

**RELATÓRIO ANUAL  
SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE  
E DE GÁS NATURAL EM 2015  
PORTUGAL**

Julho de 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>NOTA DE ABERTURA.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>7</b>
3.1	Regulação das redes .....	7
3.1.1	Separação das atividades .....	7
3.1.2	Funcionamento técnico .....	8
3.1.2.1	Balanço.....	8
3.1.2.2	Qualidade de serviço técnica.....	10
3.1.2.3	Regulamento da Mobilidade Elétrica .....	13
3.1.2.4	Ligações .....	13
3.1.2.5	Medidas de salvaguarda.....	15
3.1.2.6	Fontes de energia renováveis.....	15
3.1.3	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação .....	17
3.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	24
3.1.5	Observância das disposições legais .....	29
3.2	Promoção da concorrência.....	30
3.2.1	Mercado grossista .....	30
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	32
3.2.2	Mercado retalhista .....	47
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	49
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	56
3.3	Segurança de abastecimento .....	59
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura.....	59
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção .....	62
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento .....	64
<b>4</b>	<b>MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>65</b>
4.1	Regulação das redes .....	65
4.1.1	Separação de atividades .....	65
4.1.2	Funcionamento técnico .....	65
4.1.2.1	Balanço.....	65
4.1.2.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares .....	66
4.1.2.3	Acesso de terceiros ao armazenamento .....	67
4.1.2.4	Ligações .....	67
4.1.2.5	Qualidade de serviço .....	68
4.1.3	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação .....	70
4.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações .....	76
4.1.5	Observância das disposições legais .....	80
4.2	Promoção da concorrência.....	82

4.2.1	Mercado grossista .....	82
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	82
4.2.2	Mercado retalhista .....	85
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	85
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz .....	94
4.3	Segurança de abastecimento .....	95
4.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura .....	95
4.3.2	Evoluções previstas da procura e da oferta .....	96
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento .....	97
<b>5</b>	<b> PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE .....</b>	<b>99</b>
5.1	Proteção dos consumidores .....	99
5.2	Gestão da conflitualidade .....	101
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>102</b>
I.	Lista de siglas e acrónimos .....	102
II.	Lista de diplomas legais .....	105
A.	Legislação nacional .....	105
B.	Legislação comunitária .....	109
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica .....	111

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2015 .....	8
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2015 .....	9
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2015 .....	10
Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de acesso às redes, decomposto por atividade, 2015 .....	20
Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, 2015 .....	21
Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2007 a 2015 .....	26
Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2011 a 2015 .....	32
Figura 3-8 – Volatilidade de preço <i>spot</i> , 2011 a 2015 .....	33
Figura 3-9 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2014 e 2015 .....	34
Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2011 a 2015 .....	35
Figura 3-11 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2014 e 2015 .....	36
Figura 3-12 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2013 a 2015 .....	37
Figura 3-13 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2013 a 2015 .....	38
Figura 3-14 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2011 a 2015 .....	39
Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes, 2015 .....	40
Figura 3-16 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada), 2011 a 2015 .....	41
Figura 3-17 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2011 a 2015 .....	42
Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada, 2011 a 2015 .....	43
Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente, 2011 a 2015 .....	44
Figura 3-20 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2011 a 2015 .....	44
Figura 3-21 – Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica, 2011 a 2015 .....	46
Figura 3-22 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2011 a 2015 .....	52
Figura 3-23 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2011 a 2015 .....	53
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2011 a 2015 .....	54
Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2011 a 2015 .....	55
Figura 3-26 – Mudança de comercializador, 2012 a 2015 .....	56
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, ano gás 2015-2016 .....	72
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, ano gás 2015-2016 .....	72
Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2011 a 2015 .....	84
Figura 4-4 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2015 .....	88

Figura 4-5 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2012 a 2015 .....	89
Figura 4-6 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2011 a 2015 .....	90
Figura 4-7 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2012 a 2015 .....	91
Figura 4-8 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2012 a 2015 .....	92
Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2015 .....	93
Figura 4-10 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2005 a 2015 .....	96
Figura 4-11 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2016 a 2020 .....	97

### ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2015 .....	12
Quadro 3-2 – Variação das tarifas de Acesso às Redes, 2014 e 2015 .....	19
Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes, 2014 e 2015 .....	20
Quadro 3-4 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2015 .....	25
Quadro 3-5 – Défice tarifário, 2015 .....	59
Quadro 3-6 – Margem de capacidade, 2011 a 2015 .....	60
Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo, 2014 e 2015 .....	60
Quadro 3-8 – Repartição da produção, 2011 a 2015 .....	61
Quadro 3-9 – Potência máxima anual, 2015 .....	61
Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor, 2014 e 2015 .....	62
Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE, 2018 e 2020 .....	63
Quadro 4-1 – Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas, ano gás 2015-2016 .....	71
Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade, anos gás 2015-2016 e 2014-2015 .....	71

## 1 NOTA DE ABERTURA

O presente relatório é elaborado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), entidade responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade em Portugal, e enquadra-se nas disposições das Diretivas 2009/72/EC (eletricidade) e 2009/73/EC (gás natural) do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho de 2009. As referidas diretivas determinam que os reguladores devem informar anualmente as autoridades nacionais, a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) sobre as suas atividades e os desenvolvimentos observados nos mercados de eletricidade e gás natural.

A legislação nacional, concretamente o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, preveem igualmente que a ERSE elabore um relatório anual quanto ao funcionamento dos mercados de eletricidade e gás natural e quanto ao grau de concorrência efetiva nesses mercados. Nesse sentido, a ERSE deve enviar o relatório ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, devendo ainda publicar o referido relatório.

Com efeito, o presente relatório, cuja estrutura foi harmonizada no contexto do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER), apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal, incluindo os temas de concorrência (quer no mercado grossista quer no mercado retalhista), da segurança de abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório abrange ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

A caracterização e os dados estatísticos apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2015. Incluem-se ainda as evoluções regulatórias com impacte no desenvolvimento futuro nos mercados.





## 2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL

Os setores da eletricidade e do gás natural em Portugal têm sido caracterizados nos últimos anos por um esforço no processo de consolidação da liberalização dos mercados retalhistas e no processo de construção do mercado interno de energia. As atividades da ERSE enfocaram-se na atualização e implementação dos regulamentos fundamentais, tanto nacionais como europeus, e no acompanhamento e promoção dos direitos dos consumidores.

### *Mercados liberalizados de eletricidade e gás natural*

No setor elétrico, em finais de 2015, o consumo efetuado no mercado liberalizado representava já mais de 89% do consumo total. Constatou-se a presença de 16 comercializadores no mercado, 13 dos quais estavam presentes no segmento dos consumidores domésticos. Entretanto, cerca de 27% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, sendo que mais de um 70% dos consumidores domésticos estavam no mercado liberalizado. Além disso, foi particularmente notável que as mudanças de comercializador dentro do mercado liberalizado representaram mais de 1/3 do total de mudanças de comercializador.

No setor do gás natural, no final de 2015, cerca de 96% do consumo de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores em regime ordinário) foram abastecidos por comercializadores em regime de mercado, operando no mercado 9 comercializadores, em que 8 encontravam-se a operar no segmento dos consumidores domésticos.

Nesse sentido, e com vista a facilitar a interação dos consumidores com o mercado liberalizado, a ERSE emitiu uma Diretiva acerca da prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, impondo aos comercializadores a apresentação, aos seus potenciais clientes, de informação pré-contratual através de uma ficha contratual padronizada que resume os principais aspetos do fornecimento de energia.

No que respeita ao tratamento de consumidores vulneráveis, e na sequência de alterações legislativas que tinham como objetivo alargar significativamente os beneficiários de tarifa social, em especial no setor elétrico, a ERSE participou nas campanhas de divulgação junto dos consumidores. De salientar que no final de 2015 existiam cerca 108 mil clientes de eletricidade com tarifa social, mais do dobro do que no final de 2014.

Entretanto, os primeiros relatórios de qualidade de serviço foram elaborados em 2015 com plena integração dos comercializadores em regime de mercado no quadro da regulação da qualidade de serviço comercial. Este desenvolvimento representa um contributo adicional para a evolução equilibrada dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural e para a consequente consolidação do processo de liberalização.

Assim, em parceria com outras entidades do setor, a ERSE dinamizou uma campanha informativa relativa à qualidade de serviço nos clientes industriais, com o objetivo de sensibilizar os utilizadores das redes elétricas de que a melhoria da qualidade de serviço é uma responsabilidade global. Nesse âmbito foi lançada a campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”.

#### *Regulação do setor energético*

No final do 1º semestre de 2015, a ERSE emitiu a sua decisão sobre a verificação do cumprimento das condições de certificação do Operador da Rede de Transporte (ORT) da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e do ORT da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), tendo reconhecido terem sido cumpridas as condições impostas a 9 de setembro de 2014. Deste modo, tornou-se efetiva a decisão de certificar a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto operador da RNT, e da REN Gasodutos, S.A., enquanto operador da RNTGN, em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*). Após a emissão de certificação do ORT da RNT e do ORT da RNTGN iniciou-se a fase de supervisão das condições de certificação, caracterizando-se por ser uma atividade contínua por parte da ERSE.

Em finais de 2015, a ERSE aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica no culminar de um processo de consulta pública decorrido entre junho e agosto de 2015.

No setor do gás natural, a ERSE lançou em dezembro um processo de revisão regulamentar que culminou com a publicação, em abril de 2016, de novos regulamentos para o setor. O quadro regulamentar do setor do gás natural que datava de 2013, incorporava já uma parte substancial das regras comuns para o mercado interno de energia estabelecidas no terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em julho de 2009, e transposto para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro. Todavia, desde então, foram publicados três regulamentos europeus (códigos de rede europeus), previstos no terceiro pacote de diretivas, com especial relevância no contexto regulamentar do setor do gás natural. Com a proposta de revisão regulamentar, a ERSE completou a plena implementação, no quadro regulamentar nacional do setor do gás natural, dos códigos de rede europeus referidos, sendo esse um marco assinalável no processo de integração dos mercados europeus e do mercado ibérico, em particular.

#### *Supervisão do mercado grossista*

No que respeita ao registo de agentes de mercado previsto no Regulamento (UE) n.º 1227/2011 relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT), a ERSE trabalhou de forma próxima com a ACER na preparação da plataforma de registo de agentes (CEREMP), plataforma esta que foi desenvolvida pela ACER em coordenação com as entidades reguladoras nacionais. Durante o ano, os agentes de mercado a atuar no mercado português registaram-se na plataforma CEREMP. De acordo com o calendário previsto nos atos de execução, a 7 de outubro de 2015 iniciou-se o reporte, pelos agentes de mercado, de informações pormenorizadas sobre as transações e ordens de negociação de contratos

grossistas de energia executados em mercados organizados identificados pela ACER, bem como o reporte de dados fundamentais de eletricidade e de gás natural à ACER pelos operadores da rede de transporte através das plataformas europeias de transparência dos ENTSO (*European Network of Transmission System Operators*) previstas nos Regulamentos (EU) n.º 543/2013 e n.º 715/2009.

A nível regional, a 16 dezembro de 2015 iniciou-se a negociação de produtos de gás natural através da plataforma de mercado organizado (*hub*), em sequência da publicação em Espanha da Lei n.º 8/2015 relativa aos hidrocarbonetos, que prevê, entre outros aspetos, a criação de um mercado ibérico de gás natural (MIBGAS). A legislação portuguesa reconhece a sociedade MIBGAS S.A. como operador do mercado organizado de gás. O início da atividade desta plataforma de negociação contribui para uma transparência de preços e uma maior liquidez e constitui um importante passo na integração progressiva dos mercados de gás natural de Portugal e de Espanha e na construção do mercado interno do gás natural.

#### *Evolução da capacidade instalada no setor energético*

Em 2015, a baixa hidraulicidade conduziu a uma diminuição da quota de produção hidroelétrica no total de produção nacional (menos 12 p.p.) e, em contraponto, a um aumento da produção térmica. No mesmo ano, realça-se a entrada em serviço de novos aproveitamentos hidroelétricos (455 MW).

No setor do gás natural, continuou a verificar-se uma folga significativa entre a capacidade disponível para fins comerciais e a capacidade utilizada.

#### *Planificação do desenvolvimento e investimento nas redes*

Nos termos previstos pela lei, a ERSE analisou as propostas dos planos de desenvolvimento e investimentos nas redes de transporte e de distribuição de eletricidade e gás natural (conforme os prazos escalonados anualmente para o transporte e para a distribuição). Nesse âmbito, a ERSE organizou consultas públicas sobre as propostas submetidas, e os comentários recebidos contribuíram para a elaboração dos pareceres da ERSE às propostas. Estes pareceres, que foram comunicados ao ministro responsável pela área da energia (a quem compete rever e aprovar, se for o caso, as propostas), identificaram algumas lacunas e recomendaram melhorias às propostas de planos, a serem revistas pelos operadores. Em 2015, pela primeira vez no âmbito da legislação aprovada em 2012, um dos planos de desenvolvimento e investimentos nas redes de transporte e de distribuição de eletricidade e gás natural (o plano relativo à rede nacional de distribuição de eletricidade) foi considerado globalmente adequado e recebeu a aprovação do Secretário de Estado da Energia.

#### *Promoção da concorrência e atividades sancionatórias*

Durante o ano de 2015, a ERSE deu continuidade às atividades de inspeção e auditoria que, conjuntamente com a tramitação de denúncias recebidas, a instauração e instrução de processos sancionatórios e a aplicação das correspondentes sanções, traduzem o exercício das competências

conferidas pelos Estatutos e pelo Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado em 2013. Em 2015, foram recebidas 91 denúncias e foram abertos 18 processos de contraordenação. Acresce que foram aplicadas coimas no valor de 7,5 milhões de euros a 4 empresas comercializadoras de energia e duas admoestações.

### 3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

##### 3.1.1 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES

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

Em conformidade com o procedimento de certificação do operador de rede de transporte estabelecido pela Diretiva 2009/72/CE<sup>1</sup>, que visa um reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, a ERSE emitiu uma decisão em 2014 relativa à certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional (REN) como operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*). Na decisão de 2014 foram estabelecidas onze condições a serem cumpridas no prazo de oito meses de forma a ultrapassar um conjunto de questões consideradas não-conformes e garantir a independência destes operadores.

Em 31 julho de 2015, a ERSE decidiu tornar efetiva a decisão de certificação da REN depois de verificar que foram cumpridas as condições de certificação que havia determinado através da sua decisão de 2014<sup>2</sup>.

A ERSE continua a exercer as suas competências de supervisão das obrigações do operador da rede de transporte (ORT) relativas ao regime de separação completa jurídica e patrimonial, nos termos da legislação nacional e das diretivas europeias já citadas.

###### **DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

Em matéria de diferenciação de imagem no setor elétrico, mantém-se em vigor, sem alterações, o disposto na Diretiva n.º 23/2013<sup>3</sup>, de 22 de novembro, aplicável ao operador de rede de distribuição (EDP Distribuição) e ao comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) que servem um número de clientes superior a 100 mil.

---

<sup>1</sup> Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.

<sup>2</sup> Disponível em

<http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1825/Decis%C3%A3o%20Certifica%C3%A7%C3%A3o.pdf>.

<sup>3</sup> Diretiva n.º 23/2013, de 22 de novembro, da ERSE, sobre diferenciação de imagem no setor elétrico.

### 3.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

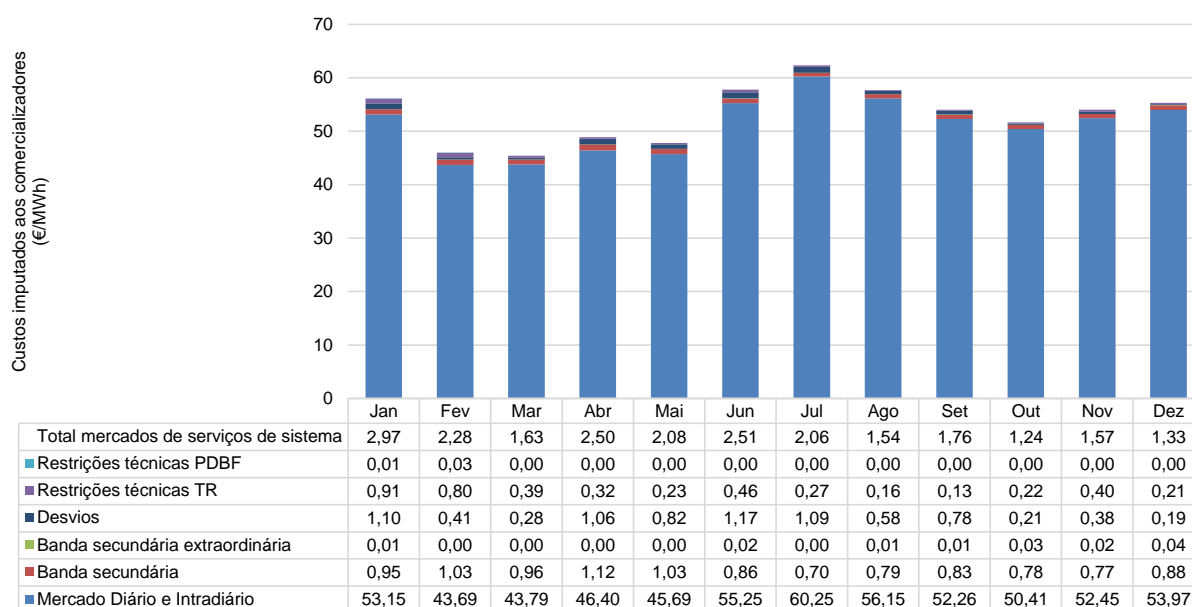
#### 3.1.2.1 BALANÇO

Em 2015, tal como no ano anterior, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade e de resolução de restrições técnicas efetuou-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema.

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 intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados à procura em 2015. Deste modo, apresenta-se, para além da parcela relativa ao mercado diário e intradiário, uma outra que respeita ao mercado de serviços de sistema, com os seus principais componentes.

**Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2015**



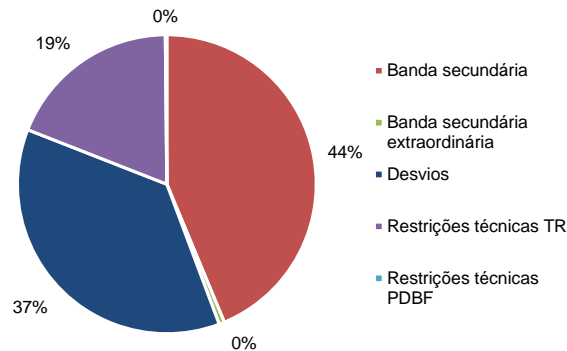
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

Ao longo de 2015, o mercado de serviços de sistema representou um custo médio ponderado de cerca de 1,96 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado no mercado diário e intradiário da ordem

dos 51,15 €/MWh. Este último representa um aumento face à situação em 2014, enquanto o custo medio baixou entre os dois anos.

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

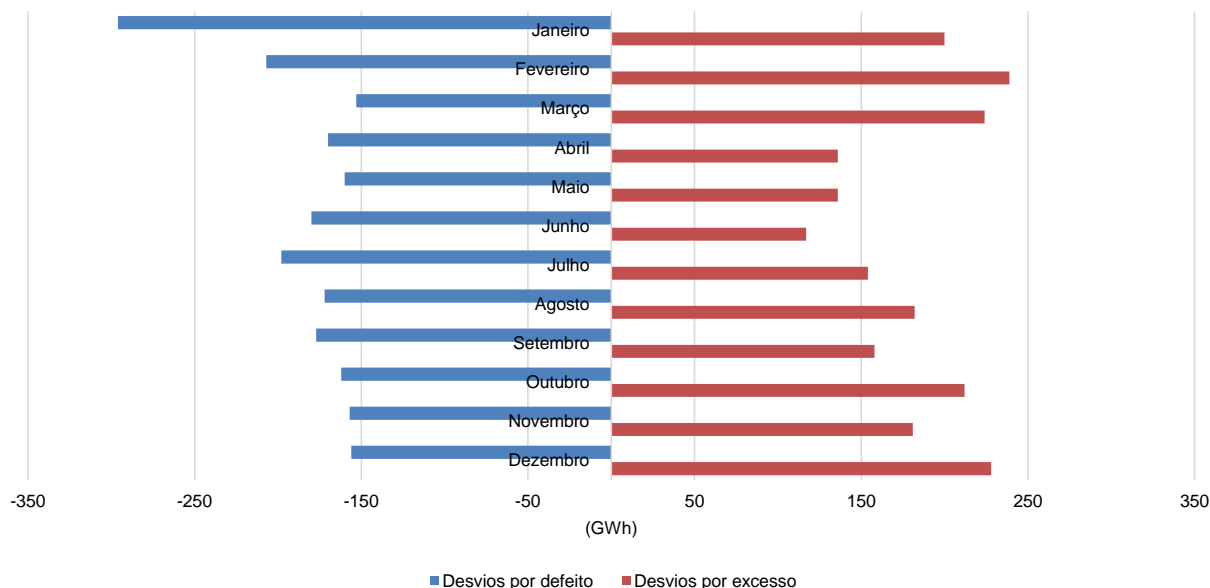
**Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2015**



Fonte: dados REN

A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação no mercado de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2015, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso. Em comparação com o 2014, notou-se um aumento dos desvios por defeito, sobretudo durante os meses entre maio e outubro.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2015



Fonte: dados REN

### 3.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário (RT)<sup>4</sup> como o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)<sup>5</sup> apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço<sup>6</sup>.

#### INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RT prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço com efeitos nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT) de Portugal continental. Este incentivo tem em vista, por um lado, promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (“componente 1” do incentivo) e, por outro, incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (“componente 2” do incentivo).

A “Componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, sendo aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015.

<sup>4</sup> Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro de 2014, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

<sup>5</sup> Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e o respetivo Manual de Procedimentos. Complementado pela Diretiva n.º 20/2013, que aprova os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço e a Diretiva n.º 21/2013, que aprova os prazos para a classificação de Eventos Excepcionais e para o envio de informação à ERSE.

<sup>6</sup> Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.



O valor da “Componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função estabelecida no RT. Para a determinação deste valor da energia distribuída são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais<sup>7</sup>.

Em 2014, o valor de energia não distribuída foi inferior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo o incentivo recebido pelo operador da RND representado cerca de 279 mil euros. Para o ano de 2015, o montante do incentivo foi cerca de 2,2 milhões de euros. O aumento verificado no montante do incentivo recebido deveu-se a um melhor desempenho do ano de 2015 e a uma atualização da valorização da energia não distribuída, resultante da revisão regulamentar ocorrida em 2013.

### **CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

A caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço é feita com base em indicadores para cada sistema (transporte e distribuição), baseados nomeadamente no tempo/duração da interrupção e na sua frequência (TIE/TIEPI/SAIFI/SAIDI - ver lista de definição dos indicadores no Anexo III).

O número de interrupções breves, através do indicador MAIFI, é também a ser monitorizado desde o ano de 2014.

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2015. Face aos níveis registados em 2014, notou-se uma tendência decrescente nas interrupções acidentais e de natureza excepcional.

---

<sup>7</sup> O RQS aprovado em 2013, e que entrou em vigor em 2014, estabelece o conceito de Evento Excepcional como sendo um incidente que reúne cumulativamente as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;
- Provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;
- Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os produtores evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.

Um incidente só é considerado Evento Excepcional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes, dos comercializadores ou dos comercializadores de último recurso.

**Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2015**

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Programadas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	-	-	0,21
	SAIFI (int)	-	0,010	0,01
	SAIDI (min)	-	0,14	0,15
	MAIFI (int)	-	0,02	-
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,004	0,214	0,012
	SAIDI (min)	1,634	16,57	0,043
	MAIFI (int)	-	0,976	-
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,118	52,537	7,693
	SAIFI (int)	0,001	1,627	0,143
	SAIDI (min)	0,145	74,302	12,236
	MAIFI (int)	0,018	10,177	0,186
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,018	1,438	0,097
	SAIDI (min)	2,442	66,222	8,805

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

O RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração anuais de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O incumprimento destes padrões por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), sem que o cliente necessite de a solicitar. Em 2014, foram registados 21 012 incumprimentos, dos quais 20 514 foram relativos à duração das interrupções e 33 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 199 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores. Para o ano de 2015, o valor provisório de incumprimentos foi de 21 910, sendo 21 906 relativos à duração das interrupções e quatro ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes 240 469 euros em compensações.

Como um dos resultados alcançados pelos trabalhos desenvolvidos pelo Grupo de Acompanhamento do RQS (GA RQS) durante o seu primeiro ano de funcionamento, em junho de 2015, a ERSE realizou o lançamento da campanha “A Qualidade de Serviço cabe a todos”, com a qual se criou uma rede de parcerias que envolve 24 instituições-chave do Sistema Elétrico Nacional (SEM), no sentido de sensibilizar os utilizadores das redes elétricas de que a melhoria da qualidade de serviço deve contar com a contribuição de todos, sendo uma responsabilidade global. A primeira iniciativa da campanha focou-se na “Sensibilização para a Manutenção de Postos de Transformação de Cliente”, pretendendo transmitir a

mensagem de que a qualidade de serviço técnica deve ser uma preocupação partilhada por todos os clientes de média tensão, e alertar para a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos respetivos postos de transformação. Para além das consequências diretas sentidas na degradação da qualidade das suas próprias instalações, a falta de manutenção dos postos de transformação de cliente tem também consequências na qualidade da energia elétrica que é disponibilizada pela rede nas instalações elétricas que se encontram na sua vizinhança. Para o efeito, foi disponibilizado um folheto de divulgação desta iniciativa e um Manual de Boas Práticas para a Manutenção de Postos de Transformação de Cliente, que se encontram disponíveis no sítio da internet dedicado que foi criado para a Campanha<sup>8</sup>. Ao longo do ano, o GA RQS trabalhou na preparação de outras iniciativas no âmbito da campanha “A Qualidade de Serviço cabe a todos”.

### 3.1.2.3 REGULAMENTO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

Em finais de 2015, a ERSE aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica no culminar de um processo de consulta pública decorrido entre junho e agosto de 2015.

### 3.1.2.4 LIGAÇÕES

O enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, as seguintes matérias:

- Obrigação de ligação à rede;
- Tipo de encargos que podem ser cobrados;
- Regras de cálculo dos encargos de ligação à rede;
- Conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos;
- Condições de pagamento dos encargos de ligação;
- Construção dos elementos de ligação à rede; e
- Prestação de informação.

Os operadores de rede são obrigados a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE.

As instalações elétricas não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

As redes são pagas pelos consumidores de energia elétrica do seguinte modo:

---

<sup>8</sup> <http://campanhaqualidadeservico.erse.pt>.

- Encargos de ligação à rede de acordo com as regras aprovadas pela ERSE.
- Tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica. No cálculo destas tarifas são excluídos os encargos suportados pelos requisitantes de ligações (complicações).

As condições comerciais incluem incentivos a uma adequada sinalização económica da instalação a ligar à rede (quanto mais longe da rede, mais elevada a participação), promovem uma afetação eficiente dos recursos, designadamente ao nível das potências requisitadas (quanto maior a potência requisitada, maiores os custos a suportar pelos requisitantes) e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a compreensão dos encargos de ligação por parte dos requisitantes e a redução do nível de conflitos no setor.

São considerados elementos de ligação à rede as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação elétrica às redes, classificando-se nos seguintes dois tipos:

- Elementos de ligação para uso exclusivo – parte da ligação por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, energia elétrica produzida ou consumida na instalação em causa (convencionou-se que corresponde ao troço de ligação mais próximo da instalação consumidora até ao comprimento máximo (30 metros, aprovado pela ERSE).
- Elementos de ligação para uso partilhado – parte da ligação onde pode transitar energia elétrica para abastecer mais do que uma instalação (corresponde, na BT, ao comprimento que excede o comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo).

O operador da rede pode optar por sobredimensionar o elemento de ligação para uso partilhado, de modo a que possa vir a ser utilizado para a ligação de outras instalações. Na MT só há elementos de ligação para uso partilhado.

Com a revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) ocorrida em 2012 passou a ser o requisitante de uma ligação o responsável pela construção dos troços de uso exclusivo, tendo sido eliminada a obrigatoriedade do operador da rede de distribuição (ORD) apresentar orçamento. No entanto, em áreas geográficas onde não existam prestadores de serviços, o ORD deve assumir a construção da ligação.

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo operador em condições técnicas de exploração.

O ORD tem a obrigação de enviar à ERSE os dados referentes à sua atividade nesta área.

A regulamentação da responsabilidade da ERSE não estabelece prazos de execução máximos para a ligação às redes elétricas. Não obstante, para efeitos de monitorização, os operadores das redes de distribuição e de transporte encontram-se obrigados ao envio à ERSE de informação anual no âmbito das

ligações às redes elétricas que inclui, entre outros aspetos, o tempo médio de execução das ligações efetuadas pelos operadores das redes. Em 2015, o tempo médio de execução na rede de distribuição, para os níveis de tensão BT e MT, foi de cerca de 17 dias, para um total de 6.946 ligações. Acresce ainda que o RQS do setor elétrico estabelece a obrigação de os ORD monitorizarem os tempos de resposta às solicitações de serviços de ligação em baixa tensão, nomeadamente a proporção de requisições em que as informações relativas a esses serviços foram prestadas aos requisitantes num prazo até 15 dias úteis após a respetiva solicitação.

### 3.1.2.5 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou por outro evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporário, as medidas de salvaguarda necessárias<sup>9</sup>.

Durante o ano de 2015 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda<sup>10</sup>.

### 3.1.2.6 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

No contexto da aplicação das Diretivas europeias sobre esta matéria<sup>11</sup>, o conceito de fontes de energia renováveis relaciona-se, em Portugal, com o de produção em regime especial (PRE). Considera-se PRE a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a produção distribuída e a produção sem injeção de potência na rede. É também considerada produção em regime especial a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial<sup>12</sup>. Assim, o conceito de PRE passou a acomodar todas as fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade, incluindo toda a produção hídrica.

---

<sup>9</sup> Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e completa a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

<sup>10</sup> Conforme estabelecido no artigo 42.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

<sup>11</sup> [Diretiva n.º 2009/72/CE](#), que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade; Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subseqüentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

<sup>12</sup> Artigo 18.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, e 112/2012, de 23 de maio, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia<sup>13</sup>, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, nomeadamente, quando se verificarem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações da PRE, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em Portugal, a energia produzida pela PRE, sujeita a regime jurídico especial, com remuneração garantida, é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso (CUR), por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*). A diferenciação da retribuição desta PRE está, no atual quadro legal, dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de dióxido de carbono evitadas), e ainda uma lógica de diferenciação de acordo com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes fatores:

- Período de entrega da energia elétrica à rede;
- Forma do diagrama de produção de energia elétrica; e
- Fonte de energia primária utilizada.

O CUR explicita a oferta de venda da PRE no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), desde o final de 2011, funcionando de forma similar a um agente agregador da PRE em Portugal.

---

<sup>13</sup> Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.

A normativa comunitária<sup>14</sup> é transposta a nível nacional no sentido de estabelecer a prioridade das fontes renováveis de energia face à produção em regime ordinário, tanto no acesso à rede, como no despacho<sup>15</sup>, salvo se colocar em risco a segurança de abastecimento<sup>16</sup>. Existem, no entanto, limitações à potência nominal de cada instalação de PRE, que pode ser ligada em cada ponto da rede, em função da disponibilidade da própria rede para acomodar essas ligações.

No caso português, convirá reter que a PRE com remuneração garantida não assume diretamente o pagamento de desvios (custos associados ao equilíbrio do sistema), pelo que não se efetua uma valorização explícita dos custos correspondentes<sup>17</sup>. Os custos devidos aos desvios de programação desta PRE em mercado, calculados pela diferença entre o despacho real e a sua programação em mercado, são suportados pelo comprador instrumental da PRE, o CUR, e são repercutidos na tarifa de acesso suportada por todos os consumidores.

### 3.1.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

#### ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

A ERSE submeteu a discussão pública, em 26 de junho de 2014, uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu o RRC, o RT, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Operação das Redes do setor elétrico.

A revisão do RT foi publicada no final de 2014, através do Regulamento n.º 551/2014 e incidiu sobre várias matérias, das quais se destacam as matérias relativas às tarifas de acesso, designadamente: i) as alterações na estrutura tarifária decorrentes de legislação associada aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)<sup>18</sup>; o alargamento da abrangência da tarifa social de eletricidade aprovado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>19</sup>; e a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a BTN. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias é também

---

<sup>14</sup> Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril.

<sup>15</sup> Os aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW não têm prioridade no despacho.

<sup>16</sup> Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, artigo 33.º-W.

<sup>17</sup> Em Espanha, a PRE responde diretamente pelos custos com desvios, o que não sucede em Portugal, apesar de ambos os volumes de produção serem integrados no mesmo referencial de mercado. Um estudo elaborado em 2012 pelo Conselho de Reguladores do MIBEL identificava precisamente esta questão como um dos aspetos a harmonizar no quadro do MIBEL.

<sup>18</sup> Nos termos da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, disponível em:

[http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1856/Portaria%20251-B\\_2014%20CIEG.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1856/Portaria%20251-B_2014%20CIEG.pdf).

<sup>19</sup> Diploma disponível em:

[http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1835/DL%20172\\_2014%20tarifa%20social.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1835/DL%20172_2014%20tarifa%20social.pdf).

disponibilizada nas tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas e nas tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Nesta revisão foram também introduzidas regras para a aplicação de tarifas dinâmicas (estudos piloto).

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

Em 2015, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica, mas conforme referido supra houve alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes associados a dois factos: i) às alterações ao regime jurídico dos CIEG e ii) a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a  $BTN \leq 20,7$  kVA.

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e aprovar o RT onde é estabelecida a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do RT é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário da ERSE. O processo de fixação das tarifas por parte da ERSE, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes, caracteriza-se sucintamente o atual sistema tarifário português.

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente, podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação.

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

Para cada uma das atividades reguladas são aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em muito alta tensão (MAT) e AT e Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e baixa tensão (BT).

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

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



Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade, visando evitar subsidiação cruzadas e promover a utilização eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de faturação é que esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2015 (0,0753 €/kWh) correspondeu a um acréscimo tarifário de 6,3% entre 2014 e 2015, e às variações por nível de tensão que se apresentam no Quadro 3-2.

**Quadro 3-2 – Variação das tarifas de Acesso às Redes, 2014 e 2015**

	Tarifas 2014 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2015 (preços médios) €/kWh	Variação
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	<b>0,0708</b>	<b>0,0753</b>	<b>6,3%</b>
Acesso às Redes em MAT	0,0225	0,0240	6,8%
Acesso às Redes em AT	0,0274	0,0293	6,8%
Acesso às Redes em MT	0,0478	0,0511	6,8%
Acesso às Redes em BTE	0,0813	0,0868	6,8%
Acesso às Redes em BTN	0,1092	0,1157	6,0%

\* Aplicação das tarifas de 2014 à procura prevista para 2015.

Fonte: ERSE

O Quadro 3-3 apresenta a estrutura (proveitos das atividades reguladas) e o nível de consumos estimados para 2015<sup>20</sup>. Mantendo os preços das tarifas de 2014, a evolução da estrutura dos consumos origina um decréscimo de 1,2% no preço médio.

<sup>20</sup> Os níveis de consumo finais relativos ao ano de 2015 serão divulgados na Proposta de Tarifas e Preços de 2017, em outubro de 2016.

**Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes, 2015 vs. 2014**

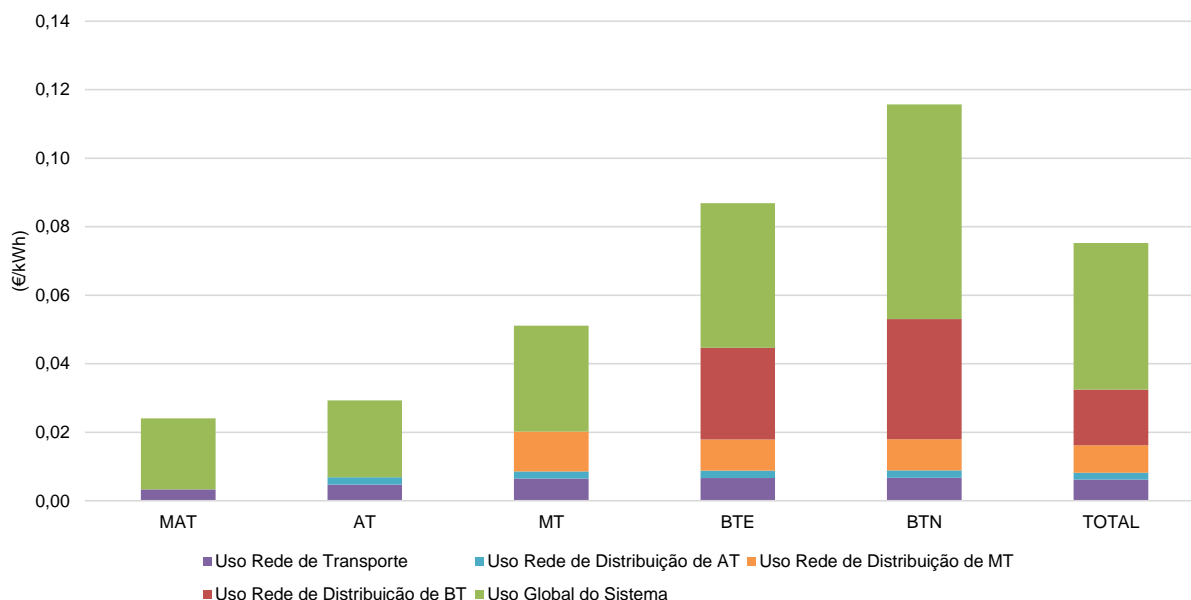
Características e preço médio	Tarifas 2014, consumo 2014 (1)	Tarifas 2014, consumo 2015 (2)	Tarifas 2015, consumo 2015 (3)
Proveitos (10 <sup>6</sup> Euros)	3 192	3 160	3 358
Consumo (GWh)	44 533	44 617	44 617
Preço médio (EUR/kWh)	0,0717	0,0708	0,0753
Variação (%)		(2)/(1) = <b>-1,2%</b>	(3)/(2) = <b>6,3%</b>

Fonte: ERSE

O principal fator da variação das tarifas de acesso verificado em 2015 relaciona-se com o decréscimo da procura, cujo nível se situou próximo do ocorrido no ano de 2006, o qual foi motivado pela crise económica. No que concerne às variações diferenciadas de preços nas tarifas de acesso às redes importa referir que o peso significativo dos CIEG condiciona também as variações dos preços das tarifas de acesso às redes por variável de faturação.

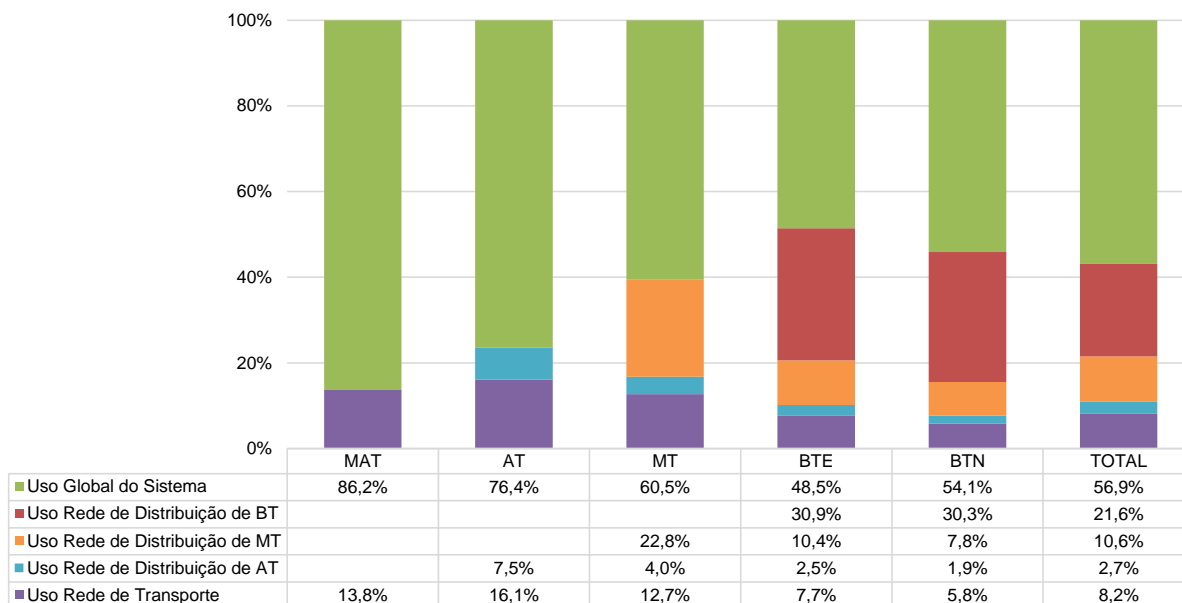
Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes em 2015 por atividade regulada e a estrutura do preço médio para cada nível de tensão por atividade regulada.

**Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de acesso às redes, decomposto por atividade, 2015**



Fonte: ERSE

Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, 2015



Fonte: ERSE

#### METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2015 foi o primeiro ano do período de regulação 2015-2017. Tal como referido no *relatório anual para a CE sobre os mercados de eletricidade e gás natural em 2014*, o início de um novo período de regulação coincide com a avaliação das metodologias de regulação existentes e com a fixação de novos parâmetros de regulação. Resume-se, de seguida, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios para o período regulatório em vigor:

- Para Portugal Continental:
  - Operador da rede de transporte (ORT) – Modelo baseado em incentivos económicos:
    - (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>21</sup> com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX<sup>22</sup>); (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

<sup>21</sup> Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte são pouco voláteis, o que aproxima esta metodologia do *revenue cap*. Os indutores são a extensão (km) de linhas de rede e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

<sup>22</sup> *Operational expenditure*.

- da RNT; (iv) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap*<sup>23</sup> aplicada ao (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital<sup>24</sup>, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes<sup>25</sup>; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas.
  - Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price cap*<sup>26</sup>, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Esta parcela de custos deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.
- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nas empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica aplica-se uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia de *revenue cap*<sup>27</sup> (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*<sup>28</sup>; (iii) definição de custos de referência do fuelóleo consumido na produção de energia elétrica<sup>29</sup>.

Na atividade de comercialização de último recurso são ainda definidos anualmente custos de referência com vista ao cumprimento do quadro legal e com o objetivo de criar uma base sustentada para a definição do OPEX unitário desta atividade.

---

<sup>23</sup> Os indutores de custos em AT/MT são energia distribuída e extensão (km) de rede; em BT, são energia distribuída e o número de clientes. O fator de eficiência é de 2,5% ao qual se soma a inflação.

<sup>24</sup> Inclui a remuneração do ativo líquido e amortizações.

<sup>25</sup> No período de regulação 2015-2017 este incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados, que terá uma duração de 6 anos.

<sup>26</sup> O indutor de custo é o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 3,5%.

<sup>27</sup> Fator de eficiência fixado em 3,5%.

<sup>28</sup> Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as Regiões Autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custos é o número de clientes. Na Região Autónoma dos Açores as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades variam entre 2% na atividade de distribuição e 3,5% na atividade de comercialização. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência são de 3,5% e de 4% na atividade de comercialização e na atividade de distribuição, respetivamente.

<sup>29</sup> A atividade de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

No que diz respeito ao custo de capital<sup>30</sup>, salienta-se a introdução no período de regulação 2015-2017 de um mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos, com o objetivo de garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes ativos resultante da metodologia definida para o período regulatório e, desta forma, evitar ganhos excessivos que possam decorrer de efeitos não dependentes do desempenho das empresas. Este mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração é aplicado às atividades sujeitas à remuneração dos ativos fixos e é simétrico. Além disso, no mesmo período alterou-se o indexante para determinação do custo de capital, passando a utilizar-se as *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos (em substituição dos CDS<sup>31</sup>).

Os proveitos permitidos aos operadores da rede de transporte e distribuição nas suas atividades de gestão global do sistema, de compra e venda de energia elétrica do agente comercial e de compra e venda do acesso à rede de transporte incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados CIEG.

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo do seu impacto no funcionamento do mercado, são os relacionados com a produção. A liberalização do mercado levou à necessidade de antecipar a cessação dos Contratos Aquisição de Energia Elétrica de longo prazo (CAE). Dois desses contratos mantiveram-se, ficando a energia produzida por essas duas centrais a ser gerida por uma empresa comercializadora.

As receitas desta empresa dependem de incentivos definidos pela ERSE. De modo geral, estes incentivos relacionam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das duas centrais com CAE em mercado.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros eletroprodutores passaram a estar enquadrados por uma figura jurídica – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) - que confere aos produtores o direito a receberem uma compensação pecuniária destinada a garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

Para além daqueles custos existem outros, igualmente significativos, relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE, com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente, com as rendas de concessão pagas pelo operador da rede de distribuição aos municípios e com as compensações pagas às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao continente.

Em 2015, não se registaram alterações significativas na natureza das parcelas incluídas nos CIEG.

## **ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

---

<sup>30</sup> Taxas de remuneração do ativo para 2015 para Portugal continental – transporte: 6,4%; distribuição: 6,75%. Nas Regiões Autónomas – transporte: 6,4%; distribuição: 6,75%.

<sup>31</sup> *Credit Default Swaps*.

As regras e os encargos de ligação de instalações às redes têm em consideração critérios de racionalidade económica (aderência aos custos de construção da ligação) e a necessidade de assegurar a acessibilidade dos consumidores ao serviço de fornecimento de eletricidade. As regras são aprovadas pela ERSE na sequência de processos de consulta pública em que participam todos os interessados, não tendo havido alterações regulamentares durante o ano de 2015.

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

Em 2015, não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, ao mercado diário e intradiário do MIBEL. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*<sup>32</sup>.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único (OMIE) que sustenta o mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha, sendo este último regulamentado em Portugal pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas de base legal/regulamentar:

- Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho;
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha;
- Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal – Espanha; e
- Regras e princípios de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização de capacidade de interligação.

Ao longo de 2015, realizaram-se, para cada sentido da interligação, leilões trimestrais relativos aos 3 últimos trimestres de 2015 e ao 1.º trimestre de 2016, e leilões anuais relativos ao ano de 2016. Os leilões decorreram através de uma plataforma gerida pelo OMIP<sup>33</sup>.

---

<sup>32</sup> Mecanismo de leilão da capacidade de interligação entre dois sistemas (conhecidas por zonas de preço – *bidding zones*) implícito nas ofertas que os agentes efetuam no mercado diário e pressupõe a existência de um mercado único gerido por um único operador de mercado. Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado então a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas. Caso contrário, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, então a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador.

<sup>33</sup> Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.

## RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2015, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, atingiram um total de 1,2 milhões de euros (ver Quadro 3-4), acentuando a tendência de descida já verificada no ano anterior, com uma redução de cerca de 85% face a 2014.

Esta redução do montante global de rendas de congestionamento confirma a crescente integração dos mercados, constatada quer no menor número de horas de congestionamento, quer em termos de diferencial médio de preços.

Em termos de redução do número total de horas de congestionamento, verificou-se uma redução de cerca de 55%, passando de 486 em 2014 para 212 horas em 2015. Neste total incluem-se congestionamentos em ambos os sentidos da interligação.

Em termos de redução do diferencial de preço, em 2015 verificou-se um *spread* médio de 0,10 €/MWh, no sentido importador, face ao *spread* de 0,28 €/MWh registado em 2014, mas no sentido exportador.

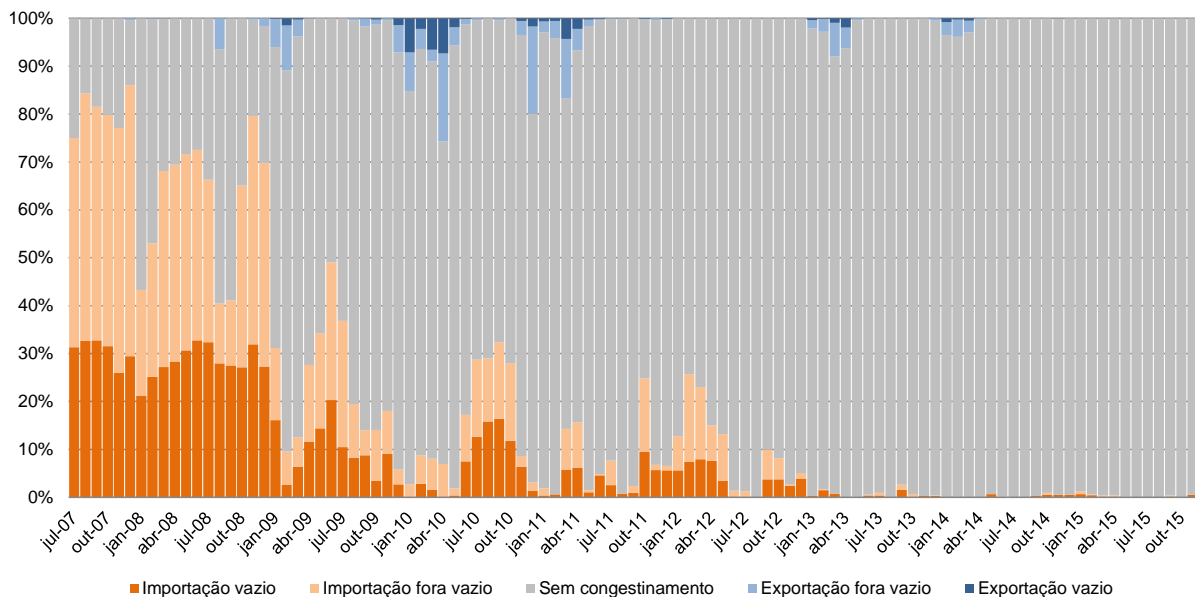
**Quadro 3-4 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2015**

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT < ES)	Exportação (PT > ES)	Renda Congestionamento (PT > ES)
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 <sup>3</sup> €
Janeiro	39	5%	51,82	51,60	0,22	109 907	586 434	199
Fevereiro	14	2%	42,57	42,57	0,00	386 357	238 587	75
Março	12	2%	43,22	43,13	0,09	275 466	294 855	121
Abril	16	2%	45,49	45,34	0,16	143 900	455 563	225
Maiο	13	2%	45,18	45,12	0,06	125 224	384 173	36
Junho	6	1%	54,74	54,73	0,02	72 523	509 990	14
Julho	12	2%	59,61	59,55	0,06	60 467	484 233	57
Agosto	2	0%	55,59	55,59	0,01	85 268	443 726	2
Setembro	7	1%	51,92	51,88	0,04	89 050	409 628	13
Outubro	8	1%	49,89	49,90	0,00	468 618	194 448	22
Novembro	33	4%	51,46	51,20	0,26	154 892	356 716	120
Dezembro	50	7%	52,92	52,61	0,31	151 634	445 971	290
								<b>1 175</b>

Fonte: dados OMEL

A Figura 3-6 ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, sendo possível identificar a quase ausência de congestionamento ao longo de 2015.

**Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2007 a 2015**



Fonte: dados REN e OMIE

## COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do CEER e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

Estando Portugal geograficamente localizado na Península Ibérica, a ERSE coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, designadamente no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha. Do mesmo modo, no quadro dos trabalhos inerentes à região do Sudoeste da Europa (SWE REM), são desenvolvidos trabalhos tendentes à concretização da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

### ➤ GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2014 entrou em funcionamento regular o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR) da capacidade na interligação Portugal – Espanha, resultante dos trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, ocorridos no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa, e que culminaram com a aprovação, em dezembro de 2013, de alterações ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e do respetivo Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, após a realização de uma consulta pública.



Neste âmbito, verificou-se em 2015 a ocorrência de 4 leilões de atribuição de FTR na fronteira Portugal-Espanha, com horizontes trimestrais e anual, tendo sido adquirida a totalidade dos direitos oferecidos.

Em dezembro de 2015, foi aprovada pela ERSE a adoção das *Harmonised Allocation Rules* previstas no código de rede “*Forward Capacity Allocation*” que constituem regras harmonizadas para a atribuição dos direitos de utilização de capacidade a nível europeu, bem como a adoção do respetivo anexo com as especificidades do produto referente à fronteira Portugal-Espanha.

➤ NOMEAÇÃO DO OPERADOR NOMEADO DO MERCADO DA ELETRICIDADE

O artigo 4.º do Regulamento (UE) n.º 2015/1222, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, prevê que, 4 meses após a entrada em vigor do regulamento, cada estado-membro deverá ter designado um, ou mais, Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

No caso português, esta entidade foi designada pelo Governo através das disposições contidas no Acordo de Santiago previsto na Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.

O referido acordo estabelece que a entidade designada como ONME é o OMIE<sup>34</sup>, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

➤ ACOPLAMENTO DO MERCADO IBÉRICO COM A REGIÃO NOROESTE DA EUROPA

A 13 de maio de 2014 concretizou-se o acoplamento do mercado Ibérico com a região Noroeste da Europa (*North-West Europe*, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia), tendo decorrido com sucesso desde então.

O Conselho de Reguladores do MIBEL continuou em 2015 a assumir o compromisso dos reguladores, em estreita cooperação com o Operador do Mercado Ibérico (OMI) e com os operadores de sistema de Portugal e de Espanha (REN e REE), para concretizar as ações necessárias para que o MIBEL reúna as condições de acoplamento com os mercados da região Noroeste da Europa.

---

<sup>34</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

➤ MECANISMO DE TROCA DE RESERVA DE REGULAÇÃO ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

Durante o ano de 2015 manteve-se em regular funcionamento o mecanismo de troca de reserva de regulação entre os operadores das redes de transporte, aprovado em 2014 no âmbito das Iniciativas Regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do projeto BALIT, relativo à troca de serviços de sistema entre operadores.

Nesse sentido, foram aprovadas alterações ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema necessárias para implementar o mecanismo de troca de reserva de regulação entre os operadores das redes de transporte. Estas alterações foram aprovadas na sequência de trabalhos conjuntos desenvolvidos pelos operadores das redes de transporte de Portugal, de Espanha e de França, para efeitos de otimização da utilização dos recursos disponíveis e da redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas elétricos participantes.

#### **MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURA DE ELETRICIDADE**

##### **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade**

Em 2015, a REN – Rede Elétrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 (PDIRT-E 2015)<sup>35</sup>. Por sua vez, a DGEG enviou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2015 recebida, competindo ao regulador promover uma consulta pública ao seu conteúdo, que decorreu de 26 de novembro de 2014 a 13 de janeiro de 2015. Beneficiando dos comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE emitiu o seu parecer já em 2016, tendo concluído que, apesar de apresentar melhorias e tentar incorporar algumas das recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E de há dois anos atrás, a proposta de PDIRT-E 2015 ainda não estava em condições de poder ser aprovada no seu todo. Assim, para que a aprovação do PDIRT-E 2015 pudesse vir a ser possível, a ERSE recomendou que o concessionário da RNT alterasse a proposta em diversos aspetos, nomeadamente, no que diz respeito à identificação dos projetos que, pela urgência da necessidade da sua entrada em exploração, careciam de uma Decisão Final de Investimento e que, pelo menos para estes, fossem apresentadas a ponderação dos custos e benefícios associados e os motivos para essa urgência. O montante total de investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2015 continuava a parecer desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT.

---

<sup>35</sup> Nos termos do n.º 1 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

### Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Eletricidade

Em 8 de janeiro de 2015, a ERSE publicou o seu Parecer à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E 2014) apresentado pela EDP Distribuição e que beneficiou dos resultados de uma consulta pública realizada no último trimestre de 2014. Após a introdução de algumas das alterações sugeridas no referido Parecer, o Secretário de Estado da Energia aprovou o PDIRD-E 2014 a 22 de abril de 2015, que entrou de seguida em vigor. De realçar que este foi o primeiro plano de desenvolvimento e investimento de redes e infraestruturas energéticas a conseguir ser formalmente aprovado, de acordo com a legislação estabelecida em outubro de 2012.

Para além da análise crítica efetuada no âmbito dos pareceres ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT), a ERSE procede todos os anos à análise dos investimentos efetuados pelo operador da RNT para efeitos da sua consideração nos proveitos permitidos e consequente reflexão nas tarifas.

#### 3.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS

No ano de 2015, a ERSE não foi objeto de decisões relevantes e juridicamente vinculativas da ACER e da CE a reportar.

De igual modo, a ERSE não solicitou parecer da ACER sobre a conformidade de qualquer decisão tomada por outra entidade reguladora com as orientações da Diretiva 2009/72/CE ou Regulamento n.º 714/2009.

No plano legislativo, em 2015, merecem uma referência especial os seguintes diplomas que transpõem direito comunitário ou dão cumprimento às regras de abertura de mercado:

- **Portaria n.º 97/2015, de 30 de março** - Aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- **Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril** - Estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- **Lei n.º 75/2015, de 28 de julho** - Regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis.
- **Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro** - Transpõe a Diretiva 2013/11/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de litígios.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2015 as seguintes investigações desenvolvidas pela ERSE:

- Verificação e análise das condições gerais dos contratos de fornecimento de eletricidade a celebrar com os comercializadores.
- Verificação e análise das ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores em regime de mercado.
- Monitorização dos fluxos entre as atividades reguladas e não reguladas, através da análise dos preços de transferência, designadamente, através da realização de auditorias ao ORT e ao ORD do setor elétrico.
- Monitorização das taxas de remuneração das atividades reguladas.
- Acompanhamento de auditoria independente de verificação do mecanismo de custos de referência dos investimentos do operador da rede de transporte de eletricidade.
- Acompanhamento de auditorias independentes de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço técnica e comercial.
- Realização de ações de fiscalização aos procedimentos utilizados na atribuição e aplicação da tarifa social aos fornecimentos de eletricidade.

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2015 foram recebidas 91 denúncias e foram abertos 18 processos de contraordenação (eletricidade e gás natural).

Referente ao ano de 2015, a ERSE publicou cinco decisões condenatórias contra comercializadores a atuar em Portugal. Destas decisões, três dizem respeito a comercializadores a atuar no setor elétrico e no setor de gás natural. No total, estas ações representaram mais de 7,5 milhões de euros, sendo que duas das decisões condenatórias foram objeto de recurso de impugnação judicial pelos comercializadores cujos autos correm termos no Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão.

As restantes duas decisões são referentes a matérias de gás natural as quais se detalham no ponto 4.1.5.

## **3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA**

### **3.2.1 MERCADO GROSSISTA**

Em 2015, foi possível observar uma redução da concentração no mercado de produção de energia elétrica (devido ao regime hidrológico desfavorável à produção hídrica por parte do incumbente) e, ao mesmo

tempo, um aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada. Esta situação contribuiu para um nível de participação bastante significativo das centrais térmicas na satisfação do consumo.

Contudo, a contribuir para o aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada, do grupo EDP, pesou essencialmente a entrada de potência instalada referente aos novos centros eletroprodutores hídricos (Ribeiradio/Ermida, Baixo Sabor Montante e Jusante e Salamonde 2) e a consolidação integral de 613 MW de capacidade instalada de parques eólicos, após a aquisição de controlo sobre alguns ativos do consórcio ENEOP<sup>36</sup>.

À semelhança de 2014, para a evolução mais favorável da comercialização livre contribuiu uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente por via da implementação de mecanismos regulados de colocação a prazo de energia da PRE com remuneração garantida, a que os comercializadores podem aceder.

Em 2015 ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a reduzidos diferenciais de preço entre as áreas MIBEL, nomeadamente a baixa hidraulicidade e conseqüente aumento significativo da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural e o aumento do peso da importação, a par de uma redução do peso relativo da componente intermitente da produção da PRE com remuneração garantida na estrutura do consumo, que favoreceu a integração das duas áreas de preços, apesar do preço médio verificado em Portugal ter sido ligeiramente superior ao preço médio verificado em Espanha.

O número de horas de separação de mercado diminuiu face a 2014, em linha, de resto, com a evolução registada com a diferença de preços entre os dois mercados, pela existência de um regime hidrológico mais seco, bem como pela evolução positiva da capacidade média da interligação entre Portugal e Espanha para fins comerciais.

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 eletricidade.

Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2015, devido a condições de hidraulicidade desfavoráveis, ficou marcado por uma evolução menos benéfica para o incumbente, detentor da maior capacidade hídrica instalada, traduzida na redução da concentração global da produção de eletricidade. Ainda assim, persiste um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

---

<sup>36</sup> ENEOP – Eólicas de Portugal, antigo consórcio de empresas participantes (a EDP Renováveis, a Enel Green Power e a Generg) em projetos eólicos em Portugal, que instalou um conjunto de parques com 1 200 megawatts (MW) de potência.

