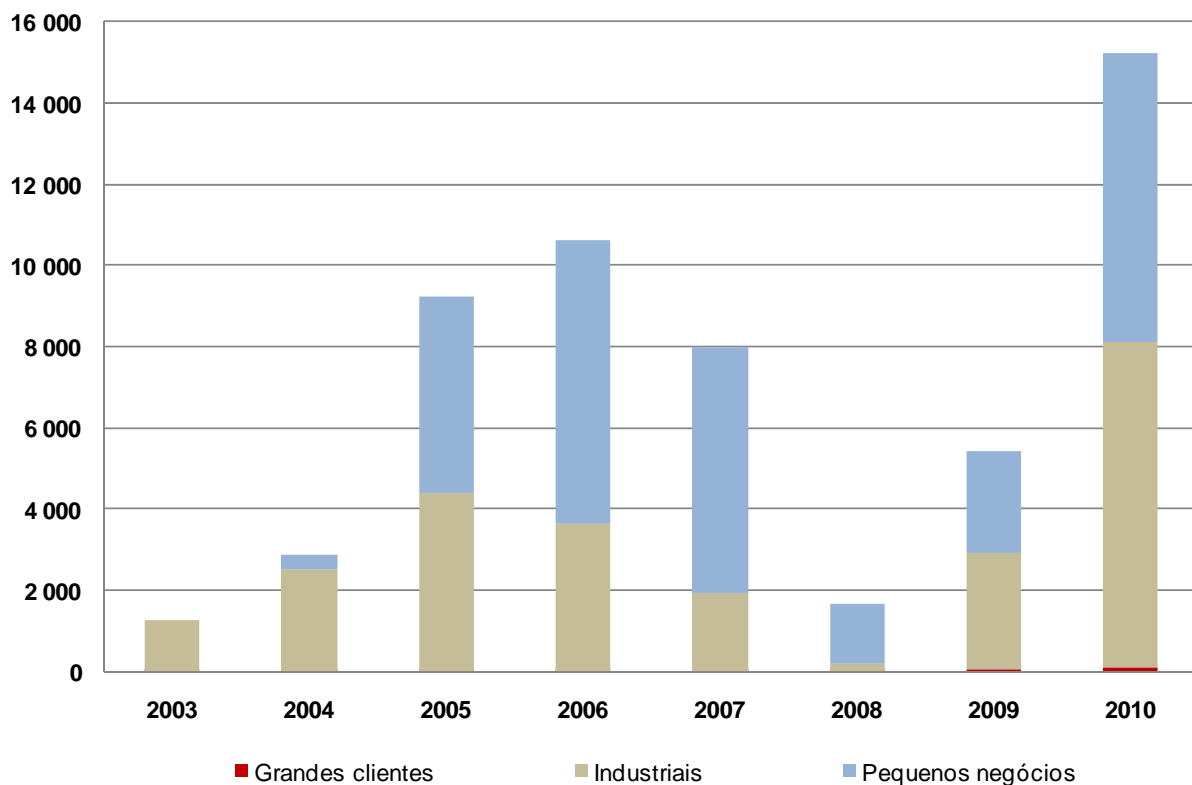
Figura 3-16 - Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado



O ano de 2010 veio consolidar a tendência de 2009, no qual o custo da energia implícito na tarifa de último recurso excedeu o preço que o mercado veio a devolver ao longo de 2009, ditando assim a

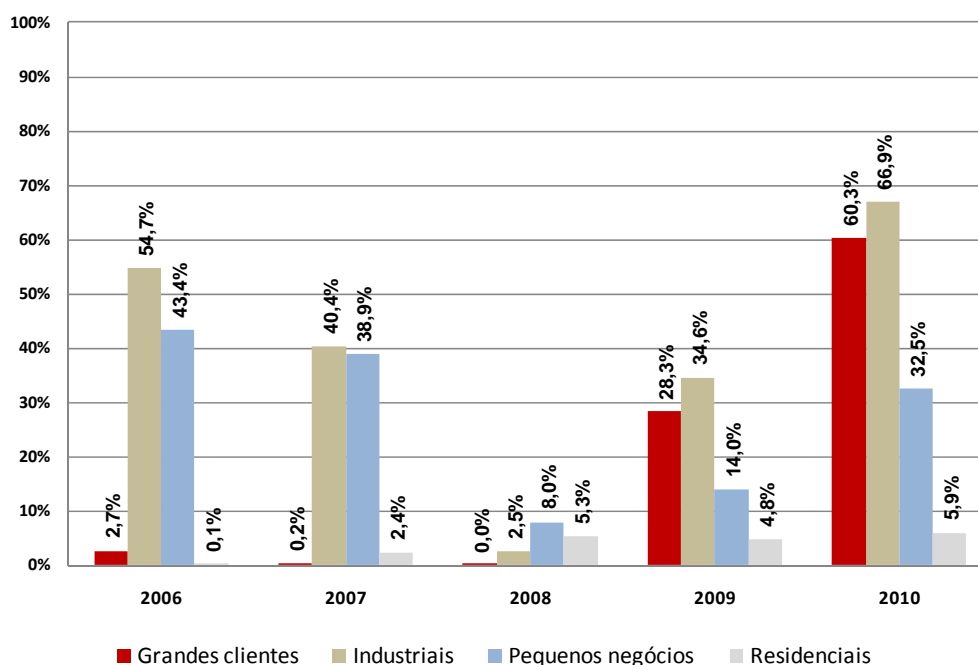
existência de condições propícias à migração de consumidores fornecidos à tarifa para o mercado liberalizado. Com esta evolução, em 2010, o consumo em regime de mercado representou cerca de 36% do consumo total. Em acréscimo, as condições de funcionamento do mercado grossista ditaram a ocorrência de 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 o risco comercial para os comercializadores se reduziu e, conseqüentemente, o mercado retalhista tornou-se mais contestável.

Figura 3-17 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (nº de clientes do ML)



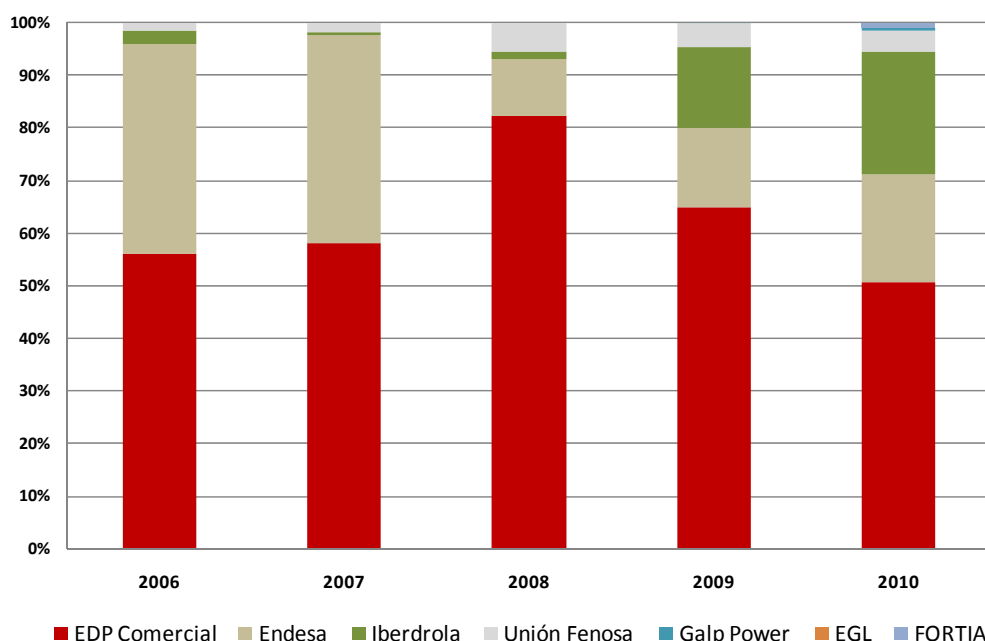
O aumento da dimensão do mercado liberalizado, em termos de número total de clientes, deve-se em grande parte à entrada de clientes residenciais, para os quais a liberalização teve início em Setembro de 2006, muito embora seja claramente observável em 2010 o regresso ao mercado liberalizado de uma larga parte do conjunto de clientes industriais e dos clientes referentes ao segmento de pequenos negócios. O número de grandes clientes em regime de mercado mais do que duplicou de 2009 para 2010. A Figura 3-18 apresenta a parte dos consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado, sendo observável, em 2010, que cerca de 67% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em regime de mercado, o mesmo acontecendo com 60% do consumo de grandes clientes.