### 3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

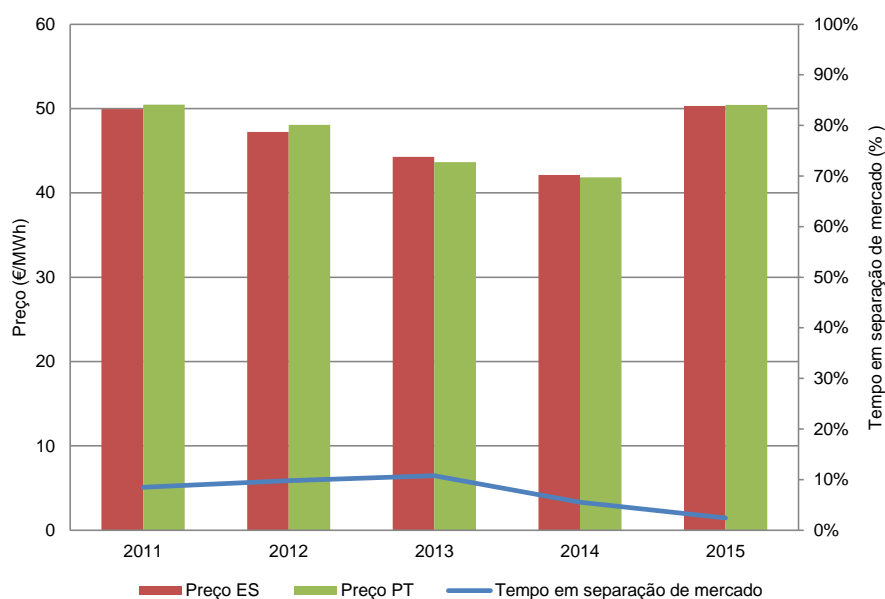
#### Preços no mercado *spot*

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha está apresentada na Figura 3-7.

**Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2011 a 2015**



Fonte: dados OMIE

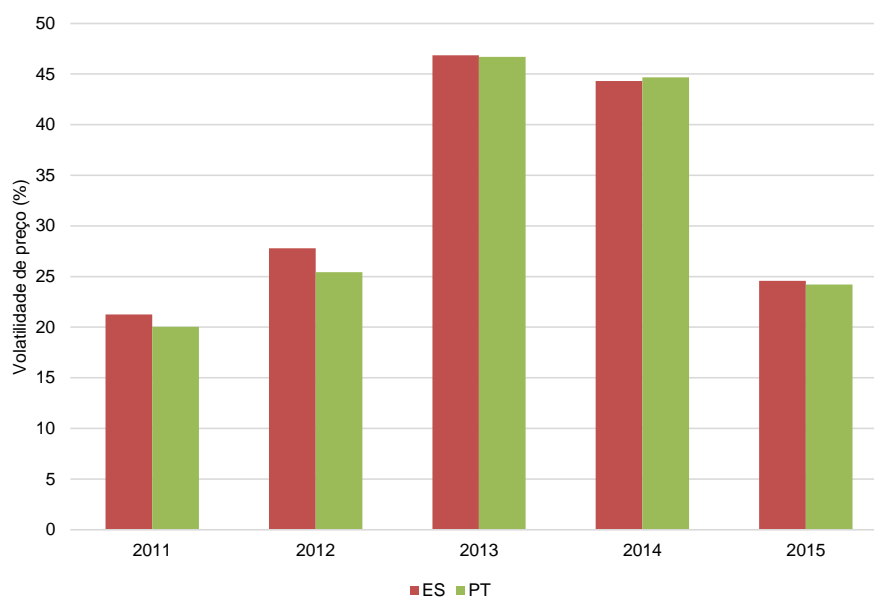
Conforme se pode observar nesta figura, o preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2015, situou-se em 50,43 €/MWh, cerca de 20% acima do preço registado em 2014 (preço médio anual de 41,86 €/MWh). Este aumento foi fundamentalmente ditada pela diminuição da produção hídrica em 2015, determinando a formação de preço alinhado com os custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural. Em todo o caso, o valor do preço médio de mercado em 2015 para Portugal está

cerca de 2,5% acima do custo marginal<sup>37</sup> de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural e cerca de 75% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto importante considerado pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2015, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 24%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 38 €/MWh e os 63 €/MWh.

A Figura 3-8 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2011 a 2015, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível uma significativa redução da volatilidade do preço *spot* entre 2014 e 2015. A redução da volatilidade deveu-se sobretudo à diminuição dos contributos da geração hídrica e da componente intermitente da PRE com retribuição garantida na estrutura do consumo. Em todo o caso, o mercado português tem sido, em média, ligeiramente menos volátil em preço que o mercado espanhol, invertendo a tendência observada em 2014.

**Figura 3-8 – Volatilidade de preço *spot*, 2011 a 2015**



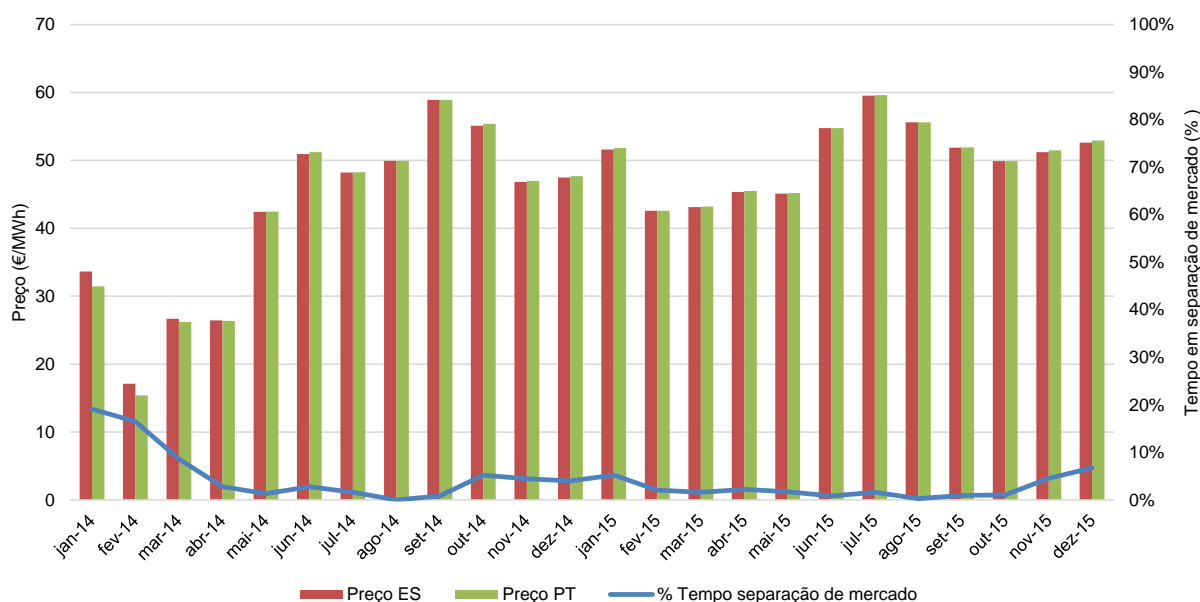
Fonte: dados OMIE. Nota: volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual.

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados desagregados mensalmente para os anos de 2014 e 2015. No que respeita a

<sup>37</sup> Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada pela Norma Técnica divulgada pela ERSE ([http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/sistema/Documents/NT\\_Custo\\_marginal\\_CC\\_GT\\_Despacho\\_4694\\_2014.pdf](http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/sistema/Documents/NT_Custo_marginal_CC_GT_Despacho_4694_2014.pdf)), a qual exclui estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural.

2015, é de notar: (i) um aumento do preço médio formado em mercado em 2015 face ao que acontecera em 2014; (ii) a existência de um regime hidrológico mais seco durante o ano; (iii) a redução do número de horas de separação de mercados face a 2014.

**Figura 3-9 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2014 e 2015**



Fonte: dados OMIE

### Preços no mercado a prazo

O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida a clientes finais. O funcionamento do mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

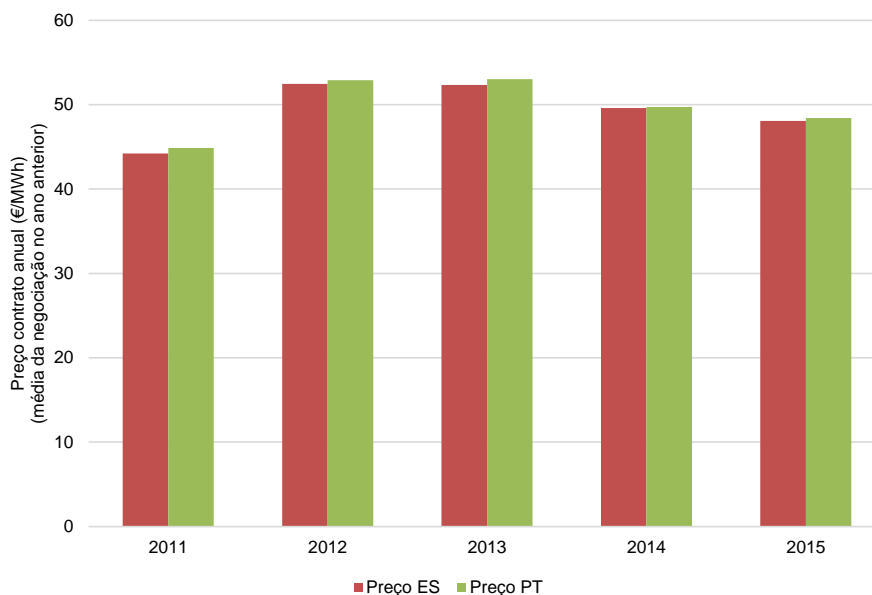
Com efeito, sendo o mercado *spot* uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico e, em particular, no caso português, cerca de 75% do consumo é satisfeito através de contratação neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez e profundidade na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço de mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo.

A evolução do preço formado em mercado a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (o OMIP), demonstrou uma expectativa de redução de preço entre 2014 e



2015. Com efeito, os agentes de mercado que, em 2014, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2015, teriam pago um preço médio (48,42 €/MWh para Portugal<sup>38</sup>) cerca de 4% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-10 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, em entrega em carga base.

**Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2011 a 2015**



Fonte: dados OMIE. Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base; preço de 2015 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2014.

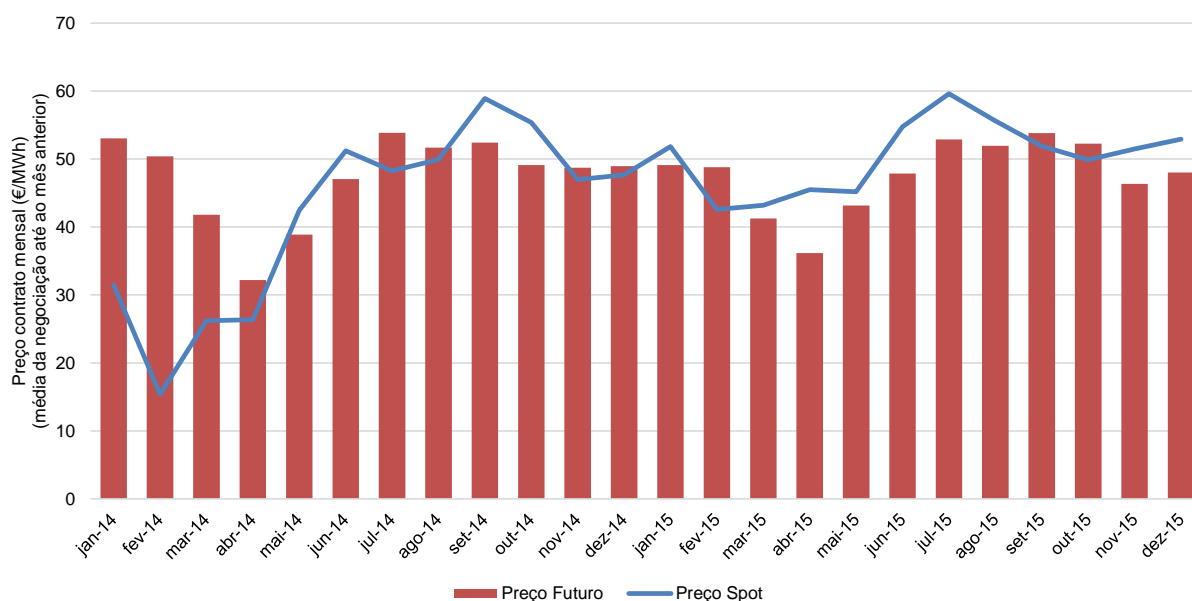
Por outro lado, a evolução da negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentaram um aumento do prémio de risco médio na contratação a prazo ao longo dos meses de fevereiro, setembro e outubro (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente), demonstrando uma relativa degradação das expectativas face ao preço formado no mercado *spot*. Já nos restantes meses, a situação foi mais favorável, tendo-se verificado a redução do prémio de risco médio face ao mercado *spot*. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse mês viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro

<sup>38</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2015 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

para os contratos mensais exibiu, em média, ao longo de 2015 uma tendência de subida do preço da energia transacionada em mercado organizado, que ficou abaixo da evolução do mercado *spot*, que também segue uma tendência de subida ao longo do ano.

**Figura 3-11 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2014 e 2015**



Fonte: dados OMIE e OMIP

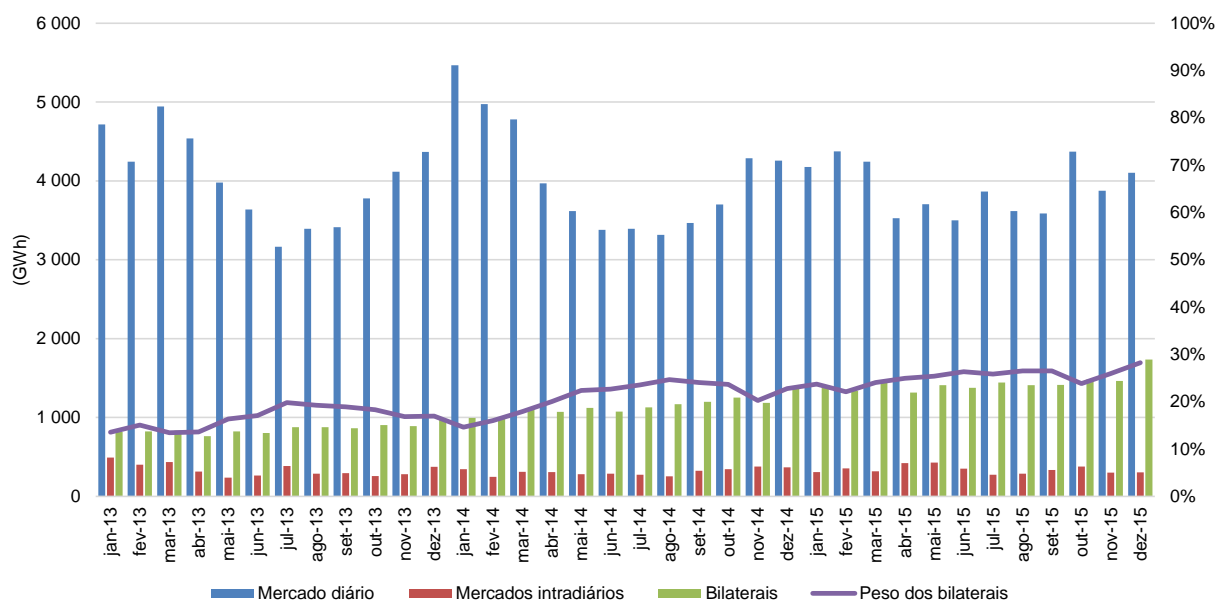
Para 2015, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses cinco leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 650 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 400 MW para cada um dos trimestres) e no produto anual (de 250 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 12% do consumo nacional.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2015 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior ao que é transacionado em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura

3-12. 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 3-12 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2013 a 2015**



Fonte: dados OMIE e REN

Para o ano de 2015 observou-se uma evolução positiva do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2014, bem como do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 26% equivalente a 3,6 TWh).

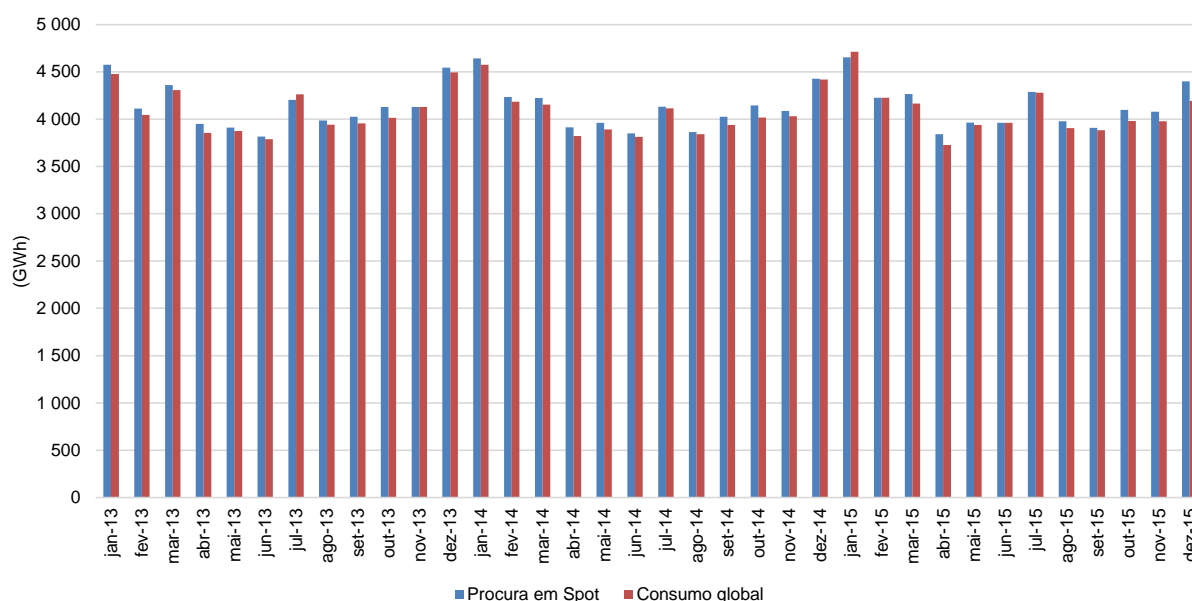
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia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

- Do lado da procura, os agentes registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem a grande parte da sua procura ao mercado *spot*.
- Do lado da oferta, todos os agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado *spot*. No caso dos produtores em regime especial com remuneração garantida a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único de PRE que é o CUR, que agrega a previsão de produção e submete as ofertas em mercado.

## Evolução do mercado

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-13, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*. Durante o ano de 2013, a explicitação da oferta de PRE pelo Comercializador de Último Recurso (CUR) com remuneração garantida no mercado *spot* diário, permitiu cobrir uma parte significativa da procura neste referencial de mercado.

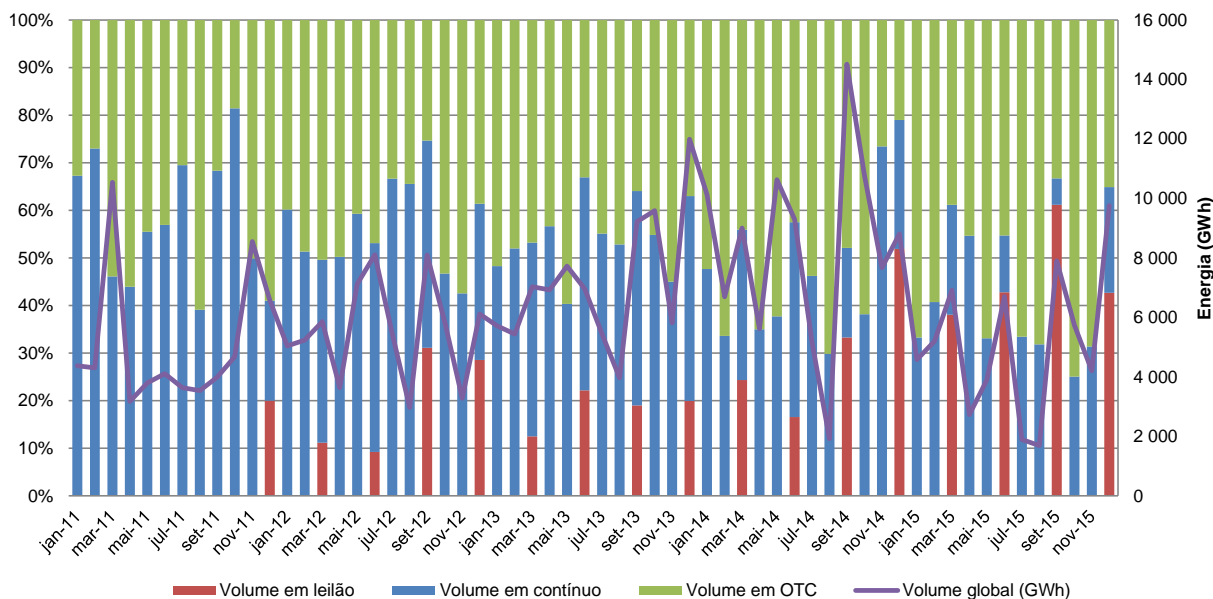
Figura 3-13 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2013 a 2015



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-14 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo previsto no MIBEL (OMIP), sendo observável que se verifica uma tendência para aumento significativo do OTC registado e de negociação em leilão e a quebra da negociação em contínuo, embora com uma elevada variabilidade ao longo do tempo.