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



A evolução do mercado liberalizado verificada em 2010 correspondeu igualmente a uma redução da concentração empresarial neste mercado. Registou-se uma redução da quota de mercado do grupo EDP, principal operador, desde 2008 até 2010, que representa no último ano cerca de 50% dos fornecimentos em mercado liberalizado, conforme se pode extrair da Figura 3-19.

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



RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

As questões relacionadas com reclamações e pedidos de informação encontram-se desenvolvidas no ponto 2.3.

3.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A 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. Nestes casos, o parecer da entidade reguladora da concorrência deve ser elaborado em cooperação com a entidade reguladora sectorial, sendo a ERSE chamada a pronunciar-se formalmente nas notificações que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2010, a Autoridade da Concorrência emitiu uma única decisão sobre operações notificadas por entidades ligadas ao sector eléctrico, tendo a ERSE sido solicitada a emitir o respectivo parecer. Esta decisão encontra-se disponível na página da Internet da Autoridade da Concorrência.

A operação apreciada e decidida em 2010 diz respeito a uma concentração empresarial envolvendo o principal operador na produção (EDP), respeitante a uma aquisição do controlo exclusivo de uma central hídrica, ainda não construída, integrada no plano nacional de desenvolvimento hídrico.

A operação em causa mereceu uma análise específica quanto ao mercado de prestação de serviços de regulação secundária, no qual o grupo EDP reforçaria a sua posição dominante para o mercado geográfico relevante de âmbito nacional. Nesse sentido, a decisão final apontou para a participação desta central naquele mercado específico, enquanto tomador de preço, de modo a não prejudicar as condições concorrenciais no sector.

Em acréscimo, no que respeita à promoção de medidas de estímulo à concorrência no mercado retalhista de energia eléctrica, foi publicada a legislação que determina a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais no sector eléctrico, para cliente em BTE, MT, AT e MAT (potência contratada > 41,4kW). O regime de extinção de tarifas é aplicável a partir de 1 de Janeiro de 2011.

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 consequentemente reflectir uma previsão mais apurada do consumo. As capacidades programadas e nomeadas pelos agentes de mercado devem ser justificadas pelos consumos previsíveis das carteiras.

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

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

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

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 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).

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.

As tarifas em cada actividade são determinadas de forma a 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.

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

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. As tarifas de acesso de cada variável de facturação são obtidas por adição das correspondentes 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

O ano 2010 foi o primeiro ano de aplicação das novas formas de regulação estabelecidas em 2009 para o triénio 2010/2011 a 2012/2013. Tal como mencionado no relatório do ano anterior, a ERSE decidiu avaliar as formas de regulação das actividades do sector do gás natural, tendo daí resultado algumas alterações, reportadas no relatório do ano anterior:

A definição das metas de eficiência das empresas de distribuição de gás natural teve por base um estudo de *benchmarking* de âmbito nacional com a aplicação de métodos paramétricos (OLS com *panel data*) e não paramétricos (DEA). No caso da actividade de Comercialização, dado tratar-se de uma actividade de menor dimensão, a definição das metas de eficiência não careceu de nenhum estudo específico, mas antes de uma análise de dados históricos da empresa.

Os factores de eficiência anuais aplicados aos custos unitários variaram entre 0,5% e 3,8% por empresa, no caso da distribuição e 3% para todos os comercializadores de último recurso. Considerou-se uma componente fixa e outra variável com os seguintes *driver* de custo: a energia distribuída e os pontos de abastecimento, para a distribuição, e as quantidades consumidas e o número médio de clientes, para a comercialização.

Tal como referido no sector eléctrico, também no sector do gás natural ocorreram alterações regulamentares e legislativas que tiveram de ser repercutidas na definição dos proveitos permitidos deste sector.

Em Portugal, a partir de 1 de Janeiro de 2010 passou a existir total liberalização do sector do gás natural e conseqüentemente a coexistência de um mercado regulado com um mercado liberalizado em todos os segmentos, o que veio reforçar a necessidade de implementar medidas que assegurassem o funcionamento eficiente e sustentado dos dois mercados. A este cenário acresce o facto do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho ter estabelecido a extinção das tarifas reguladas de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000m³.

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 2009-2010 que abrange o período de 1 de Julho de 2009 a 30 de Junho de 2010.

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

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Terminal de GNL

A caracterização da continuidade de serviço prestado pelo Terminal de GNL é apresentada com base em cinco 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 24 h e a duração do enchimento for superior a 2 h.

O Quadro 4-1 apresenta os indicadores definidos para o ano gás 2009-2010.

Quadro 4-1 – Caracterização da qualidade de serviço do terminal de GNL, ano gás 2009-2010

	Ano gás					
	2008-2009	2009-2010				
		Trimestre				Anual
		1.º Jul – Set 2009	2.º Out – Dez 2009	3.º Jan - Mar 2010	4.º Abr – Jun 2010	
Número de descargas de navios metaneiros	39	8	7	6	10	31
Número de enchementos de camiões-cisterna	2136	394	575	725	442	2136
Tempo médio efectivo de descarga de navios metaneiros (hh:mm)	19:08	19:56	18:49	19:28	28:50	22:28
Tempo médio de atraso de descarga de navios metaneiros (hh:mm)	0:00	0:00	0:00	0:00	93:20	93:20
Tempo médio efectivo de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)	1:42	1:39	1:41	1:40	1:41	1:40
Tempo médio de atraso de enchimento de camiões-cisterna (hh:mm)	0:31	0:24	0:31	0:29	0:37	0:31
Cumprimento das nomeações de injeção de GN (%)	100	100	100	100	100	100
Cumprimento das nomeações energéticas de injeção de GN	0,995	0,996	0,998	0,998	0,996	0,997

Fonte dos dados: REN Atlântico

Rede de transporte

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 (min/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 (min/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 2009-2010 não se registaram interrupções de serviço na rede de transporte.

Redes de distribuição

A continuidade de serviço de fornecimento das redes de distribuição é apresentada através de três indicadores determinados para ano gás 2009-2010:

- 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 (min/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 (min/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 2009-2010

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
Sonorgás	0	0	0	0	0	0	0	0
Paxgás	0	0	0	0	0	0	0	0
Lusitaniagás	0	0	0	0	0	0	0	0
Duriensegás	0	1	0	0	1	0,04	0,0044	100
Medigás	0	32	0	0	32	2,21	0,13	60
Tagusgás	0	314	0	0	314	11,49	1,42	124
Portgás	0	1 417	0	0	1 417	6,21	1,04	167
Setgás	0	1 678	93	0	1 771	12,33	2,37	192
Lisboagás GDL	0	2 485	4 929	0	7 414	15,00	4,85	324
Total	0	5 927	5 022	0	10 949	-	-	-

Fonte: Empresas

Durante este ano gás, mais de 99% das instalações de clientes de gás natural não foram afectadas por interrupções de fornecimento.

PRESSÃO DE FORNECIMENTO

Durante o ano gás 2009-2010, 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.

Neste ano gás verificaram-se situações pontuais de não cumprimento dos limites regulamentares da pressão que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

4.1.2.3 BALANÇO

A abertura de mercado a 1 de Janeiro de 2007, abrangendo inicialmente os centros electroprodutores, motivou a publicação de um novo quadro legislativo e regulamentar em 2009, o qual contempla os princípios orientadores para a gestão do encontro entre a oferta e a procura de gás natural no sistema.

Os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e procura de gás natural dentro da margem de flexibilidade resultante das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas. A violação das existências máximas e mínimas que lhes estão atribuídas na rede de transporte configura uma situação de desequilíbrio individual e tem associada um regime de penalidades 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, no âmbito da actividade de gestão técnica global do sistema. A imputação de penalidades aos agentes de mercado não os isenta da obrigação de corrigirem os desequilíbrios individuais, devendo repor as suas existências dentro dos limites estabelecidos.

Tendo em vista a integridade das infra-estruturas do sistema nacional de gás natural, em especial na rede de transporte, está prevista a utilização de uma reserva operacional. A reserva operacional consiste na quantidade de gás natural necessária para responder a necessidades de curto prazo, resultantes de eventuais diferenças entre os perfis injeção e extracção na rede de transporte no período intra-diário e da reposição de quantidades de gás natural resultantes da violação das existências mínimas por parte dos agentes de mercado, que possam colocar em risco a integridade da rede de transporte.

As reservas operacionais devem ser constituídas pelos agentes de mercado, sendo o seu uso da responsabilidade exclusiva do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema. As quantidades de gás natural afectas à reserva operacional, bem como a metodologia para determinação da parcela correspondente a cada agente de mercado, são aprovadas pela ERSE mediante proposta do operador da rede de transporte, na sua actividade de gestor técnico global do sistema.

4.1.3 SEPARAÇÃO DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS

No sector de gás natural, em Portugal continental, actuam operadores das seguintes infraestruturas: um operador do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, dois operadores de Armazenamento Subterrâneo, um operador da rede de transporte, onze operadores de redes de distribuição e onze comercializadores de último recurso retalhistas, sendo que apenas quatro destes comercializadores se encontram separados juridicamente dos operadores das redes de distribuição (servem um número de clientes superior a 100 000).

Todos os operadores de infra-estruturas referenciados cumprem os critérios de separação jurídica de actividades previstos na legislação europeia e nacional.

Com a revisão regulamentar do sector do gás natural, implementada no Despacho da ERSE n.º 4878/2010, o RRC consagrou um conjunto de obrigações para os operadores das redes de distribuição e para os comercializadores de último recurso retalhistas em matéria de diferenciação de imagem. Neste âmbito, a regulamentação estabelece a necessidade dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas (com mais de 100 000 clientes) elaborarem e divulgarem Códigos de Conduta, integrando como anexo um conjunto de procedimentos a utilizar nos serviços de atendimento aos clientes, a obrigação de disponibilizarem páginas na Internet autónomas entre si e em relação às demais entidades que actuam no SNGN, bem como a implementação de outras medidas que viabilizem a separação efectiva de actividades. As acções desenvolvidas pelas empresas, com vista a obtenção da diferenciação das suas imagens no sector do gás natural, foram submetidas a uma apreciação prévia da ERSE.

Actualmente, todos os operadores de redes de distribuição e comercializadores de último recurso retalhistas disponibilizam Códigos de Conduta, mas apenas em dois podemos encontrar os procedimentos comerciais a utilizar nos serviços de atendimento aos consumidores. Relativamente a páginas na Internet autónomas, apenas dois, um operador da rede de distribuição e um comercializador de último recurso retalhista, pertencentes à mesma empresa verticalmente integrada, concretizaram esta medida.

4.2 CONCORRÊNCIA

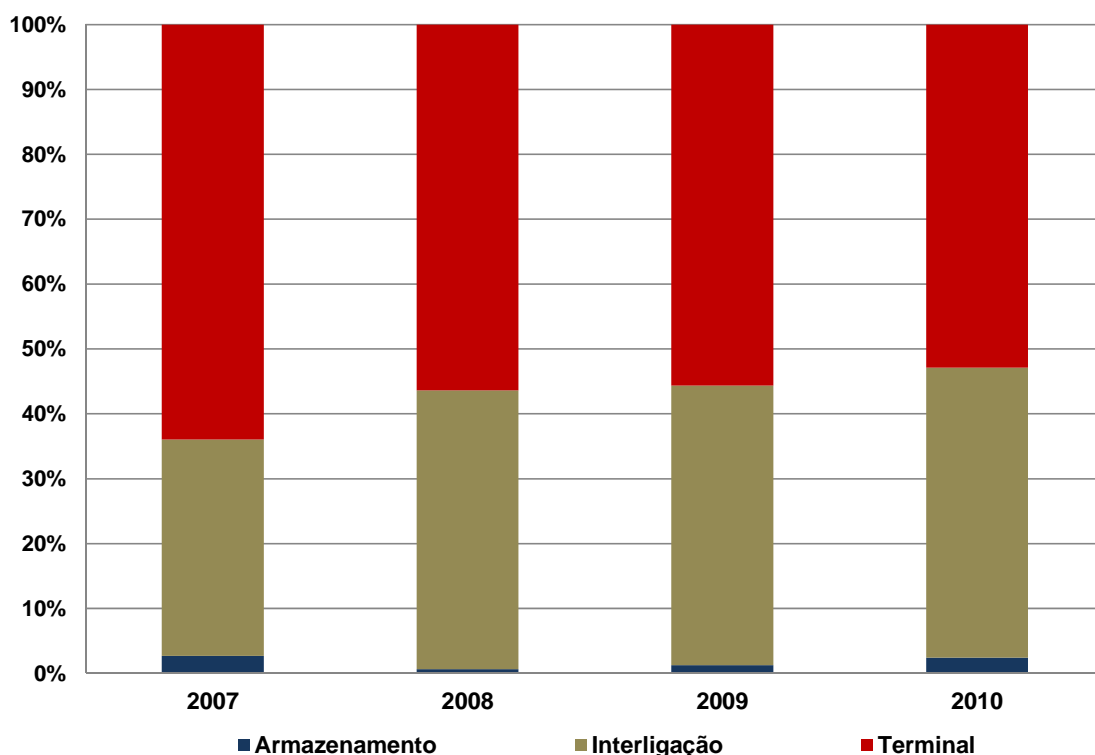
4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

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, subsistindo os contratos de longo prazo.

A caracterização do mercado grossista de gás natural não pode deixar de atender a estas características específicas de funcionamento, em que prepondera a contratualização bilateral e de longo prazo em alternativa a um mercado de negociação à vista.

Os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, fundamentalmente através de contratos *take-or-pay* de longo prazo. A caracterização da repartição do aprovisionamento é efectuada na Figura 4-1, onde se pode observar que, para os últimos quatro anos, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do abastecimento do mercado português, com o valor de 2010 a representar cerca de 53% do volume total de gás contratado. Ainda que permaneça como a principal via de aprovisionamento, é notória uma descida gradual da importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior como na entrada de Valença. De resto, esta última, no início da década de 2000 era fundamentalmente utilizada para trânsitos internacionais para Espanha, observando continuamente um sentido exportador, facto que se inverteu ao longo dos últimos três anos.

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



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

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 MIBGAS⁶ 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.

Face ao resultado positivo da consulta pública, terminada a 15 de Abril de 2009, 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 à harmonização das tarifas de acesso foi iniciado um estudo prévio que procura caracterizar a situação actual e os eventuais obstáculos tarifários ao trânsito de gás na Península Ibérica. Este estudo conjunto entre a ERSE e a CNE irá servir de ponto de partida à discussão pública sobre a harmonização tarifária. O estudo será concluído em 2011.

No que diz respeito ao GRI SUL (Portugal, Espanha e França) as cinco prioridades comuns às três regiões da iniciativa regional do gás natural, definidas para 2010, foram os investimentos em novas interligações, o acesso à capacidade dos gasodutos, a transparência, a interoperabilidade e a segurança de abastecimento.

⁶ <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/19.aspx>

Neste contexto, em 2010, houve desenvolvimentos em termos de transparência na região Sul, uma vez que foi imposta uma nova obrigação aos TSO's exigindo a publicação de actualizações regulares da capacidade de interligação.

Em 2010 o GRI Sul concentrou ainda os seus esforços nas *Open Season* (OS) coordenadas que estão a ser utilizadas para promover o investimento e aumentar a capacidade de interligação na região Sul. Nesta região, duas OS estão a conduzir a um aumento significativo da capacidade de interligação entre França e Espanha, através do reforço das interligações existentes (em Larrau e Biriadou) e da criação de um novo corredor de gás nos Pirinéus orientais (MIDCAT).

4.2.2 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 pelos comercializadores de mercado. Nas tarifas de Venda a Clientes Finais, reguladas pela ERSE, esta inclusão é feita directamente através da metodologia de aditividade tarifária.

A partir de 1 de Julho de 2010 verificou-se a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³. Assim, no ano gás 2010-2011 vigoram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, aos clientes deste segmento de consumo, as quais são calculadas por aplicação de um factor de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa de energia e da tarifa de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado.