Figura 3-14 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2011 a 2015



Fonte: dados OMIP

O aumento do volume de negociação em leilão em dezembro de 2011 e durante os meses anteriores ao mês de início de cada trimestre deveu-se à introdução, pela ERSE, de um mecanismo de colocação de energia da PRE com remuneração garantida, destinado a disponibilizar, designadamente aos comercializadores em regime de mercado, formas de aprovisionamento a prazo e/ou de cobertura dos riscos de preço. Nos 3 últimos leilões de 2014 foram ainda negociados um total de 250 MW do contrato anual para entrega em 2015, 400 MW para entrega no primeiro trimestre de 2015 e 200 MW para entrega no segundo trimestre de 2015.

Sublinha-se também a ocorrência, a partir de dezembro de 2014, de leilões para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha, em ambos os sentidos, que permite aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha.

Em 2015, o volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi cerca de 61 TWh. Quando comparado com o ano de 2014 verificou-se uma redução de 39% no volume global de negociação (equivalente a 39 TWh).

## TRANSPARÊNCIA

Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC foi implementada há cerca

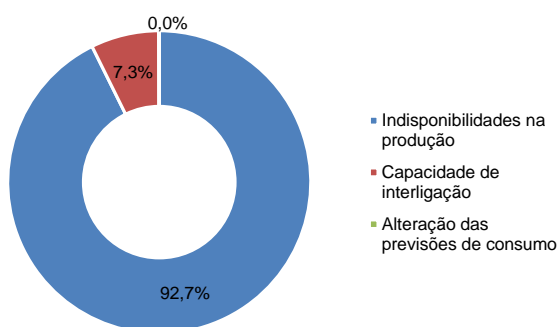
de 5 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*<sup>39</sup> (REMIT) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

No dia 5 de outubro de 2015 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do REMIT. Cai sobre esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizados OMIE e OMIP.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades de redes (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação Portugal-Espanha estão também sujeitas a obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto gestor de sistema, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregada do sistema e/ou de cada agente em particular.

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN. Durante o ano de 2015, foram comunicados 3049 factos relevantes. Destes, cerca de 93% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, sua atualização ou alteração, e 7% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-15.

**Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes, 2015**



Fonte: dados REN

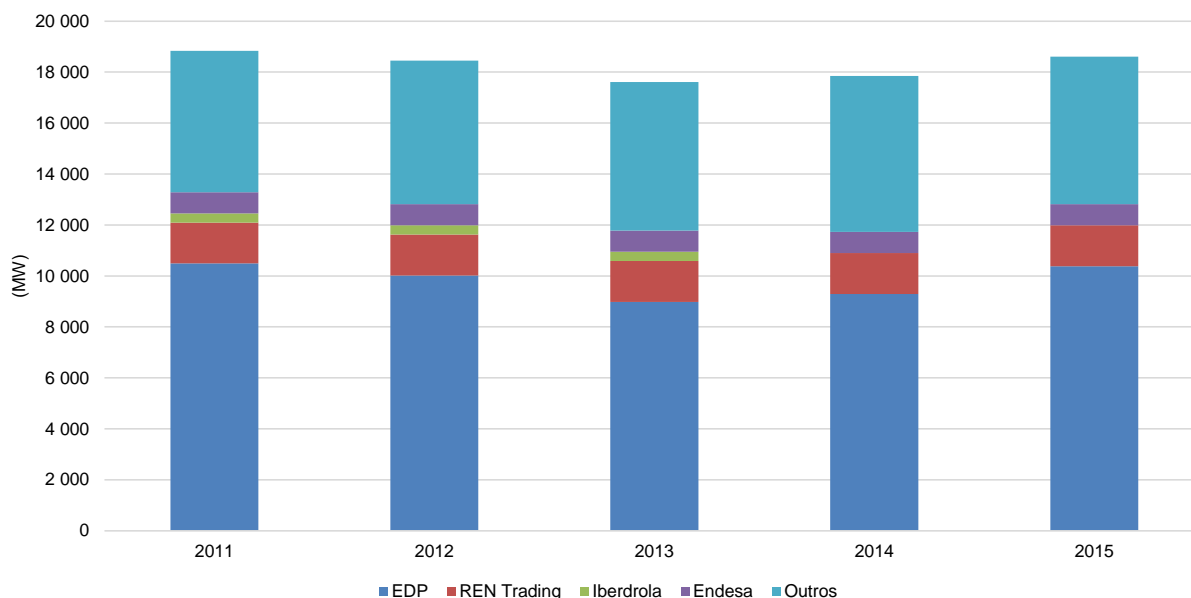
<sup>39</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-16, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

**Figura 3-16 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada), 2011 a 2015**



Fonte: dados REN e EDP. Nota: "Outros" incluem todas as entidades empresariais que detêm ativos de PRE com retribuição garantida.

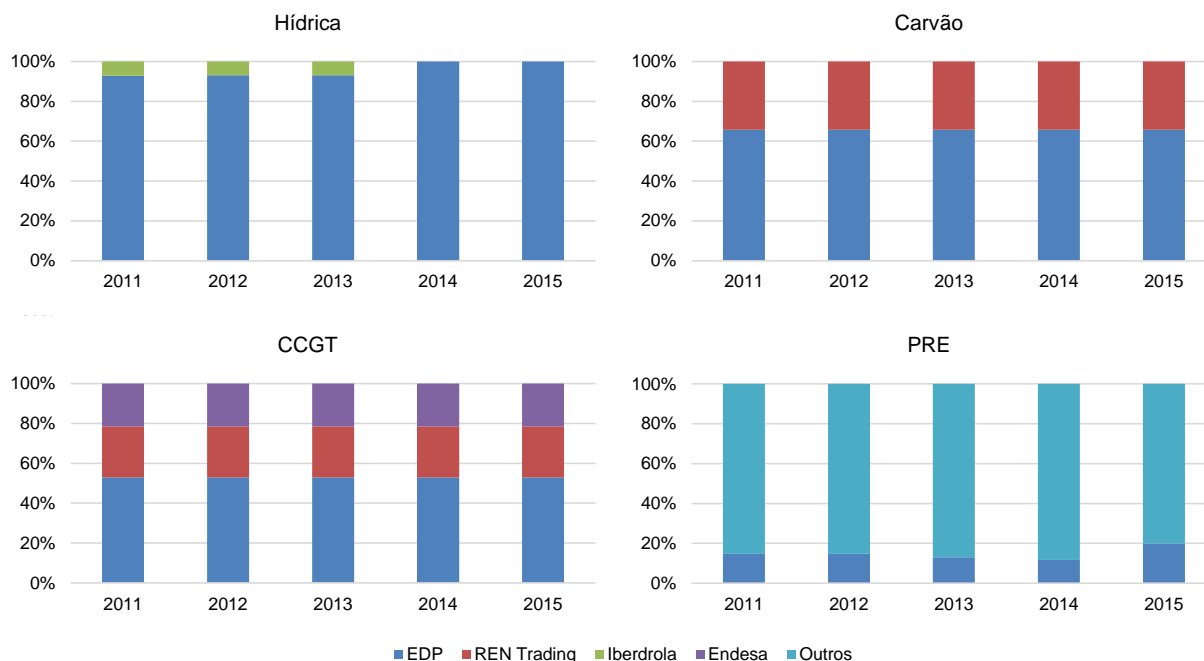
A quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo tendencialmente a reduzir-se até 2014, por via do descomissionamento das Centrais do Carregado e de Setúbal no final de 2012 e por força do crescimento do segmento da PRE com remuneração garantida, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Em acréscimo, há que referir a descontinuidade, a partir de 1 de abril de 2014, da vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência ao abrigo da operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP de direitos de exploração das centrais hidroelétricas do Alqueva e Pedrogão (EDIA). Estes direitos determinaram a cedência por um período de 5 anos da exploração da central hidroelétrica Aguireira/Raiva, tendo a Iberdrola sido a entidade que obteve, em concurso internacional, os respetivos direitos de exploração, que teve um impacto residual no crescimento da quota do grupo EDP.

Assim, continuado a tendência identificada já em 2014, durante 2015, o grupo EDP viu a sua quota aumentar, por via da entrada em exploração de 462 MW de potência instalada referente aos novos centros eletroprodutores hídricos (Ribeiradio/Ermida, Baixo Sabor Montante e Jusante e Salamonde 2) e da consolidação integral de 613 MW de capacidade instalada, após a aquisição de controlo sobre alguns ativos do consórcio ENEOP, igualando a quota observada em 2011.

A caracterização do mercado grossista passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada por tecnologia e/ou regime é apresentada na Figura 3-17. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como também o demonstra a Figura 3-18. Esta figura apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI), que mede a concentração empresarial.

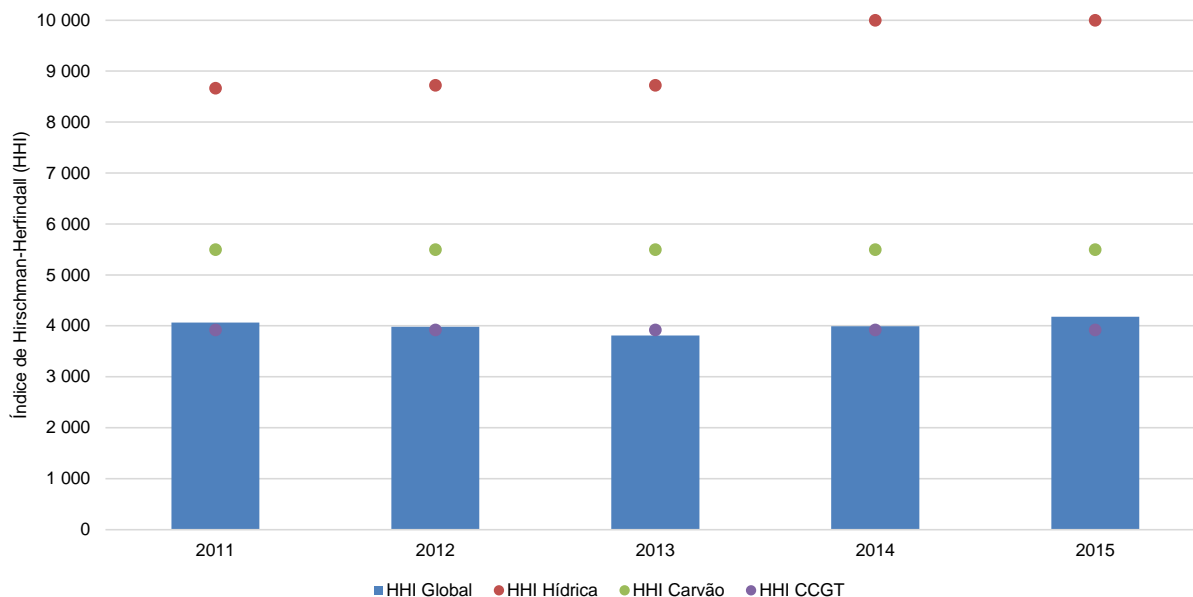
**Figura 3-17 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2011 a 2015**



Fonte: dados REN e EDP



Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada, 2011 a 2015



Fonte: dados REN e EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2011 e 2013 no sentido de um ligeiro decréscimo da concentração global da oferta de capacidade no sistema português, particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. No segmento do carvão, não se registaram alterações na concentração de mercado e, no caso das hídricas, a entrada em exploração dos reforços de potência de duas centrais detidas pela EDP em 2012 conduziu a um aumento da concentração empresarial nesta tecnologia. Em 2014, a passagem no dia 1 de abril de 2014 da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos da Agueira/Raiva que a Iberdrola detinha mediante contrato *tolling*<sup>40</sup> com o grupo EDP, veio reforçar a dominância plena do incumbente na tecnologia hídrica. Essa dominância manteve-se em 2015, por via da entrada de novos centros eletroprodutores hídricos pertencentes ao mesmo incumbente.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-19, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-20.

<sup>40</sup> Contrato bilateral de produção, ficando o proprietário do centro eletroprodutor com o risco operativo, e a contraparte com o risco de mercado. Nesse contrato é estipulado uma renda em que a contraparte paga a esse proprietário o direito de gerir o centro eletroprodutor em mercado.

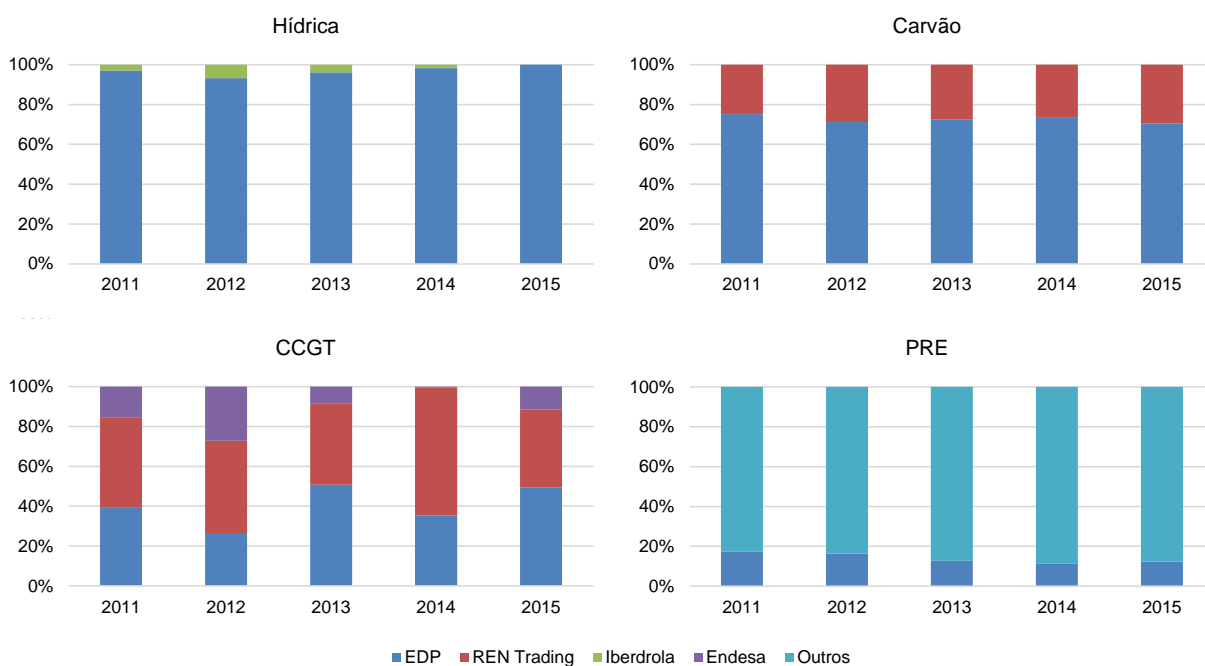
**Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente, 2011 a 2015**



Fonte: dados REN e EDP. Não inclui os valores de energia de importação.

Do ponto de vista global, em 2015, há a ressaltar uma descida da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente obtida com o aumento da produção térmica devido a uma menor produção hídrica.

**Figura 3-20 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2011 a 2015**



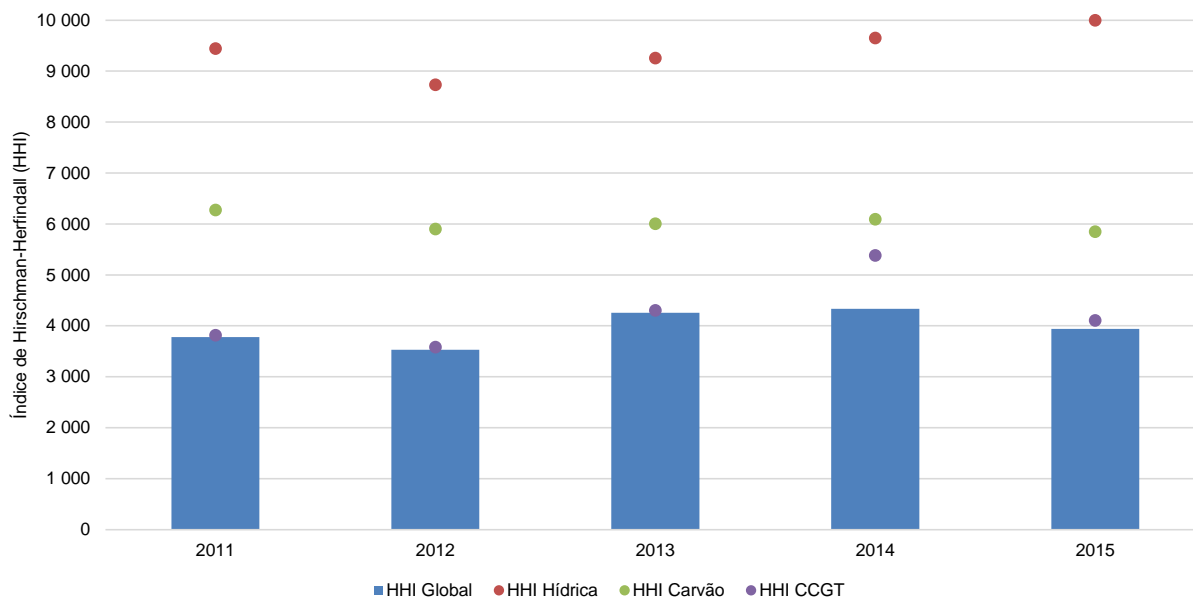
Fonte: dados REN e EDP

Em termos de energia produzida, a evolução entre 2011 e 2015 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte da incumbente EDP nas principais tecnologias. Na PRE, o incumbente tem perdido quota entre 2011 e 2015, justificado sobretudo pela redução da produção de origem térmica com retribuição garantida (biomassa e cogeração).

Relativamente à tecnologia hídrica, apesar de 2015 ter sido um ano hidrologicamente menos favorável, registou-se um aumento da quota do grupo EDP motivada pela detenção de 100% dos aproveitamentos hidroelétricos em regime ordinário pelo grupo EDP, sendo incumbente nesta tecnologia de produção.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento significativo na produção das centrais de ciclo combinado a gás natural em 2015 face a 2014. Este aumento, de cerca de 3.870 GWh em termos absolutos, contou com o acréscimo de produção dos ativos de geração do grupo EDP, da REN Trading (central da Turbogás) e da Endesa (central do Pego). A quota do grupo EDP aumentou por via do crescimento da produção de energia elétrica proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo e de Lares. Em relação à Endesa e REN Trading, verificou-se, em termos absolutos, um aumento significativo na produção em 2015 face a 2014 das centrais exploradas por estas duas empresas. No entanto em termos de quota de mercado, a Endesa registou um aumento enquanto a REN Trading teve uma diminuição.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-21, demonstram que, globalmente, a produção registou, em 2015, uma menor concentração empresarial do que a que ocorrera em 2014. Esta evolução é sustentada fundamentalmente com a diminuição do nível de concentração nas fileiras de geração térmica (a carvão e a gás natural), enquanto a posição do grupo EDP na PRE com remuneração garantida se manteve como minoritária face ao global do segmento.

**Figura 3-21 – Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica, 2011 a 2015**

Fonte: dados REN e EDP

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

#### INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No quadro das competências da regulação setorial em matérias relacionadas com a promoção da concorrência, a ERSE possui competências próprias que lhe advêm do quadro legal do setor elétrico e outras atribuições que decorrem da legislação da concorrência.

Do quadro institucional e jurídico da concorrência e do setor elétrico decorre que a ERSE deve ser consultada pela Autoridade da Concorrência no âmbito de processos de concentração empresarial, sempre que as entidades envolvidas atuem no mercado elétrico. O parecer da ERSE não é vinculativo, nos termos da lei, podendo as medidas de minimização dos riscos concorrenciais (vulgo “remédios” da operação) ser acompanhadas pela ERSE.

O acompanhamento da concorrência nos mercados elétricos tem uma dimensão estrutural e outra comportamental. Tendencialmente, cabe à regulação setorial atuar sobre as condições estruturais de concorrência no mercado, nomeadamente através da regulamentação que deve induzir princípios de desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE enquanto

regulador setorial tem competências específicas de monitorização do funcionamento do mercado elétrico, devendo, nos termos dos seus estatutos, notificar a Autoridade da Concorrência de eventuais práticas contrárias ao direito da concorrência.