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 subsidias cruzadas entre:

- Actividades desenvolvidas em regime de monopólio (actividades de rede e restantes infra-estruturas) e actividades desenvolvidas em regime 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 sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e nos custos totais em termos de nível, esta metodologia permite evitar subsidiação cruzadas entre clientes, e ao reflectir os custos marginais permite uma afectação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita, ainda, o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por actividade ou serviço, o que permite a desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelas várias componentes tarifárias reguladas aplicáveis.

ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

Figura 4-2 – Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2010-2011

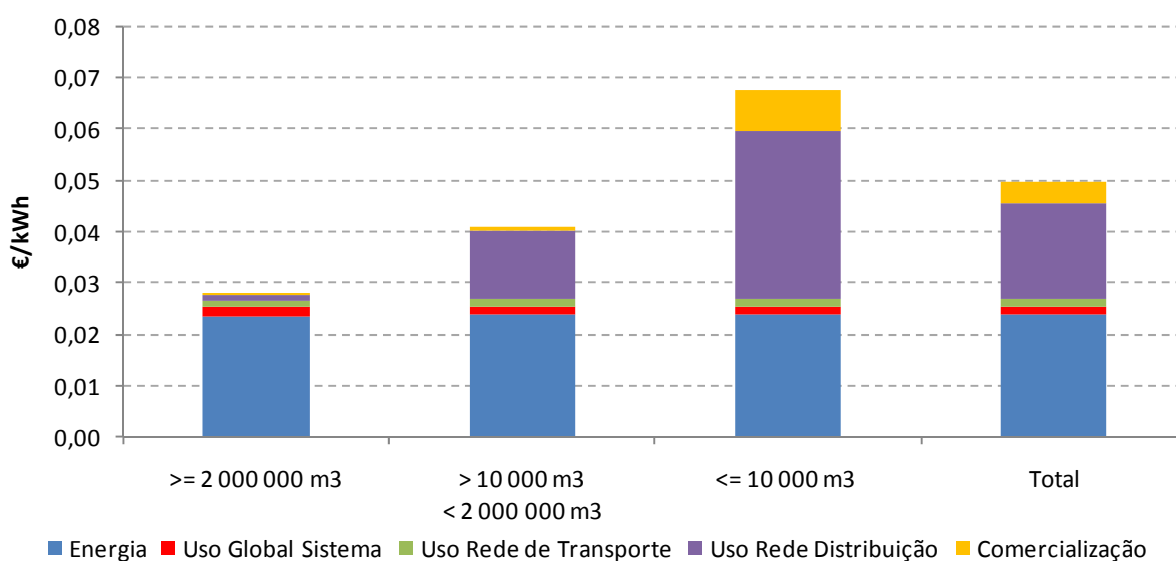
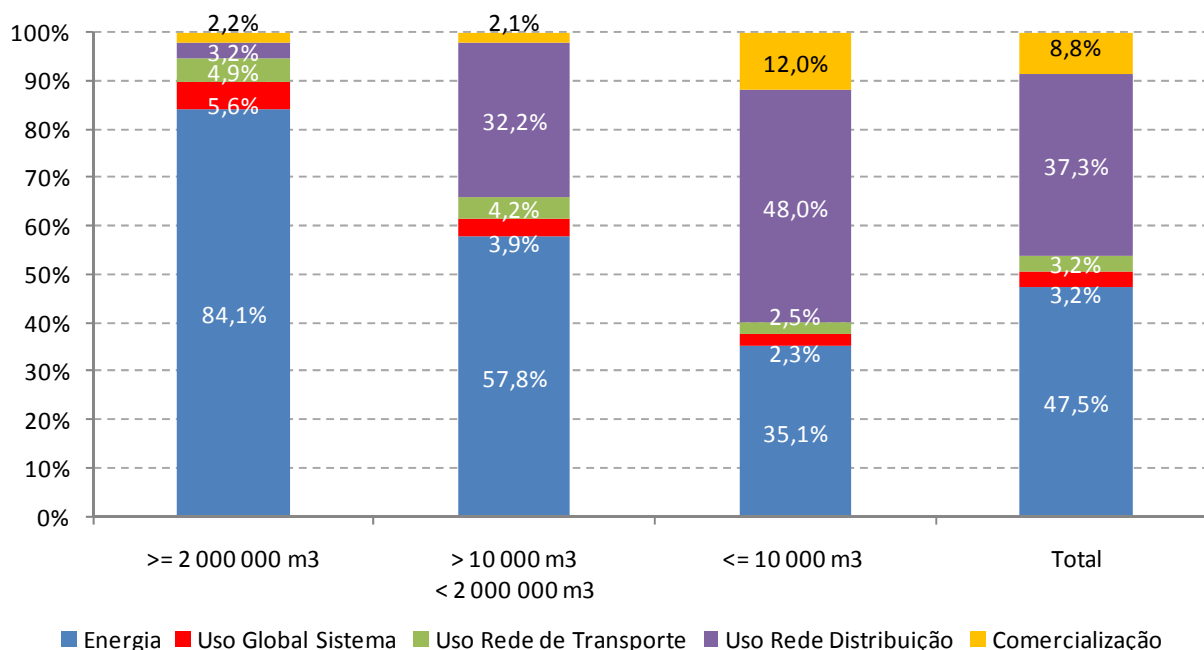


Figura 4-3 – Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2010-2011



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

Com o objectivo de definir uma metodologia de monitorização de preços de referência e de preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, a ERSE deu início, em 2010, ao processo de estabelecimento das respectivas regras de monitorização no mercado retalhista de gás natural, com base em consulta aos comercializadores de gás natural a actuar em Portugal Continental. As regras foram publicadas no início de 2011.

ABERTURA DE MERCADO

O calendário de abertura de mercado legalmente definido, através de decisão do Conselho de Ministros, 22 de Junho de 2006, 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.

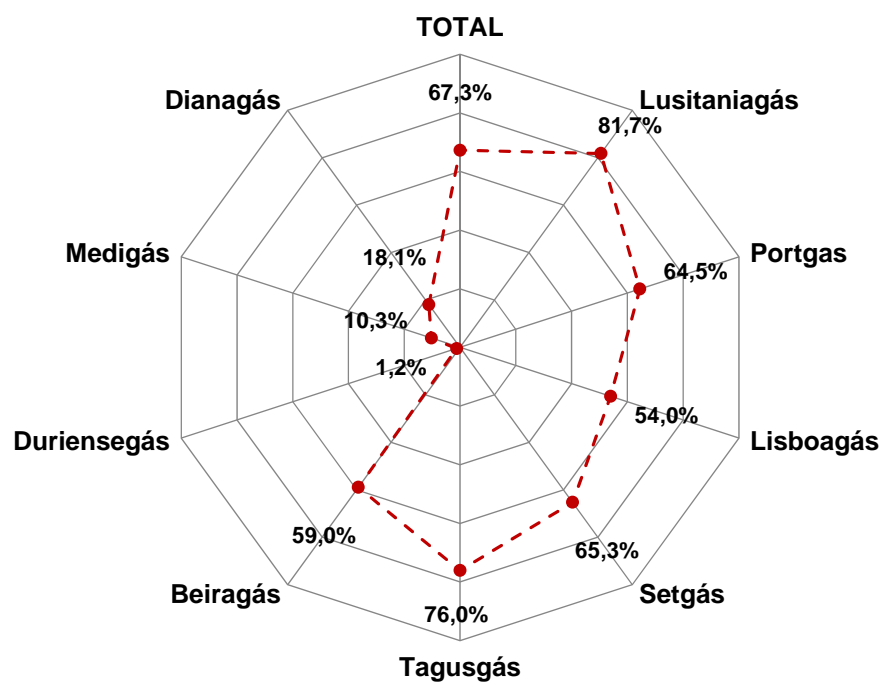
Neste sentido, o ano de 2010 marca o primeiro ano de abertura total do mercado português de gás natural, com todos os consumidores a poderem escolher livremente o seu fornecedor.

Para efeitos da escolha do comercializador, são consideradas as seguintes modalidades de contratação de gás natural:

- Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com comercializadores, no mercado liberalizado.
- Celebração de contrato de fornecimento de gás natural com comercializadores de último recurso.
- Contratação de gás natural nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, no caso de clientes com estatuto de agente de mercado.

Em termos de abertura efectiva do mercado, excluindo o conjunto dos fornecimentos aos centros electroprodutores em regime ordinário, a Figura 4-4 apresenta a quota de consumo abastecida por comercializadores em regime de mercado, sendo essa informação explicitada para os operadores de rede de Distribuição de maior dimensão. É observável que, do total do consumo em análise, mais de 2/3 é assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

Figura 4-4 – Abertura do mercado de gás natural por operador da rede de Distribuição
Total de clientes

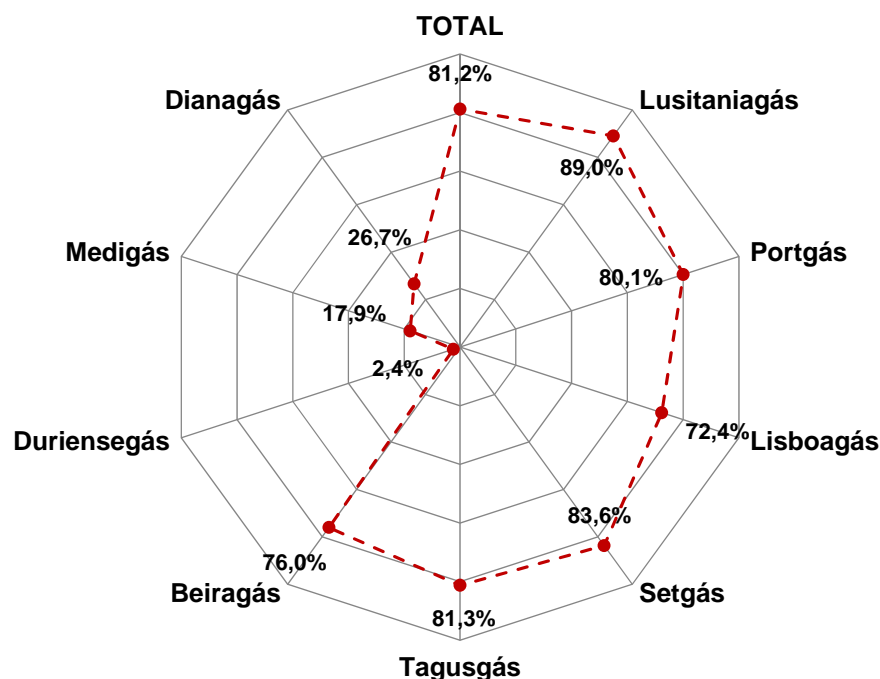


Nota: não inclui informação das distribuidoras Paxgás e Sonorgás, por inexistência de valores.

Fonte: REN Gasodutos

Atendendo a que, durante o ano de 2010, se procedeu à extinção das tarifas reguladas para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, importa verificar, igualmente, a concretização da abertura de mercado no segmento de clientes para os quais se aplica a extinção tarifária, facto que se explicita na Figura 4-5.

Figura 4-5 - Abertura do mercado de gás natural por operador de rede de Distribuição Clientes com consumos anuais > 10 000m³



Nota: não inclui informação das distribuidoras Paxgás e Sonorgás, por inexistência de valores.

Fonte: REN Gasodutos

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).

A regulamentação em vigor concede o direito dos clientes mudarem 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 encarregue de operacionalizar o processo de mudança de comercializador e, com esse propósito, iniciou em 2009 a implementação da plataforma logística para o efeito. Este processo foi faseado, com o intuito de dar resposta à abertura de mercado a

todos os consumidores industriais e de poder evoluir para efectuar a mudança de comercializador para os consumidores domésticos.

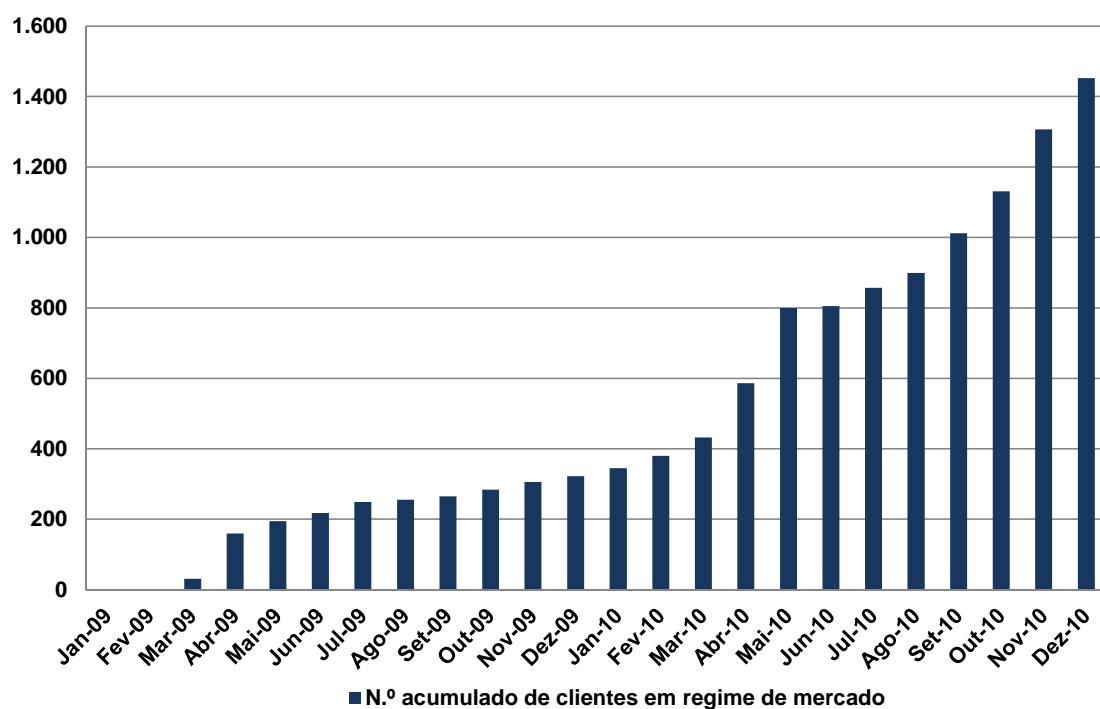
Ao longo de praticamente todo o ano de 2010, a plataforma de mudança de comercializador foi sendo melhorada com a introdução de funcionalidades que permitem aos agentes efectuar mudanças de comercializador através de procedimentos automatizados, assim como incluir as necessárias ferramentas de produção de informação de acompanhamento do processo, desde logo pela ERSE.

A juventude da plataforma, dos procedimentos e do próprio processo de abertura do mercado não permitiu ainda, apesar de um acompanhamento exaustivo por parte da ERSE, extrair o conjunto de informação que se encontra regulamentarmente prevista. Em 2010, a informação obtida, nomeadamente a que se refere à estrutura do mercado em cada rede de distribuição, não verificou a consistência e a regularidade exigidas pela ERSE, facto que foi insistentemente comunicado aos diferentes intervenientes.

Contudo, com base no cruzamento de informação diversa e na informação preliminar é possível efectuar uma caracterização do mercado retalhista de gás natural para 2010 de forma mais aprofundada comparativamente aos anos anteriores. Com base na informação processada pelo gestor de mudança de comercializador, o número de clientes que transitou de fornecimento à tarifa para o fornecimento em mercado ou que iniciou consumo directamente no mercado passou de 322 clientes em 2009 para 1 452 clientes em 2010.

A Figura 4-6 apresenta a evolução do número acumulado de clientes no mercado liberalizado, ao longo de 2009 e de 2010, cujo processo de escolha do novo comercializador se processou através da plataforma gerida pela REN Gasodutos. Da referida figura é possível extrair que, em final de 2010, já mais de 1 400 consumidores haviam efectuado uma migração de comercializador através da referida plataforma. Destes, mais de 1 100 correspondem a consumidores do segmento industrial (consumo anual superior a 10 000 m³), o que se traduz em cerca de pouco menos de 1/3 do número total de consumidores deste segmento.