Durante o ano de 2015, foram emitidos 8 pareceres à Autoridade de Concorrência, sete dos quais referente a empresas que atuam no mercado de produção em regime especial, cujos ativos beneficiam de remuneração garantida, e um referente a uma posição de controlo num comercializador de eletricidade e de gás natural:

1. Parecer da ERSE sobre a aquisição do controlo exclusivo pela FINERGE e pela TP de ativos de produção de energia elétrica de fonte eólica da empresa ENEOP;
2. Parecer da ERSE à operação de concentração Iberwind / PTRW;
3. Parecer da ERSE sobre a aquisição do controlo exclusivo pela EDP Renewables de ativos de produção de energia elétrica de fonte eólica da empresa Ventinvest;
4. Parecer da ERSE à operação de concentração GENERG/ENEOP;
5. Parecer da ERSE à operação de concentração EDP Renewables / Stirlingpower;
6. Parecer da ERSE sobre a aquisição do controlo conjunto da sociedade Attentionfocus pelas sociedades Espírito Santo Capital e Globalwatt;
7. Parecer da ERSE à operação de concentração SUMA/EGF; e
8. Parecer da ERSE sobre a aquisição do controlo conjunto pelas sociedades AXPO International e Dougás, SGPS da sociedade Goldenergy.

Boa parte dos remédios apresentados pela ERSE nas operações de concentração no mercado de produção em regime especial também visavam a identificação dos ativos de geração através do respetivo código do ponto de entrega (CPE), designadamente parques eólicos, detidos pelas empresas notificantes de modo a auxiliar a atividade de monitorização à PRE pela ERSE, prevista na legislação nacional, e a obrigação de informar o mercado das indisponibilidades, programadas e fortuitas, de cada um dos ativos sobre os quais exerça controlo exclusivo ou maioritário, e sempre que a capacidade indisponível for igual ou superior a 10 MW através da plataforma de transparência prevista nos termos do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho.

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2015 continuou a observar-se uma consolidação do mercado liberalizado quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes.

Fatores estruturais como a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e a adoção de tarifas transitórias sujeitas a um incentivo à mudança de comercializador, a aderência aos mecanismos regulados de cobertura de risco pelos comercializadores, e o reforço da transparência na comunicação aos consumidores finais sobre as ofertas disponíveis vêm permitir um aumento dos comercializadores a atuar em mercado, traduzindo-se assim numa maior robustez do mercado.

Do mesmo modo, ao nível de fatores conjunturais, os reduzidos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha ao nível do mercado grossista propiciaram a perceção de menores riscos comerciais aos comercializadores que operam a partir de Espanha e que concorrem com o operador dominante no mercado português.

No final de 2015, encontravam-se a operar em mercado 16 comercializadores, sendo que 13 estão presentes no segmento dos consumidores domésticos.

A mudança de comercializador em 2015 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, mas também nos consumidores domésticos; cerca de 75% dos consumidores nesse segmento já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2015 (mais 14 p.p. face ao final de 2014).

A intensidade de mudança de comercializador continua elevada, sendo que em 2015, as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram mais de 1/3 do total de mudanças de comercializador.

Com a revisão legislativa de 2012, a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS SE) passou a constituir uma responsabilidade da ERSE. O novo regulamento aprovado em 2013 veio consagrar, pela primeira vez, a integração dos comercializadores de mercado no âmbito do RQS SE, o que sucedeu em paralelo com o aprofundamento da liberalização do setor e a passagem de um número crescente de consumidores para fornecimento por estes agentes. Em sequência, 2015 foi o primeiro ano em que o Relatório da Qualidade de Serviço publicado pela ERSE integrou informação relativa aos comercializadores em regime de mercado.

No âmbito da qualidade de serviço comercial, a quantidade de informação reportada à ERSE aumentou com a extensão das obrigações de reporte aos comercializadores em regime de mercado. Simultaneamente, verificou-se um aumento no empenho e na qualidade do reporte das empresas ao longo do ano de 2015. Há ainda, porém, muitas lacunas a preencher por parte dos comercializadores, principalmente nos de maior dimensão. Nos indicadores gerais verificou-se, de forma geral, um bom desempenho. Porém, nos indicadores individuais registou-se um elevado número de incumprimentos cujas compensações são pagas tardiamente ou não foram ainda pagas aos consumidores.

### 3.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

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

Os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência<sup>41</sup> que praticam ou preveem praticar, no âmbito da comercialização de eletricidade, para a totalidade dos fornecimentos de eletricidade em baixa tensão (BT). Consideram-se preços de referência o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação 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. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais.

A informação prestada à ERSE, pelos comercializadores, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet<sup>42</sup>.

Adicionalmente, todos os comercializadores de energia elétrica informam a ERSE, trimestralmente, sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista. Esta informação é utilizada pela ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou EUROSTAT, por exemplo).

#### **TRANSPARÊNCIA**

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de eletricidade sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE continua a atualizar e disponibilizar no seu sítio na internet simuladores que assegurem informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado, com base nos seguintes simuladores:

- Simulador de potência a contratar;

---

<sup>41</sup> Nos termos do Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1531/Despacho18637\\_%202010.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1531/Despacho18637_%202010.pdf).

<sup>42</sup> Os diversos simuladores disponíveis estão acessíveis em <http://www.erse.pt/pt/simuladores/Paginas/Simuladores.aspx>.

- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN;
- Simulador de faturação da eletricidade em Portugal continental em MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE);
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma dos Açores em MT e BTE; e
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma da Madeira em AT, MT e BTE.

O simulador de comparação de preços no mercado de eletricidade foi alvo de uma reformulação e expansão de funcionalidades no final de 2014, com continuação em 2015. Esta intervenção surgiu na sequência do incremento do número e diversidade de propostas disponíveis para os consumidores de energia no âmbito do desenvolvimento dos mercados retalhistas. Procurou-se assim oferecer aos consumidores de eletricidade um novo conjunto de funcionalidades que lhes permitissem personalizar a sua simulação de modo a melhor se adaptar aos seus requisitos e necessidades e às suas características de consumo. Estas funcionalidades relacionam-se com as modalidades de pagamento, de contratação e com a disponibilização de serviços adicionais.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores, a ERSE verifica ainda se os comercializadores divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

Acresce que nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RCC), os comercializadores com mais de cinco mil clientes<sup>43</sup> têm a obrigação de divulgação pública, através dos meios de comunicação que disponibilizam, bem como nas páginas na internet, das suas ofertas comerciais, bem como das condições gerais dos contratos para clientes em BTN. Adicionalmente, quando solicitado expressamente, o comercializador deve apresentar uma proposta de fornecimento de energia elétrica no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes em BT e de 12 dias úteis nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Estão também em vigor regras relativas à obrigação de disponibilização de informação nas faturas dos clientes, designadamente informação relativas à parcela das tarifas de acesso às redes, à parcela CIEG e à rotulagem de energia elétrica.

---

<sup>43</sup> Nos termos do artigo 105.º do Regulamento de Relações Comerciais, “no caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua atividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia elétrica”.



As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>44</sup>. No que respeita às regras de medição, as instalações em muito alta tensão, alta tensão, média tensão ligadas em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com leituras em cada 15 minutos para MAT, AT e MT e leitura remota mensal para BTE. Nas instalações ligadas em BTN, a recolha da leitura é realizada localmente. O operador da rede de distribuição está obrigado à realização de uma leitura do contador em cada 3 meses<sup>45</sup>, devendo disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico para comunicação de leituras sem custos para o cliente<sup>46</sup>. A leitura do cliente e do ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

O número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, tendo sentido, a ERSE, necessidade de criar condições de acesso à informação mais efetivas para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu uma Diretiva (Diretiva n.º 6/2015) acerca da prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental.

#### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental tem sido efetuada de forma progressiva, sendo que o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se, essencialmente desde 2012.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal pode ser observada na Figura 3-22.

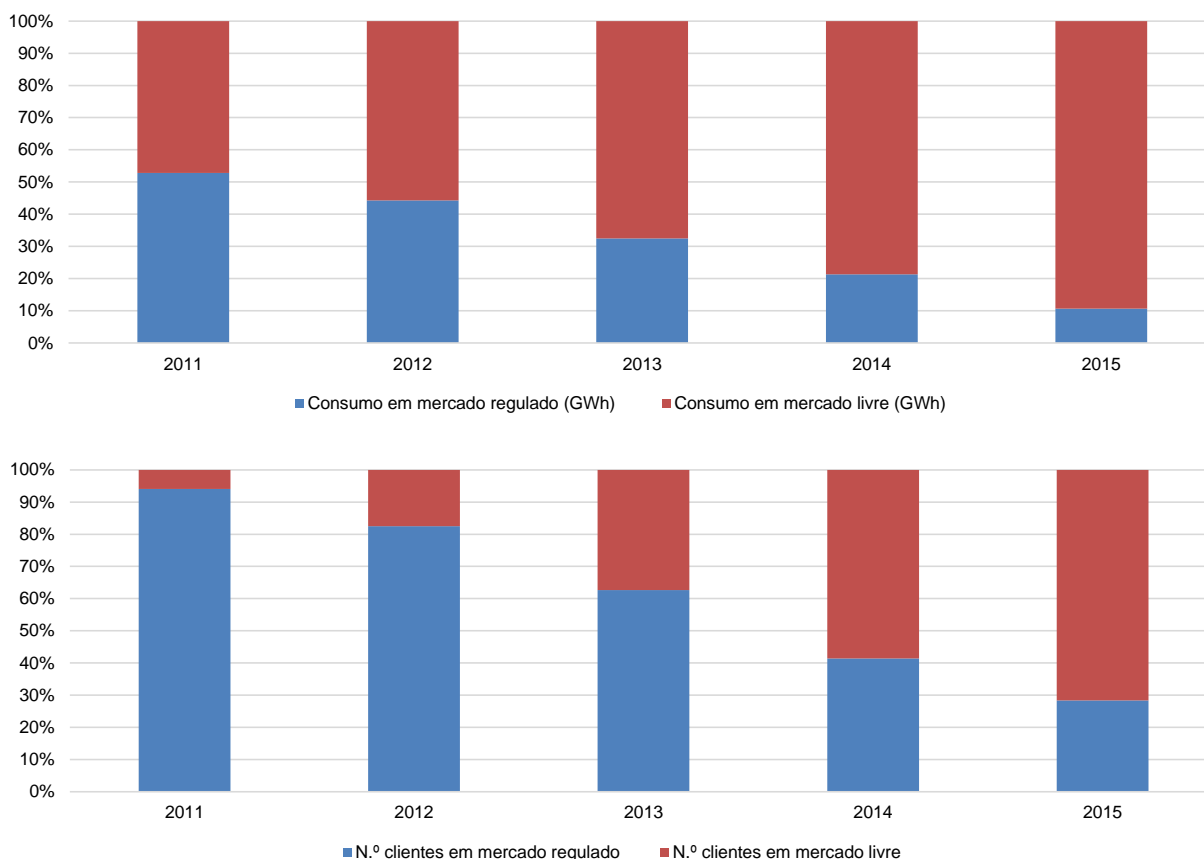
---

<sup>44</sup> Aprovado pela Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1956/Diretiva\\_8\\_2016\\_Proc%20GMLDD\\_versão%20intern et.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1956/Diretiva_8_2016_Proc%20GMLDD_versão%20intern et.pdf).

<sup>45</sup> Nos termos do artigo 268.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC%20DR.pdf>.

<sup>46</sup> Nos termos do artigo 35.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR\\_Regulamento%20455-2013-RQS.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR_Regulamento%20455-2013-RQS.pdf).

**Figura 3-22 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2011 a 2015**



Fonte: dados REN e EDP Distribuição

O aumento da dimensão do mercado liberalizado, como se pode observar na figura, deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes incluindo os residenciais. Com esta evolução, em 2015 o consumo em mercado representa já mais de 89% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais, que em 2015 aumentou cerca de 39 % face ao ano anterior.

Na Figura 3-23, é possível observar que em 2015 os segmentos com um maior consumo – grandes clientes (MAT<sup>47</sup> e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 5% e os 7% no mercado livre.

<sup>47</sup> Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

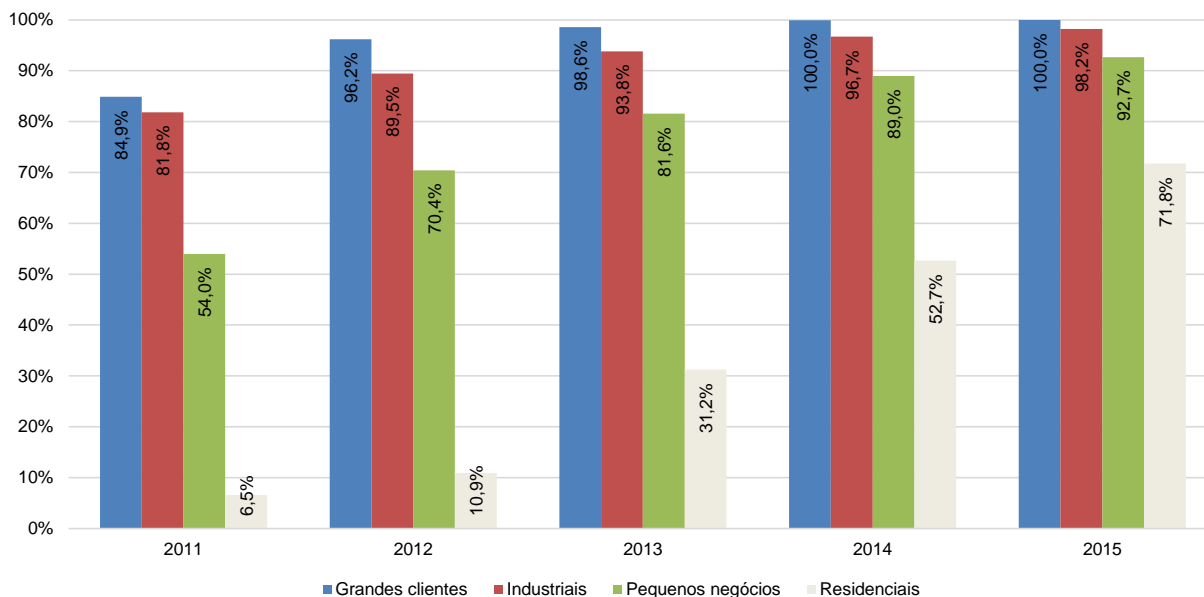
**Figura 3-23 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2011 a 2015**



Fonte: dados EDP Distribuição

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-24, sendo observável que, no ano de 2015, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 98% do consumo de clientes industriais.

Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2011 a 2015

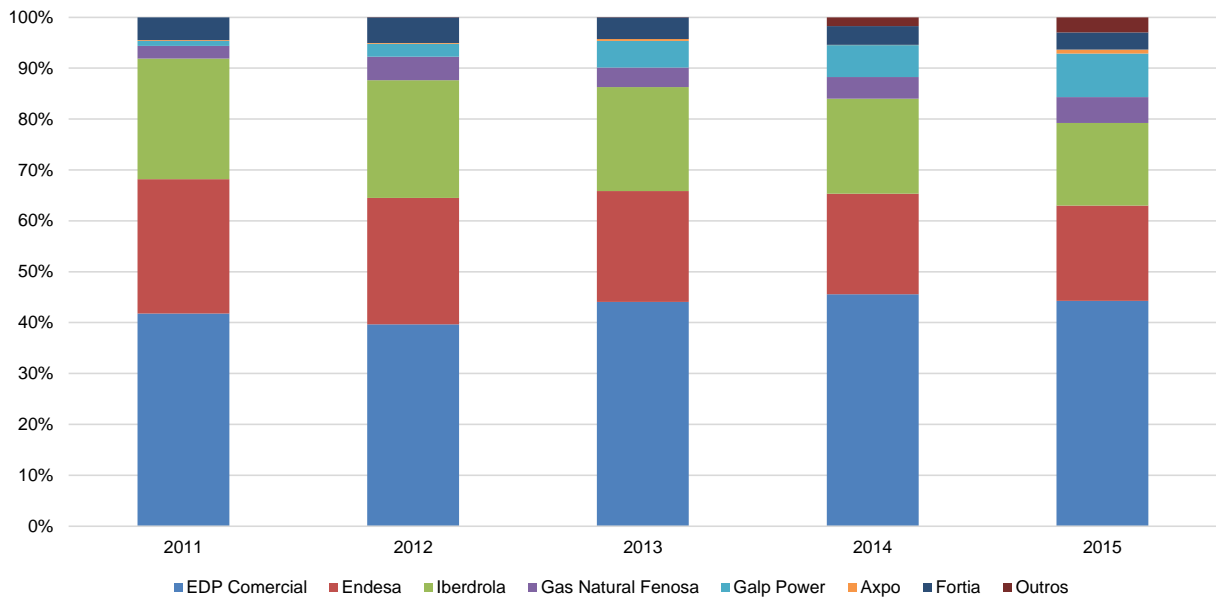


Fonte: dados EDP Distribuição

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial, tendo a presença do número de comercializadores neste segmento continuado a aumentar no final de 2015.

Deste modo, o crescimento do mercado liberalizado, que contava já com 16 comercializadores, e a redução da concentração global empresarial em 2015, associados a uma maior e melhor disponibilização de informação aos consumidores, conduziram a uma redução da concentração no segmento de clientes domésticos. O aumento de quota de mercado do grupo EDP, principal operador no mercado da eletricidade, que se tem vindo a registar desde 2012, reverteu em 2015, continuando a representar o comercializador em mercado livre cerca de 45% dos fornecimentos em mercado no último ano conforme se pode extrair da Figura 3-25.

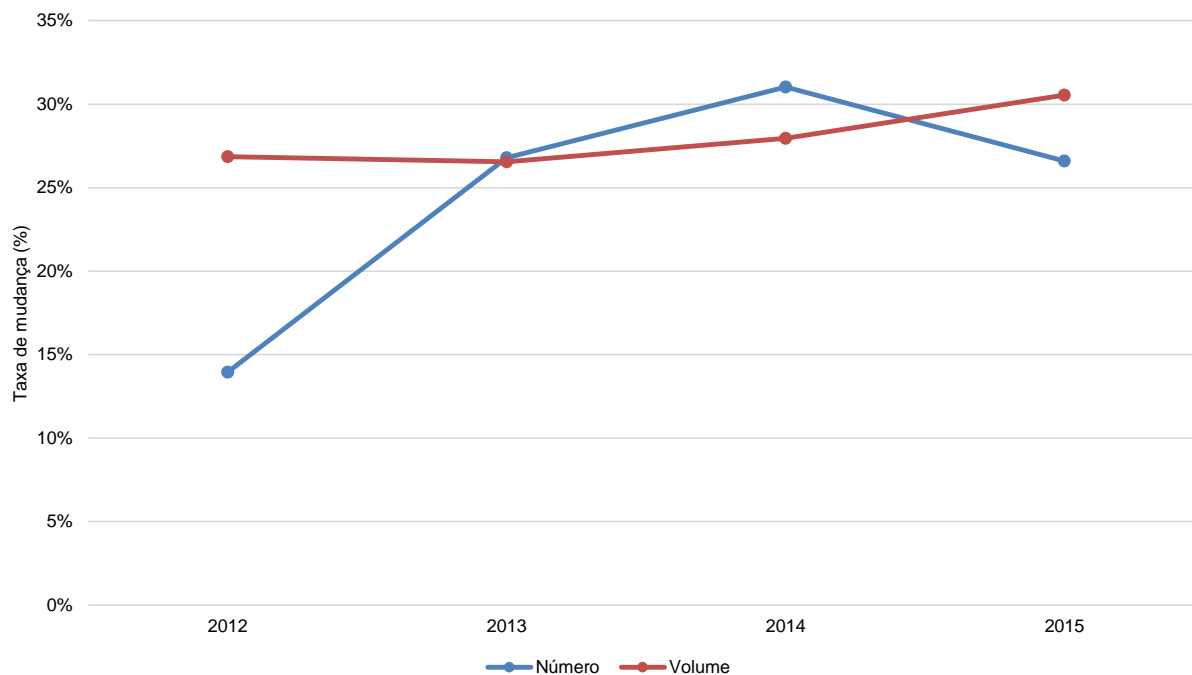
**Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2011 a 2015**



Fonte: dados EDP Distribuição

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, sendo que em 2015, cerca de 27% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor. Em dezembro de 2015, as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 34% do total de mudanças de comercializador.

**Figura 3-26 – Mudança de comercializador, 2012 a 2015**



Fonte: dados EDP Distribuição

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

### 3.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

#### RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2015, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, considerando que ainda se mantém em vigor o regime de tarifas transitórias de venda de eletricidade a clientes finais em AT, MT, BTE e BTN. Salienta-se todavia, que anualmente, a ERSE publica no documento de justificação das tarifas e preços aprovados, os valores das tarifas aditivas que inclui a decomposição e a estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais nas parcelas de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema

e de Custos de Interesse Económico Geral. Esta informação permite a identificação dos custos de cada uma das atividades, incluindo os valores da comercialização<sup>48</sup>.

#### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

Conforme referido supra em relação ao mercado grossista, a ERSE possui competências próprias que advêm do quadro legal do setor energético e da concorrência.