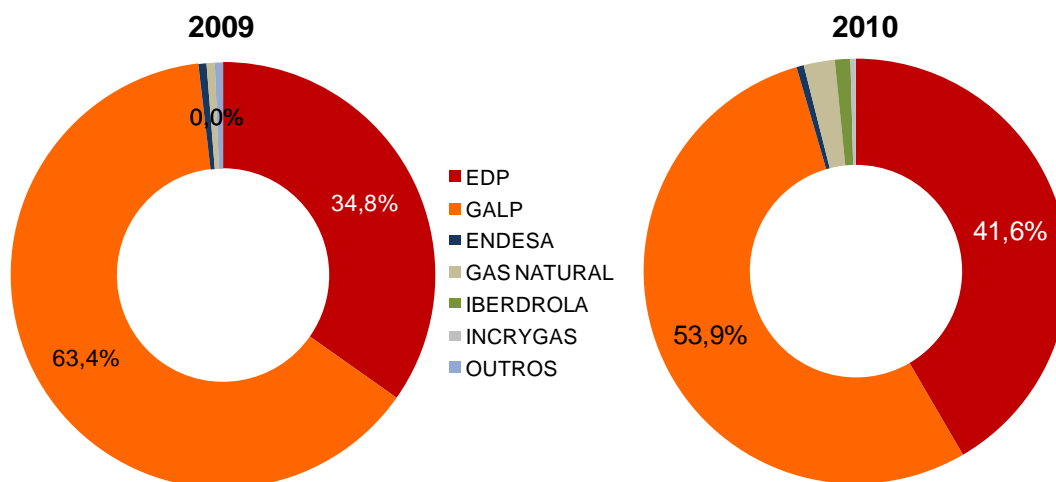
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos



Fonte: REN Gasodutos

Na Figura 4-7, constata-se que cerca de 98% do número total de clientes que mudaram de comercializador em 2009 são abastecidos pela GALP ou pela EDP, o que reflecte ainda uma elevada concentração do mercado de retalho do gás. De todo o modo, em 2010, registou-se uma redução, ainda que ligeira, da quota conjunta daqueles dois operadores, a par de um maior nivelamento decorrente da presença de quatro comercializadores que não detêm activos na distribuição de gás natural, facto que conduziu à redução da concentração empresarial em 2010.

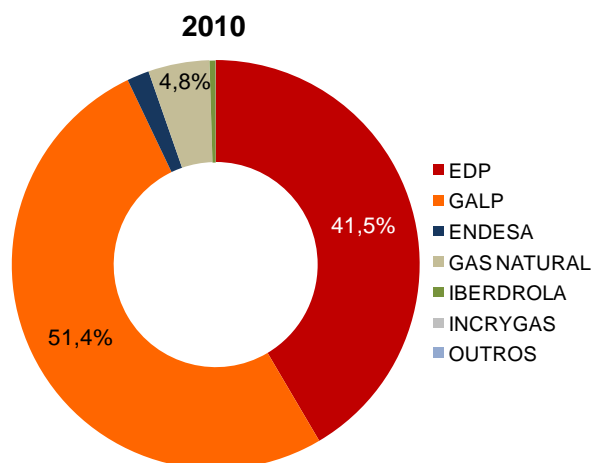
Figura 4-7 – Repartição de clientes pelos comercializadores em mercado 2009 e 2010



Fonte: REN Gasodutos

A Figura 4-8 apresenta a repartição do consumo por comercializador, explicitando a estrutura do mercado em 2010. Essa estrutura evidencia uma concentração empresarial em consumo inferior à apurada em número de clientes. Esta informação sobre a estrutura de mercado reporta-se ao conjunto dos clientes abastecidos por comercializadores em mercado.

Figura 4-8 - Repartição dos consumos por comercializador em mercado 2010



Nota: não inclui informação das distribuidoras Paxgás e Sonorgás, por inexistência de valores.

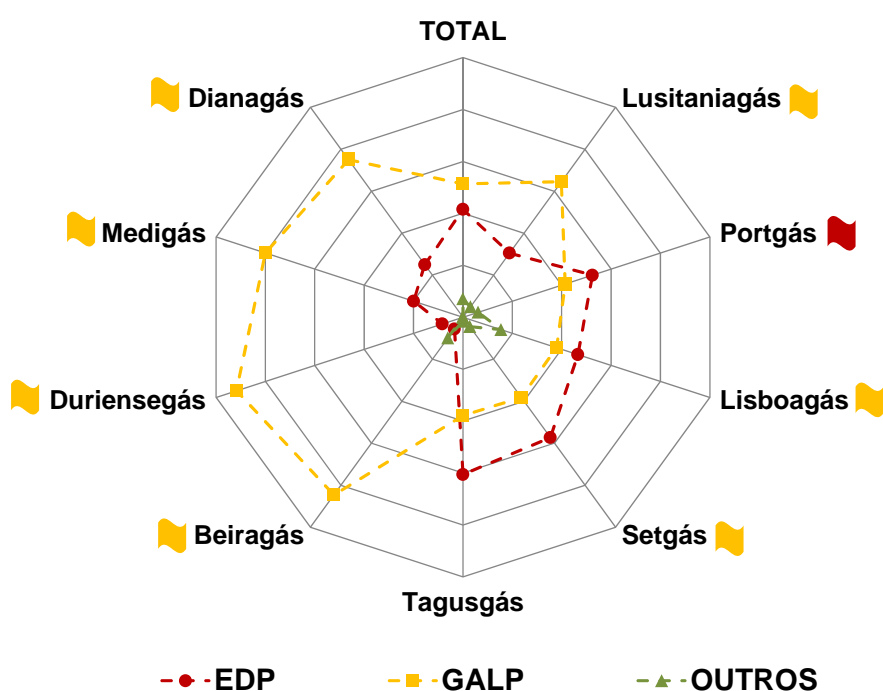
Fonte: REN Gasodutos

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-9. A relação de grupo económico existente entre as distribuidoras e os comercializadores em regime de mercado são igualmente identificadas. Fora da rede são identificadas as distribuidoras. Por

exemplo, no caso da Medigás, 80% do consumo é fornecido pelo Grupo Galp, e os restantes 20% (assinalado a vermelho) são fornecidos pelo Grupo EDP.

A Figura 4-9 explicita que, apesar de apenas deter uma das cinco maiores distribuidoras em consumo abastecido, o grupo EDP é líder em quatro dessas cinco distribuidoras.

Figura 4-9 - Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2010 e por rede de distribuição



Fonte: REN Gasodutos

4.2.3 MEDIDAS DESTINADAS A PROMOVER A CONCORRÊNCIA

4.2.3.1 EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE FORNECIMENTO A CLIENTES INDUSTRIAIS

A necessidade de dinamizar a concorrência no mercado de gás natural, no ano de 2010, levou o Governo português a proceder à extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural para fornecimento a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³, através da publicação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho.

O processo de extinção das referidas tarifas deu início à progressiva eliminação das tarifas reguladas. Os clientes abrangidos pela extinção de tarifas são, sobretudo, clientes industriais.

Na sequência do referido diploma, a ERSE procedeu à alteração do Regulamento Tarifário, adaptando-o em conformidade. A partir de 1 de Julho de 2010, aos clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ passou a aplicar-se uma tarifa de venda transitória, fixada pela ERSE.

4.2.3.2 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, pelo que a ERSE é chamada a pronunciar-se formalmente nas situações de notificação que envolvam entidades do sector energético.

Durante o ano de 2010, a Autoridade da Concorrência solicitou à ERSE parecer sobre duas operações que respeitaram à separação formal das actividades de comercialização de último recurso e de distribuição de gás natural, dando-se, assim, cumprimento ao que se encontra legal e regulamentarmente consagrado.

4.2.3.3 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 implementou 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.

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- Sistema Nacional de Gás Natural, deve promover a realização de leilões anuais de gás natural em 2009, 2010 e 2011, numa quantidade de 300 milhões de m³ (n)/ano.

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.

No sentido de preparar a realização do segundo leilão de gás natural, a ERSE divulgou no final do ano de 2009 as condições de realização do mesmo e, em Janeiro de 2010, os termos e condições de realização do leilão e respectivas regras, através do qual poderiam ser disponibilizados aos agentes de mercado 300 milhões de m³ (n) para entrega no período de 1 de Julho de 2010 a 30 de Junho de 2011.