Durante o ano de 2015, foram emitidos dois pareceres à Autoridade de Concorrência, um sobre a aquisição do controlo conjunto pelas sociedades AXPO International e Dourogás, SGPS da sociedade Goldenenergy e outro sobre a ocorrência de práticas restritivas de concorrência que envolvem ofertas de energia elétrica e de gás natural.

No primeiro caso, a ERSE expressou a sua não oposição à operação de concentração, dado que o posicionamento relativo das empresas AXPO e GOLDENERGY na comercialização de eletricidade e de gás natural em Portugal continental, seja individualmente consideradas, seja de forma combinada, é complementar entre si e com expressão de mercado reduzida na eletricidade (em número de clientes e consumo) e no gás natural (fundamentalmente em consumo). Por outro lado, as empresas envolvidas na operação não integravam, direta ou indiretamente, os grupos incumbentes na eletricidade e no gás natural, o que os constituía como um elemento de concorrência na atividade de comercialização de eletricidade e de gás natural.

No segundo caso, tratava-se de um parecer acerca de uma parceria comercial entre o maior comercializador em mercado e uma cadeia de hipermercados. Neste caso, a ERSE considerou que a parceria parecia ter tido efeitos limitados na concorrência no segmento de comercialização retalhista, visíveis na captação de novos clientes por parte da EDP Comercial, de acordo com o relatório publicado anualmente decorrente da Recomendação n.º 2/2013, relativa a aspetos da contratação de eletricidade relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia.

A adoção da ficha contratual padronizada, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental, constituiu uma medida que a ERSE considerou eficaz para a promoção efetiva da concorrência. Esta medida contribui para o acesso à informação ser mais efetivo para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas.

---

<sup>48</sup> Informação disponível no capítulo 7.3 do documento justificativo de tarifas e preços de 2015, acessível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202015.pdf>.

Na sequência de revisão regulamentar do setor elétrico, concretizada em 2014, foi incluído no Regulamento de Relações Comerciais a obrigação dos comercializadores e comercializadores de último recurso de apresentar na fatura de acerto, a existência de um plano plurimensal de regularização nas situações em que a existência de uma leitura real conduz a um acertos de valores de consumo por estimativa que é igual ou superior ao do consumo médio mensal da instalação consumidora nos seis meses anteriores ao mês em que é realizado esse acerto.

Em 2015, a ERSE publicou uma Diretiva (Diretiva n.º 8/2015) que detalha os procedimentos operativos de detalhe para aplicação desses acertos.

### **DÉFICE TARIFÁRIO**

As tarifas de venda a clientes finais em BT definidas para o ano 2006 foram limitadas para que a sua variação não fosse superior à variação esperada do Índice de Preços implícito no Consumo Privado e em BTN definidas para 2007 a sua variação foi limitada a 6%. Estas limitações criaram um défice tarifário nas empresas reguladas. A recuperação destes défices é feita em prestações contantes através da tarifa de uso global do sistema durante um período de 10 anos com início em 2008.

Nas tarifas de 2009, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, bem como o sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) relativo a 2009.

Posteriormente, em 2011 foi definido que os sobrecustos com a PRE eram recuperados num período quinquenal com efeitos a partir de tarifas de 2012 e no máximo até 2020. Em 2015, foi alterada a legislação que prevê a repercussão faseada dos sobrecustos com a PRE, definindo-se que podem ser repercutidos em proveitos os ajustamentos tarifários referentes a sobrecustos com a PRE ocorridos até 31 de dezembro de 2020.

Para 2015, foi criado mais um défice tarifário correspondente ao sobrecusto da PRE de 2015 incluindo os ajustamentos de 2013 e 2014.

Em 2015 os valores em dívida das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram os apresentados no Quadro 3-5.



Quadro 3-5 – Défice tarifário, 2015

	Saldo em dívida em 2015 (10 <sup>3</sup> EUR)
Défice tarifário 2006/2007	76 779
Défice tarifário 2008	1 114 788
Défice tarifário 2012	266 135
Défice tarifário 2013	673 550
Défice tarifário 2014	1 196 918
Défice tarifário 2015	1 511 151
Outros	240 869
<b>Total</b>	<b>5 080 191</b>

### 3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico são da responsabilidade do Governo, que delegou na Direção Geral de Energia e Geologia a responsabilidade da sua monitorização<sup>49</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

#### 3.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

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, fixou-se em 2015 em 53%, mantendo o valor verificado desde 2013.

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada é apresentada no Quadro 3-6.

<sup>49</sup> Conforme estabelecido no Decreto -Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e no Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

**Quadro 3-6 – Margem de capacidade, 2011 a 2015**

	2015 (MW)	2014 (MW)	2013 (MW)	2012 (MW)	2011 (MW)	2015/2011 Variação (%)
<b>Potência instalada total</b>	<b>18 533</b>	<b>17 833</b>	<b>17 790</b>	<b>18 546</b>	<b>18 903</b>	<b>-2%</b>
Térmica em mercado	5 585	5 585	5 750	6 697	7 407	-25%
Hidráulica em mercado	5 724	5 269	5 239	5 239	4 980	15%
PRE	7 224	6 979	6 801	6 610	6 516	11%
<b>Potência máxima anual</b>	<b>8 618</b>	<b>8 313</b>	<b>8 322</b>	<b>8 554</b>	<b>9 192</b>	<b>-6%</b>
<b>Margem de capacidade</b>	<b>9 915</b>	<b>9 520</b>	<b>9 468</b>	<b>9 992</b>	<b>9 711</b>	<b>2%</b>
	[53%]	[53%]	[53%]	[54%]	[51%]	

Fonte: dados REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica em 2015 se situou em 48,96 TWh, registando-se um ligeiro aumento de 0,3% face a 2014 (com correção do efeito de temperatura e número de dias úteis, a variação face ao ano anterior é +0,1%).

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-7.

**Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo, 2015 vs. 2014**

	2015 (GWh)	2014 (GWh)	Variação (%)
Produção hidráulica em mercado	8 797	14 664	-40,0%
Produção térmica em mercado	19 152	12 661	51,3%
PRE	20 216	21 673	-6,7%
Saldo importador	2 266	900	151,8%
Bombagem hidroeléctrica	1 467	1 079	36,0%
<b>Consumo total</b>	<b>48 964</b>	<b>48 819</b>	<b>0,3%</b>

Fonte: dados REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em 2015 verificaram-se condições hidrológicas desfavoráveis, com um índice de hidraulicidade de 0,74. As centrais hidroelétricas em regime de mercado contribuíram para o abastecimento de 17% do consumo, inferior aos 29% verificados no ano anterior, tendo as centrais térmicas em mercado assegurado uma quota de 37%, com 27% da produção a partir de centrais a carvão e 10% a partir de centrais de gás natural.

As entregas dos produtores em regime especial com remuneração garantida registaram uma quota de 41% do consumo, inferior aos 44% verificados em 2014, tendo o saldo importador observado um aumento significativo e representado 4% do consumo.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 3-8.

**Quadro 3-8 – Repartição da produção, 2011 a 2015**

	2015	2014	2013	2012	2011
Carvão	27%	22%	22%	24%	18%
Gás Natural em mercado	10%	3%	3%	11%	28%
Hidráulica em mercado	17%	29%	26%	12%	20%
Saldo Importador	4%	2%	5%	16%	6%
PRE	41%	44%	43%	37%	36%

Fonte: dados REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, ocorreu no dia 7 de janeiro de 2015 com 8 618 MW, verificando-se um aumento de 305 MW em relação ao observado em fevereiro de 2014, facto que contraria as sucessivas reduções da potência máxima anual verificadas nos 4 anos anteriores.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 – Potência máxima anual, 2015**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2015	07-jan	8 618	3,67%
2014	04-fev	8 313	-0,11%
2013	09-dez	8 322	-2,71%
2012	13-fev	8 554	-6,94%
2011	24-jan	9 192	-2,24%

Fonte: dados REN

Em 2015, ao nível da potência instalada nas centrais em regime de mercado, verificou-se a entrada em serviço do reforço de potência de Salamonde, no rio Cávado, com um aumento de potência de 220 MW, reversíveis, o escalão de montante do Baixo Sabor com 153 MW também reversíveis e a central de Ribeiradio, no rio Vouga, com 75 MW.

Em termos de produção em regime especial com remuneração garantida, salienta-se o aumento de 285 MW por produtores eólicos e de 33 MW por produtores fotovoltaicos, atingindo um total de 7 224 MW.

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-10.

**Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor, 2015 vs. 2014**

	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>Varição</b>
	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>
<b>CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS EM MERCADO</b>	<b>5 724</b>	<b>5 269</b>	<b>455</b>
<b>CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS EM MERCADO</b>	<b>5 585</b>	<b>5 585</b>	<b>0</b>
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	3 829	3 829	0
<b>POTÊNCIA INSTALADA PRE</b>	<b>7 224</b>	<b>6 979</b>	<b>245</b>
Produtores Térmicos	1 547	1 627	-80
Produtores Hidráulicos	422	415	7
Produtores Eólicos	4826	4541	285
Produtores Fotovoltaicos	429	396	33
<b>TOTAL</b>	<b>18 533</b>	<b>17 833</b>	<b>700</b>

Fonte: dados REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em 2015, os principais desenvolvimentos da RNT foram os seguintes:

- No Minho, para escoamento da produção dos reforços de potência de Salamonde e Frades, as ligações a 400 kV para Vieira do Minho a partir de Pedralva, Salamonde e Central de Frades.
- Na zona a norte do Grande Porto, salienta-se a nova subestação de Vila Nova de Famalicão, que irá integrar o novo eixo a 400 kV entre a região do Porto e a subestação de Pedralva, fundamental para o escoamento da nova geração no Cávado/Alto Minho, e também para facilitar as trocas internacionais, integrando a futura interligação com Espanha prevista nesta zona.
- Na zona de Lisboa assinala-se a abertura da nova subestação do Alto de S. João.
- No Alentejo uma nova linha a 400 kV entre a subestação de Estremoz e a zona de Divor, para a garantia de alimentação da região.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,21 minutos.

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2015 não houve desenvolvimentos relevantes, sendo que a evolução expectável do sistema eletroprodutor em regime

ordinário até 2030, resulta, de acordo com a DGEG<sup>50</sup>, do desenvolvimento dos projetos de construção de 4 novos grupos CCGT de 400 MW que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores, que comunicaram a sua intenção de renunciar à licença de produção de eletricidade que lhes foi atribuída pela DGEG.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, salientam-se as já referidas entradas em serviço do reforço de potência de Salamonde, com um aumento de potência de 220 MW reversíveis, do escalão de montante do Baixo Sabor com 153 MW reversíveis e a central de Ribeiradio, com 75 MW. A 31 de dezembro de 2015, admite-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) até 2030, que contempla um conjunto de novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1 100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível. Todavia, no segundo trimestre de 2016, o Governo Português anunciou as seguintes decisões relativas ao PNBEPH: adiamento do Fridão por 3 anos (238 MW); cancelamento dos aproveitamentos de Girabolhos (364 MW) e Alvito (225 MW).

De acordo com o Plano Nacional de ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020)<sup>51</sup>, prevê-se a evolução da potência instalada indicada no Quadro 3-11.

**Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE, 2018 e 2020**

	2018 (MW)	2020 (MW)
Eólica	5 142	5 300
Hídrica (< 10 MW)	379	400
Hídrica (> 10 MW)	8 540	8 540
Biomassa	814	828
Solar	589	720
Ondas	6	6
Geotérmica	29	29

Fonte: dados PNAER 2020

<sup>50</sup> Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2015 a 2030.

<sup>51</sup> PNAER 2020: Parte II da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril.

### **3.3.3 MEDIDAS PARA COBERTURA DE PICOS DE PROCURA OU FALHAS DE FORNECIMENTO**

Relativamente à segurança do abastecimento no setor elétrico, durante o ano de 2015 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.

## 4 MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

#### 4.1.1 SEPARAÇÃO DE ATIVIDADES

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

O procedimento de certificação do operador da rede de transporte surge na sequência da transposição para o direito nacional da Diretiva 2009/73/CE<sup>52</sup> que introduziu novas regras no quadro organizativo do setor do gás natural, concretamente através da adoção de medidas no sentido do reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, de forma a atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia.

A ERSE emitiu uma decisão em 2014 relativa à certificação da REN – Gasodutos como operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), em que estabeleceu 11 condições a serem cumpridas no prazo de 8 meses de forma a ultrapassar um conjunto de questões consideradas não-conformes e garantir a independência destes operadores.

Em julho de 2015, a ERSE decidiu tornar efetiva a decisão de certificação da REN Gasodutos depois de verificar que foram cumpridas as condições de certificação que havia determinado através da sua decisão de 2014.

A ERSE continua a exercer as suas competências de supervisão das obrigações dos ORT relativas ao regime de separação completa jurídica e patrimonial, nos termos da legislação nacional e das diretivas europeias.

#### 4.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

##### 4.1.2.1 BALANÇO

Tal como nos últimos anos, as regras de balanço, durante o ano 2015, integraram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG) aprovado pela ERSE.

---

<sup>52</sup> Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

No MPGTG são detalhadas as metodologias para a determinação das repartições nos pontos relevantes da RNTGN, a partir das quais se apuram os balanços individuais dos agentes de mercado que, em concreto, correspondem aos quantitativos de gás natural que cada agente de mercado dispõe nas infraestruturas que compõem a RNTIAT.

No caso da RNTGN, os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte para que os balanços individuais se situem entre as existências máximas e mínimas que lhes são atribuídas anualmente, de acordo com a metodologia publicada no MPGTG. Esta abordagem traduz-se numa tolerância atribuída a cada agente de mercado, em função da dimensão da sua carteira de clientes e dos segmentos de mercado que abastecem, designadamente o mercado eletroprodutor e o mercado convencional, refletindo ainda a capacidade de acumulação da rede (*linepack*).

Consideram-se em desequilíbrio individual os agentes de mercado cujos balanços violem as tolerâncias determinadas pelas suas existências individuais máximas e mínimas, sendo-lhes aplicada uma penalidade aderente aos custos que os referidos desequilíbrios provocam no sistema, em conformidade com o estabelecido no mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais integrado no MPGTG.

O mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais aplica penalidades baseadas na tarifa de armazenamento do terminal de GNL, nos casos em que os agentes se encontrem em desequilíbrio na RNTGN detendo um *stock* positivo de gás no SNGN. Nas situações em que ocorra um balanço negativo no SNGN, em agregado, a penalidade é determinada com base na valorização do gás natural em mercados de referência. Assim, procura-se, por um lado, um maior envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das respetivas carteiras de clientes e, por outro lado, uma imputação adequada dos custos incorridos com o balanceamento da RNTGN.

#### 4.1.2.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E SERVIÇOS AUXILIARES

O envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das suas carteiras de clientes beneficia de tolerâncias individuais para, em base diária, realizar o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte. Essas tolerâncias correspondem, na prática, a um acesso implícito ao *linepack*, ou seja, o operador da rede de transporte assume, sem uma imputação unívoca de custos, o balanço dos agentes de mercado, desde que os desvios se situem dentro das respetivas tolerâncias individuais. O custo deste serviço de base (balanço residual) é incorporado nas tarifas de uso da rede de transporte, sendo o acesso implícito ao *linepack* proporcional à capacidade utilizada pelos agentes de mercado na RNTGN, discriminando-se positivamente os agentes de mercado de menor expressão que, em termos relativos, beneficiam de tolerâncias maiores.

Para além do acesso implícito ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se, de forma explícita, um regime de acesso de terceiros regulado (rTPA) para a armazenagem de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos



de atribuição de capacidade, integrados no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI) e as tarifas de uso para as referidas infraestruturas, salvaguardando a existência de capacidade disponível para a gestão comercial dos agentes de mercado.

A ERSE monitorizou as condições de acesso às infraestruturas de armazenamento, em especial as situações potenciais de congestionamento na infraestrutura do Carriço, salientando-se ter havido, até ao momento, disponibilidade de capacidade para as solicitações dos agentes de mercado.

#### 4.1.2.3 ACESSO DE TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

Em 2015, aplicou-se no SNGN o regime de acesso de terceiros regulado às infraestruturas de armazenamento de gás natural.

De salientar que o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabelecem que, quanto ao acesso de terceiros às redes e infraestruturas da RNTIAT, mantém-se a matriz do acesso regulado, abrindo-se, no entanto, a possibilidade de novas concessões para o armazenamento subterrâneo, não destinado à constituição e manutenção de reservas de segurança, beneficiarem de um regime de acesso negociado.

#### 4.1.2.4 LIGAÇÕES

O enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, as seguintes matérias:

- Obrigação de ligação à rede;
- Tipo de encargos que podem ser cobrados;
- Regras de cálculo dos encargos de ligação à rede;
- Conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos;
- Condições de pagamento dos encargos de ligação;
- Construção dos elementos de ligação à rede; e
- Prestação de informação.

O operador da rede transporte é obrigado a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE. Os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de clientes com consumo anual superior

a 10 000 m<sup>3</sup> (n), bem como das instalações que se situem dentro da área de influência das redes, definida como o espaço geográfico na proximidade da rede existente, cuja fronteira é definida pela ERSE (atualmente 100 m).

As instalações de gás natural não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo operador em condições técnicas de exploração.

A regulamentação obriga os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o número de ligações efetuadas, participações dos requisitantes discriminadas por tipo de elementos, extensão total dos elementos construídos, prazos médios de orçamentação e prazos médios de execução e o número de alterações em ligações existentes.

A regulamentação da responsabilidade da ERSE não estabelece prazos de execução máximos para a ligação às redes de gás natural. Não obstante, para efeitos de monitorização, os operadores das redes de distribuição e de transporte encontram-se obrigados ao envio à ERSE de informação semestral no âmbito das ligações às redes de gás natural que inclui, entre outros aspetos, o tempo médio de execução das ligações efetuadas pelos operadores das redes. Em 2015, o tempo médio de execução dos trabalhos de ligação de instalações com consumo anual até 10 000 m<sup>3</sup> (n) às redes de distribuição foi de cerca de 36 dias, para um total de 5 584 ligações.

#### 4.1.2.5 QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS do setor do gás natural prevê, na sua vertente técnica, a monitorização da qualidade de serviço prestada pelos vários operadores das infraestruturas, abrangendo três áreas: continuidade de serviço, características do gás natural e pressão de fornecimento a clientes. O RQS define as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural e aplica-se aos clientes, aos comercializadores e aos operadores das infraestruturas do setor.

O relatório anual da qualidade de serviço do setor do gás natural publicado pela ERSE, previsto no RQS, tem por objetivo caracterizar, de modo sumário, a qualidade de serviço prestada pelas entidades do setor do gás natural.

Em relação ao terminal de GNL, estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço com o objetivo de avaliar o serviço prestado por esta infraestrutura nos seguintes processos: receção de GNL proveniente dos navios metaneiros, carga de camiões cisterna com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

Em 2015, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a 5% do número total de enchimentos, sendo que este valor tem vindo a decrescer relativamente aos anos anteriores. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, arrefecimento de cisterna, indisponibilidades de operação no terminal de GNL e problemas técnicos;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 25;
- Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros; e
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

Em termos da continuidade de serviço associada ao armazenamento subterrâneo importa avaliar a gestão dos fluxos de gás natural entre esta infraestrutura e a rede de transporte. Em 2015 o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

A avaliação da continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é efetuada através de indicadores gerais que consideram o número e a duração das interrupções aos pontos de entrega. Refira-se que no ano de 2015 não ocorreu nenhuma interrupção na rede de transporte.

Nas redes de distribuição, tal como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2015, das 11 redes de distribuição existentes, 5 não registaram interrupções (Beiragás, Duriensegás, Dianagás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,39% das cerca de 1,39 milhões de instalações de clientes registaram interrupções, sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. A grande maioria (67%) das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foi devida a casos fortuitos ou de força maior, motivados por intervenção de terceiros nas redes. A duração média das interrupções por cliente não atingiu os 3 minutos em todas as redes de distribuição. Os padrões estabelecidos para os valores dos vários indicadores foram cumpridos.

Nos quatro últimos anos foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS para as características do gás natural, monitorizadas pelo operador da rede de transporte e pelo operador do terminal de GNL.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2015, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 353 pontos das redes de distribuição, tendo sido verificadas situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

#### 4.1.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

##### **REVISÃO REGULAMENTAR**

A adaptação do quadro regulamentar às regras comunitárias por via da aplicação dos Códigos de Rede Europeus e a necessidade de revisão das metodologias de regulação económica das atividades dos operadores no quadro da atual situação do setor de gás natural e dos desenvolvimentos futuros, considerando o início de um novo período regulatório no setor do gás natural, justificaram o lançamento pela ERSE de um processo de revisão regulamentar.