A ERSE avaliou previamente a oportunidade de realização do leilão no corrente ano, face às condições de mercado existentes. Nesse sentido, convidou os agentes de mercado a actuar em Portugal a apresentarem ofertas não vinculativas (*“non-binding offers”*) de aquisição de gás natural, no sentido de recolher informação que permitisse avaliar a sua oportunidade de realização num mercado que tem vindo a demonstrar uma acentuada redução de procura.

Findo o prazo previsto, as ofertas não-vinculativas apresentadas à ERSE traduziram-se num valor global inferior a 25% da quantidade total a leiloar. Os resultados obtidos na fase de apresentação de ofertas não-vinculativas permitiram concluir que não se verificaram as condições mínimas necessárias ao funcionamento competitivo do leilão para o ano gás 2010-2011 e que os benefícios gerados pelo leilão em favor dos consumidores poderiam ser inferiores ao custo administrativo da sua organização, o Conselho de Administração da ERSE decidiu pela não realização do leilão de gás natural para o ano gás 2010-2011.

5 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

5.1 ELECTRICIDADE

5.1.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2010

O consumo de energia eléctrica em 2010 situou-se em 52,2 TWh, registando-se um aumento em relação ao ano anterior de 4,7% (3,3% com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis).

Em 2010, a produtividade hidroeléctrica registou o primeiro ano húmido desde 2003, tendo-se verificado um índice de hidraulicidade de 1,31. As centrais hidroeléctricas contribuíram para o abastecimento de 28% do consumo, tendo as térmicas reduzido a sua quota para 33%, a mais baixa dos últimos 30 anos. As entregas dos produtores em regime especial cresceram 24% relativamente a 2009, atingindo 34% do consumo nacional.

O saldo importador foi o mais baixo desde 2002, tendo abastecido 5% do consumo.

Em 2010 não se verificaram alterações na capacidade instalada em centrais hidroeléctricas em regime ordinário, salientando-se a entrada em serviço da central de ciclo combinado do Pego (2x419 MW) e a instalação de 465 MW de capacidade em regime especial, correspondentes a 67 MW instalados por produtores térmicos, 5 MW por produtores hidráulicos, 348 MW por produtores eólicos e 47 MW por produtores fotovoltaicos.

No desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, destacam-se a entrada em exploração da subestação de Armamar e a ampliação de Lagoaça, ambas com autotransformação 400/220 kV, a entrada em serviço das linhas a 400 kV Lagoaça - Armamar e Lagoaça – Aldeadávila e a passagem para 400 kV do eixo Armamar – Bodiosa – Paraimo, contribuindo para o aumento da capacidade de recepção de produção renovável na zona do Douro e da capacidade de interligação com a rede espanhola.

Foi ainda reforçado o eixo a 220 kV da serra da Lousã, com a nova linha Penela – Tábua, contribuindo para a recepção de nova energia renovável na região, e entrou em serviço a linha 400 kV Batalha – Lavos, importante para o escoamento da produção dos novos grupos térmicos da zona centro litoral.

No Sul, entrou em exploração a linha Sines – Portimão 3, a 400 kV, melhorando as condições de alimentação ao Algarve.

Em termos de qualidade de serviço, ocorreram 3 falhas na RNT com interrupção de abastecimento, tendo o Tempo de Interrupção Equivalente atingido o valor de 1,15 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

	2010	2009	2008	2007	2006
Gás	20%	23%	24%	21%	20%
Saldo Importador	5%	9%	19%	15%	11%
Fuel	0%	1%	2%	2%	3%
Carvão	13%	24%	21%	23%	28%
Hidráulica	28%	14%	11%	19%	20%
PRE	34%	29%	23%	20%	18%

Fonte: REN - Dados de 2010

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

Quadro 5-2 – Abastecimento do consumo

	2010	2009	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
Produção hidráulica	14869	7892	88
Produção térmica	17299	23708	-27
PRE	17924	14417	24
Saldo importador	2623	4777	-45
Bombagem hidroeléctrica	512	929	-45
Consumo total	52204	49865	4,7

Fonte: REN - Dados de 2010

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, verificou-se o novo máximo histórico no dia 11 de Janeiro com 9403 MW, valor que ultrapassa em cerca de 185 MW o observado em Janeiro de 2009.

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

Quadro 5-3 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2010	11-Jan	9403	2,01
2009	12-Jan	9217	2,72
2008	2-Dez	8973	-1,50
2007	18-Dez	9110	3,48
2006	30-Jan	8804	3,24

Fonte: REN - Dados de 2010

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

Quadro 5-4 – Parque electroprodutor

	2010 (MW)	2009 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	4578	4 578	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	7407	6 690	717
Carvão	1756	1 776	-20
Gás natural	3829	3 036	793
Fuel / Gás natural	1657	1712	-55
Gasóleo	165	165	0
POTÊNCIA INSTALADA PRE	5935	5 470	465
Produtores Térmicos	1698	1 631	67
Produtores Hidráulicos	410	405	5
Produtores Eólicos	3705	3357	348
Produtores Fotovoltaicos	122	75	47
Produtores Energia das Ondas	0	2	-2
TOTAL	17920	16 738	1182

Fonte: REN - Dados de 2010

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

Quadro 5-5 – Margem de capacidade

	2010 (MW)	2009 (MW)	2008 (MW)	2007 (MW)	2006 (MW)	2010/2006 Variação (%)
Potência instalada total	17920	16738	14924	14041	13621	1,32
Térmica	7407	6690	5820	5820	5852	1,27
Hidráulica	4578	4578	4578	4582	4582	1,00
PRE	5935	5470	4526	3639	3187	1,86
Potência máxima anual	9403	9217	8973	9110	8804	1,07
Margem de capacidade	8517 (48%)	7521 (45%)	5951 (40%)	4931 (35%)	4817 (35%)	1,77

Fonte: REN - Dados de 2010

5.1.2 NOVOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

No tocante aos novos investimentos em produção, não há desenvolvimentos significativos relativamente à situação descrita no relatório anterior.

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 grupos CCGT da central da Lares (2x435 MW) e do Pego (2x418,6) que entraram em serviço em 2009 e 2010, do desenvolvimento dos projectos de construção dos restantes 4 novos grupos CCGT de 400 MW que se encontram licenciados.

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

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

Quadro 5-6 – Potência instalada prevista para a PRE

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

Fonte: "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.

5.2 GÁS

5.2.1 BREVE CARACTERIZAÇÃO DE 2010

A procura de gás natural no ano 2010 registou um aumento de 14% face ao ano 2009, verificando-se um crescimento de 26% de 2006 para 2010. A procura de gás natural na grande indústria, no ano 2010, registou um aumento de 31% face a 2009, tendo sido a principal justificação para o aumento da procura de gás natural em 2010.

A procura de gás natural, por segmento, verificada desde 2006 é ilustrada na tabela seguinte:

Quadro 5-7 – Actividade comercial

	2010	2009	2008	2007	2006	Varição 2010-2009 [%]	Varição 2010-2006 [%]
Mercado Eléctrico [TWh]	22,3	21,9	25,3	21,4	20,1	2%	11%
Grande Industria [TWh]	26,0	19,9	18,9	18,7	17,7	31%	47%
Distribuição Regional [TWh]	9,5	8,8	9,3	8,8	8,1	8%	17%
Total da procura [TWh]	57,8	50,6	53,5	48,9	45,9	14%	26%

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 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 incorruptível;
- 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 dos produtores de electricidade em regime ordinário não interruptíveis 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 e que se encontrem a nove dias de trajecto.

5.2.2.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

A infra-estrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural é constituído por 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 da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, assim como a capacidade de emissão de gás natural para a rede de transporte, em 2010.

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

Operador	Capacidade de armazenamento [m ³]		Capacidade de emissão para a RNTGN [m ³ (n)/h]
	GWh	m ³	
REN Armazenagem	1 441	121 092 437	300 000
Transgás Armazenagem	407	34 201 681	
Total	1 848	155 294 118	

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 suas fontes de aprovisionamento 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 GNL, 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 2010 é apresentada no Quadro 5-9.

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

	2010	2009	2008	2007	2006	Varição 2010-2009 [%]	Varição 2010-2006 [%]
Total de navios metaneiros recebidos	37	36	35	35	28	3	32
Total de GNL descarregado [Mm³_{GNL}]	4,5	4,3	4,6	4,6	3,46	5	30
Total de enchimentos de camiões cisterna	2221	2094	2097	2265	1618	6	37

Fonte: REN Atlântico

A REN Atlântico, operador do terminal, recebeu e descarregou durante o ano 2010 mais um navio face à actividade de 2009. No entanto, a recepção de metaneiros em 2010 registou um aumento de 32% relativamente a 2006, resultando num acréscimo de 30% no total de GNL descarregado no terminal.

Relativamente ao enchimento de camiões cisterna, registou-se um aumento de 6% face a 2010. A quantidade total de GNL expedido representou apenas 2% da energia total movimentada pelo terminal.

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 2010, foi de 58,3 TWh (4,9 bcm⁷). A capacidade máxima de importação de gás natural por gasoduto é de 8,95 bcm, o que permite constatar que existe presentemente capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector.

A entrada de gás natural na rede de transporte, em 2010, ocorreu no ponto de ligação ao terminal de GNL de Sines (54%) e nas interligações internacionais de Campo Maior (45%) e Valença do Minho (1%). O gás natural introduzido na RNTGN é, maioritariamente, proveniente da Nigéria e da Argélia e resulta dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo existentes.

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

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

Quadro 5-10 - RNTGN – entradas e saídas

	2010	2009	2008	2007	2006	Variação 2010-2009 [%]	Variação 2010-2006 [%]
ENTRADAS [TWh]	58,3	54,3	53,9	51,1	51,7	7,4	12,8
Interligações [TWh]	26,1	23,4	23,4	18,3	27,8	11,5	-6,1
▪ Mercado Interno	26,1	23,4	23,0	16,4	23,4	11,5	11,5
▪ Trânsito	0	0,03	0,5	1,9	4,4	-100	-100
Terminal de GNL [TWh]	30,8	30,2	30,1	31,5	23,1	2	33,3
Armazenamento – Extracção [TWh]	1,4	0,68	0,3	1,3	0,8	105,9	-75,0
SAIDAS [GWh]	58,3	54,4	53,9	51,3	51,9	7,2	12,3
GRMS [TWh]	57,1	52,4	53,0	48,5	45,9	9,0	24,4
Armazenamento – Injecção [TWh]	1,2	2,0	0,4	0,9	1,5	-40,0	-20,0
Interligações [TWh]	0	0	0,5	1,9	4,55	0	-100
▪ Mercado Internacional	0	0	0	0	0,15	0	-100
▪ Trânsito	0	0	0,5	1,9	4,4	0	-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 na 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 bcm⁸, 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 ministro 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.

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

6 SERVIÇO PÚBLICO

6.1 TARIFA SOCIAL

Através do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, o Governo criou a tarifa social de fornecimento de electricidade, a aplicar aos clientes finais economicamente vulneráveis. Este novo conceito pretende ir ao encontro das orientações europeias sobre a protecção dos clientes vulneráveis, reforçadas com a publicação do terceiro pacote legislativo. Para efeitos de atribuição da tarifa social são considerados clientes economicamente vulneráveis os beneficiários das seguintes prestações sociais:

- Complemento solidário para idosos.
- Rendimento social de inserção.
- Subsídio social de desemprego.
- Abono de família, primeiro escalão.
- Pensão social de invalidez.

A tarifa social de electricidade é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal. O valor do desconto é determinado anualmente pela ERSE, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso fixado pelo Governo. Esta tarifa é financiada pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da potência instalada.

Os procedimentos e demais condições necessários à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social de electricidade encontram-se estabelecidos na Portaria n.º 1334/2010, de 31 de Dezembro, incluindo os aplicáveis ao relacionamento desenvolvido entre os comercializadores, os operadores das redes, as instituições de segurança social, a Direcção-Geral de Energia e Geologia e a ERSE.

6.2 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Os comercializadores de último recurso são titulares de uma licença cuja atribuição é da competência do Governo. Os preços praticados pelos comercializadores de último recurso são fixados pela ERSE. O âmbito de actuação dos comercializadores de último recurso de electricidade e de gás natural sofreu alterações significativas no ano de 2010. Com efeito, com a publicação dos Decretos-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho e n.º 104/2010, de 29 de Setembro, que determinaram, respectivamente, a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ (a partir de 1 de Julho de 2010) e a extinção das tarifas de electricidade em BTE, MT, AT e MAT com potência contratada inferior a 41.4 kW (a partir de 1 de Janeiro de 2011).

A obrigação de fornecimento dos comercializadores de último recurso fica limitada aos clientes de electricidade em BTN (com potência contratada até 41,4 kVA) e aos clientes de gás natural com consumos anuais até 10 000 m³. Estão ainda em curso os períodos transitórios associados a estes novos regimes, durante os quais os comercializadores de último recurso aplicam uma tarifa de venda transitória fixada pela ERSE.

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 comercializador ou comercializador de último recurso, 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 2010, em Portugal continental, registou-se um total de 434 763 interrupções de electricidade por facto imputável ao cliente. No sector do gás natural, também no ano de 2010 e no território continental português, o número de interrupções por facto imputável ao cliente, que veio a resultar no respectivo restabelecimento foi de 74 344.

6.4 CONDIÇÕES CONTRATUAIS GERAIS

As condições gerais dos contratos de fornecimento de electricidade celebrados com um comercializador de último recurso 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 comercializador de último recurso 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 2010, a ERSE desenvolveu dois processos que conduziram à aprovação de condições contratuais gerais:

1. Condições gerais que integram os contratos de uso das redes de distribuição de electricidade.
2. Condições gerais que integram os contratos de fornecimento de gás natural celebrados entre os comercializadores de último recurso e os clientes com consumos anuais até 10 000 m³.

Através do Despacho n.º 18899/2010, de 21 de Dezembro, a ERSE aprovou as condições gerais que devem integrar os contratos de uso das redes a celebrar entre o operador da rede de distribuição de electricidade e, por um lado, os comercializadores em regime de mercado e os clientes com estatuto de agente de mercado (Anexos I e II) e, por outro lado, os comercializadores de último recurso (Anexos III e IV). Este processo foi desencadeado pela apresentação de proposta dos operadores das redes e foi objecto de consulta junto dos comercializadores em regime de mercado e dos comercializadores de último recurso.

As novas condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural, identificadas no ponto 2, foram propostas à ERSE pelos comercializadores de último recurso, tendo sido submetidas à consulta das associações de consumidores de âmbito nacional. O processo que conduziu à aprovação destas condições contratuais gerais culminou com a publicação do respectivo despacho já em 2011 (Despacho n.º 1550/2011, de 19 de Janeiro).

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 e de acordo com o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, os clientes finais de electricidade com consumos em MAT, AT, MT e BTE que, à data da entrada em vigor do referido decreto-lei, fossem fornecidos por comercializadores em regime de mercado, assim como os novos clientes, deixam de poder ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso.

As tarifas reguladas de último recurso são aprovadas e publicadas pelo regulador.

Os custos regulados de aprovisionamento de energia eléctrica do CUR reflectem as estimativas das condições do mercado grossista. No momento da fixação anual das tarifas reguladas de último recurso são consideradas as melhores previsões para a evolução dos custos para o ano seguinte.

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

GÁS NATURAL

A partir de 1 de Julho de 2010 verificou-se a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural aplicáveis a consumos anuais superiores a 10 000 m³. Assim, no ano gás 2010-2011 vigoraram tarifas de venda transitórias, publicadas pela ERSE, a aplicar aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³.

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são oferecidas pelos CUR a todos os consumidores finais de gás natural. Adicionalmente e de acordo com o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de Junho, os clientes finais de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m³ que, à data da entrada em vigor do referido decreto-lei, sejam fornecidos por comercializadores em regime de mercado livre, assim como os novos clientes, deixam de poder ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso. 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.

Os custos regulados de aprovisionamento de gás natural dos CUR reflectem as estimativas das condições de aprovisionamento, que estão contidas nos 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. As tarifas transitórias aplicáveis a consumidores finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ são revistas trimestralmente para reflectir a evolução real dos custos de aprovisionamento.

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