A ERSE submeteu a discussão pública, em 18 de dezembro de 2015, uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) e o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) do setor do gás natural. As alterações da regulamentação decorrentes da consulta pública entraram em vigor em 2016.

##### **PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Em 2015, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Infraestruturas de gás natural.

A metodologia de cálculo das tarifas de acesso às infraestruturas faz parte integrante do Regulamento Tarifário<sup>53</sup>, cuja aprovação e alterações, é precedida de consulta pública e de parecer obrigatório mas não vinculativo do Conselho Tarifário. As regras sobre o processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está igualmente incluída nos regulamentos da ERSE.

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

As tarifas de acesso às infraestruturas que são aplicadas a todos os consumidores de gás natural pelo acesso às respetivas infraestruturas, em particular, as tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Estas tarifas de acesso às infraestruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se

---

<sup>53</sup> Nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/legislacao/diplomas/Documents/DL%20231\\_2012.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/diplomas/Documents/DL%20231_2012.pdf).

responsabilizam pela gestão dos desvios decorrentes da diferença entre as contratações de capacidade, previsões de procura das suas carteiras de clientes e os consumos efetivos registados, em função das margens comerciais definidas pela ERSE<sup>54</sup>.

#### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2015

A variação do preço médio das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2015-2016, relativamente ao ano gás anterior 2014-2015, consta dos quadros seguintes.

**Quadro 4-1 – Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas, ano gás 2015-2016**

Tarifas de acesso por nível de pressão	Preço médio 2014-2015 (EUR/MWh)*	Preço médio 2015-2016 (EUR/MWh)	Varição
T. Acesso C. Eletroprodutores	3,85	4,57	18,5%
T. Acesso Clientes AP	2,22	2,48	11,9%
T. Acesso MP	6,84	6,56	-4,1%
T. Acesso BP>	21,76	20,25	-6,9%
T. Acesso BP<	43,08	40,45	-6,1%

\* Aplicação das tarifas de 2014-2015 à procura prevista para 2015-2016.

Fonte: ERSE

**Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade, ano gás 2015-2016 vs. ano gás 2014-2015**

Tarifas por atividade	Tarifas 2014-2015 (preços médios), consumos 2015-2016*	Tarifas 2015-2016 (preços médios), consumos 2015-2016	Varição
Terminal Sines	2,40	2,58	8%
Armazenamento Subt.	11,34	11,81	4%
Uso da Rede Transporte	1,65	1,78	8%
Uso da Rede Distribuição	12,99	12,00	-7,6%
Uso Global do Sistema	0,93	1,13	22%

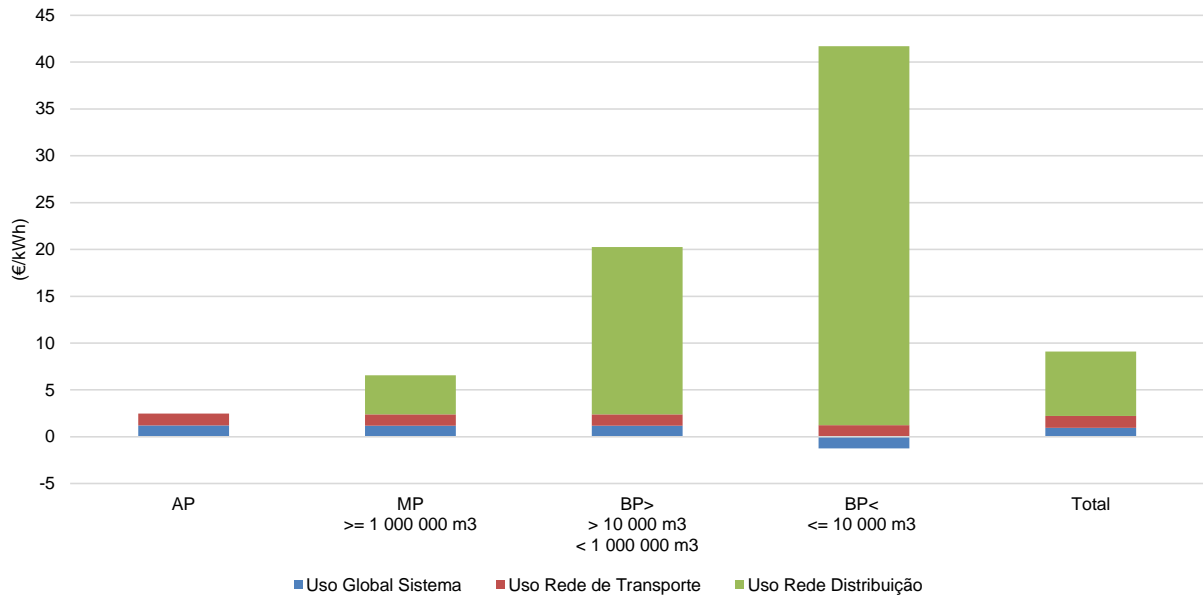
\* Aplicação das tarifas de 2014-2015 à procura prevista para 2015-2016.

Fonte: ERSE

<sup>54</sup> Nos termos da Diretiva 15/2015, de 9 de outubro, disponível em <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1916/Diretiva%2015-2015.pdf>.

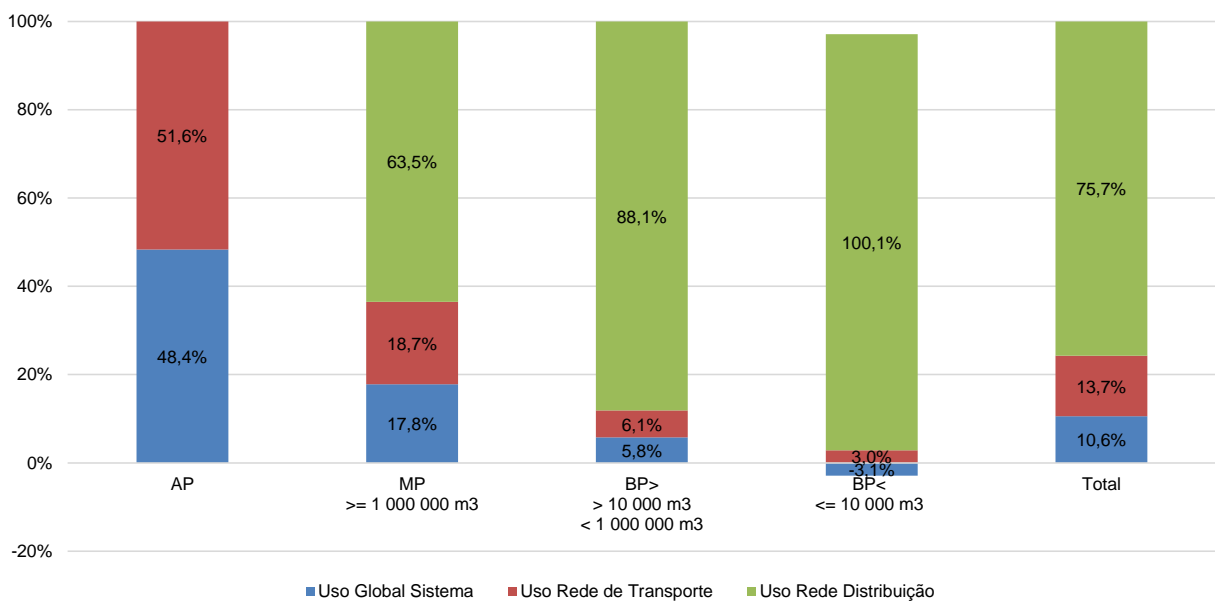
Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores.

**Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, ano gás 2015-2016**



Fonte: ERSE

**Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, ano gás 2015-2016**



Fonte: ERSE

## **TARIFAS E ATIVIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL**

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos são estabelecidos pela ERSE sendo recuperados pelas seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

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

### **ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Os clientes que pretendam utilizar as infraestruturas de gás natural, nomeadamente as redes, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, devem pagar as respetivas tarifas de acesso.

O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural. As tarifas de acesso às redes são obtidas por adição das seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsídios cruzados entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo apenas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e em que termos de faturação esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

### **METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

O ano de 2015 foi o último ano do período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, tendo sido igualmente o ano de preparação de um novo período de regulação a iniciar em julho de 2016. Enunciam-se de seguida as metodologias de regulação em vigor em 2015 em cada uma das atividades reguladas.

- Atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>55</sup> nos custos de exploração (OPEX<sup>56</sup>) e de uma metodologia *rate of return* com um mecanismo de alisamento do custo de capital de 10 anos (a terminar no ano gás 2016-2017) no CAPEX<sup>57</sup>; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás natural associadas a esta atividade;
- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>58</sup> no OPEX e uma metodologia *rate of return* no CAPEX;
- Atividade de Transporte de gás natural – esta atividade segue uma regulação por incentivos no OPEX, tendo sido estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e três parcelas indexadas à evolução das variáveis quantidades transportadas, extensão da rede transporte e número de GRMS (*Gas Regulation and Measurement Station*), e uma metodologia *rate of return* no CAPEX;
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*<sup>59</sup> e no CAPEX para uma metodologia *rate of return*; e
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>60</sup>, acrescida da remuneração do fundo de maneo. Acrescente-se que no caso das empresas concessionárias, estas têm direito a um proveito adicional equivalente a 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação).

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 1,5 % e 3% na atividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) 1,5% na atividade de transporte, (iii) 1,5% e 4% na atividade de armazenamento subterrâneo (iv) 1,5% e 5,8% por empresa, no caso da distribuição e (v) 3% para todos os comercializadores de último recurso.

---

<sup>55</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

<sup>56</sup> *Operational expenditure*.

<sup>57</sup> *Capital expenditure*.

<sup>58</sup> Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são a energia extraída/injetada e a capacidade de armazenamento para a REN Armazenagem e a capacidade de armazenamento para a Transgás Armazenagem.

<sup>59</sup> Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

<sup>60</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.



Destaca-se ainda a metodologia de indexação do custo de capital introduzida no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio<sup>61</sup>. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitada superior e inferiormente.

#### **REVISÃO DAS METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NO ÂMBITO DA PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO**

Como já referido, o ano de 2015 foi o ano de preparação de um novo período de regulação, 2016-2017 a 2018-2019. Neste sentido foram avaliadas as metodologias regulatórias aplicadas, bem como definidos novos parâmetros de regulação. De seguida enunciam-se, por cada atividade, as principais alterações decorrentes dessa análise:

- Atividade de Armazenamento Subterrâneo<sup>62</sup> – aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, à semelhança da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Atividade de Transporte e de Distribuição de gás natural – nestas duas atividades foi implementado um mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura, cuja definição se encontra definida no Regulamento Tarifário; e
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – definição e aplicação de custos de referência à semelhança do setor elétrico.

#### **CONTESTAÇÃO DE DECISÃO**

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pela entidade reguladora, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando a aprovação das tarifas de uso das redes referentes ao período 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2016.

Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se em fase de instrução e julgamento no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

---

<sup>61</sup> Para o ano gás 2015-2016 as taxas de remuneração do ativo foram: Atividades de alta pressão – 7,44%; atividade de distribuição – 7,94%.

<sup>62</sup> Esta atividade passou a ser exercida apenas por um operador a partir de meados de 2015 em virtude da aquisição por parte da REN Armazenagem à Transgás Armazenagem dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasses da concessão parcial.

## ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

Na revisão regulamentar do setor do gás natural promovida em 2015, estabeleceu-se a necessidade de revisão da subregulamentação que estabelece as condições de partilha de encargos entre requisitantes de novas ligações e o sistema de gás natural, as quais se deverão orientar para o incremento da eficiência económica da atividade de distribuição de gás natural. Como princípio orientador dessa revisão, pretende-se que, no caso particular da integração de polos de consumo existentes, se possa separar o investimento em expansão da rede que aumenta a densificação dos consumos (e, por consequência, reduz os custos unitários de veiculação de gás natural), daquele que aporta uma contribuição negativa ao sistema por via do aumento dos custos unitários de distribuição de gás natural.

### 4.1.4 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL DAS INTERLIGAÇÕES

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos de acordo com as disposições do Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII), cuja publicação compete à ERSE.

O RARII integra um conjunto de princípios que visam a antecipação da implementação das regras constantes do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

De acordo com o RARII, a ERSE é responsável pela aprovação do MPAI, o qual foi publicado pela primeira vez em 2013. Este manual integra as regras anteriormente estabelecidas nos mecanismos de atribuição de capacidade e procedimentos para a gestão de congestionamentos das infraestruturas do SNGN. No MPAI é materializada uma revisão profunda das regras de atribuição de capacidade, com a introdução do conceito de reserva de capacidade, através da atribuição *ex ante* de produtos anuais, trimestrais, mensais e diários de capacidade nas infraestruturas.

No que respeita à atribuição de capacidade, importa sublinhar que, com as infraestruturas atuais, não têm sido constatadas situações de congestionamento nas infraestruturas do SNGN. Porém, em 2013, foram revistas as regras e procedimentos a aplicar às infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e publicadas pela primeira vez as regras e procedimentos aplicáveis à RNTGN e terminal de GNL de Sines, relativas a esta matéria.

Os mecanismos de atribuição de capacidade em vigor apenas atribuem capacidade num horizonte anual, ou seja, não são atribuídos compromissos de longa duração, razão pela qual a implementação do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro, no que respeita à atribuição de

capacidade harmonizada nas interligações não está sujeita a constrangimentos assinaláveis do lado português.

As regras para atribuição harmonizada de capacidade nas interligações de gás natural entre Portugal e Espanha para o ano de atribuição de 2015 basearam-se no Código de Rede europeu para os Mecanismos de Atribuição de Capacidade em redes de transporte de gás, que foi aprovado pelo Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro. Este Regulamento Europeu entrou em vigor em novembro de 2013, e a sua aplicação passou a ser obrigatória em todos os Estados-membros a partir de 1 de novembro de 2015.

Em Portugal, as regras são complementadas pelo Regulamento do Acesso às Redes às Infraestruturas e às Interligações (RARII) aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, pelo Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI) aprovado pela Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, e pelo aviso “*Allocation of capacity at the VIP Ibérico between Portugal and Spain 2015-2016 – Announcement*”, publicado pela REN Gasodutos e pela Enagas (operador da rede de transporte de gás natural de Espanha), nos termos do Procedimento n.º 11 do MPAI e do artigo 47.º do RARII.

Assim, entre 1 e 31 de outubro de 2015 aplicaram-se as regras do “*Information Memorandum*” relativo aos processos de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha, aprovado pela Decisão n.º 1/2014, de 21 de fevereiro, com as adaptações previstas no aviso “*Allocation of capacity at the VIP Ibérico between Portugal and Spain 2015-2016 – Announcement*”.

A partir de 1 de novembro de 2015, aplicaram-se integralmente as regras estabelecidas no Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro, tendo em conta que os produtos diários de capacidade (para o dia seguinte e a intradiária) será atribuído através da plataforma PRISMA.

Em 2015, no âmbito da aplicação antecipada do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro e para efeitos da realização dos leilões de atribuição de capacidade no Ponto Virtual de Interligação (VIP) anual referente a 2015-2016, realizados em março de 2015 a ERSE, articuladamente com a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), aprovou as respetivas regras, tendo identificado a necessidade de incluir no MPAI os princípios fundamentais da atribuição de capacidade na interligação.

#### **ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES**

No contexto da iniciativa regional do gás do sul da Europa, no âmbito da ACER, que pretende implementar um mercado regional de gás natural, estabeleceu-se como prioritária a harmonização dos mecanismos de atribuição de capacidade nos três países da região sul (Portugal, Espanha e França). Desta forma, segundo as diretrizes da Europa e no contexto da integração do mercado ibérico de gás natural, os operadores das redes interligadas de Portugal e Espanha atribuem capacidade nas interligações através

de um Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha (Valença do Minho e Campo Maior).

Os trabalhos para a implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha foram iniciados em 2011, tendo como enquadramento as *Framework Guidelines on Capacity Allocation* publicadas pela ACER e, posteriormente, o Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro. A aprovação deste mecanismo é da responsabilidade da ERSE e da CNMC, sendo sujeito a consultas alargadas a todos os *stakeholders*.

Com o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha procedeu-se à harmonização dos procedimentos para atribuição de capacidade nas interligações, da qual resultaram produtos de capacidade *bundled* atribuídos num ponto virtual de interligação (*Virtual Interconnection Point, VIP*), tendo vindo progressivamente a ser eliminadas as diferenças que presentemente ainda se verificam nas metodologias aplicadas em cada um dos lados da fronteira.

Este mecanismo, implementado inicialmente em 2012, com efeitos entre 1 de outubro de 2012 e 30 de setembro de 2013, está presentemente no terceiro ano de implementação (entre 1 de outubro de 2015 e 30 de setembro de 2016).

No primeiro ano, não houve procura de capacidade nos leilões de atribuição harmonizada de capacidade para os produtos anual e trimestrais, e a capacidade foi atribuída nos horizontes temporais de menor duração, que decorreram de forma não harmonizada segundo as regras e princípios implementados em cada país. A partir de 2013, foram realizados novos leilões (anual e trimestrais), passando a haver capacidade atribuída no VIP, tanto nos produtos anual como trimestrais.

A partir de 2015, o processo de atribuição harmonizada de capacidade na interligação Portugal-Espanha (2015-2016) evoluiu, sendo adotadas as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro. Assim, passaram a realizar-se leilões para os produtos anuais, trimestrais, mensais, e, mais recentemente, a partir de outubro de 2015, leilões de produtos diários. Todos estes leilões realizaram-se numa plataforma europeia de atribuição de capacidade (plataforma PRISMA) com a adesão da REN Gasodutos e da ENAGAS a ocorrer a título de projeto piloto e com condições especiais. Assim, desde março de 2014, os agentes de mercado em Portugal utilizam a plataforma PRISMA para contratar capacidade na interligação.

A atribuição de capacidade harmonizada nas interligações entre Portugal e Espanha sofre de uma redução acentuada da capacidade disponível na interligação de Campo Maior, em virtude dos contratos de capacidade de longa duração existentes antes da implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha. Tendo em conta o exposto, será necessário aguardar pela conclusão dos referidos contratos de uso da rede de transporte, celebrados do lado espanhol, para uma aplicação mais generalizada deste conceito.

## COOPERAÇÃO

Os operadores das redes de transporte português e espanhol têm mantido uma cooperação estreita tendo em vista a interoperabilidade dos dois sistemas. Esta cooperação é materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos *Interconnection Agreements* previstos na proposta de Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, elaborado pelo ENTSOG, recentemente aprovado pelo Regulamento (EU) 2015/703 da Comissão de 30 de abril de 2015.

Na sequência da decisão de implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha, a cooperação entre operadores passou a ser mais efetiva, tendo sido estabelecidos objetivos mais ambiciosos no âmbito da atribuição de capacidade nas interligações.

Presentemente encontra-se implementado o VIP, que agrega as interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e é atribuída capacidade no VIP até ao produto mensal de capacidade. Em 2015, os leilões anuais, trimestrais e mensais decorreram na plataforma europeia PRISMA e os produtos diários foram atribuídos, até setembro de 2015, em base *First Come First Served* (FCFS) e, a partir de outubro de 2015, através de leilões.

A ERSE e a CNMC, para além dos produtos de capacidade, têm vindo a desenvolver esforços no sentido de eliminar progressivamente o *pancaking* tarifário e de promover o reconhecimento mútuo dos agentes de mercado. Adicionalmente, a ERSE e a CNMC continuaram os trabalhos sobre possíveis modelos de integração do mercado ibérico de gás natural, previsto no plano de trabalho da Iniciativa Regional de Gás do Sul. Esta integração de mercados insere-se no *Target Model* europeu para o gás natural definido pela ACER.

## MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL

### Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Gás Natural

Em 2015 foi apresentada pela REN Gasodutos a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período compreendido entre 2016 e 2025 (PDIRGN 2015). Nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE submeteu a referida proposta de PDIRGN 2015 a uma consulta pública, tendo posteriormente elaborado o seu parecer, no qual indicou que a proposta em análise deveria ser alterada pelo operador da RNTGN no sentido de somente três projetos em concreto serem apresentados para aprovação e todos os restantes surgirem com a indicação expressa de possível aprovação em edições futuras do PDIRGN. Explicitava ainda que, pela materialidade dos impactes tarifários que representam, a ERSE não irá dar o seu aval a qualquer proposta revista de PDIRGN 2015 que não considere os adiamentos referidos. A proposta de PDIRGN de 2015 encontrava-se no final do ano em revisão para aprovação formal pelo ministro responsável pela área da energia.

## Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural

Por sua vez, em 2015 foi também emitido pela ERSE o seu Parecer às quatro propostas de Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o período 2015-2019 (PDIRD GN 2015-2019) apresentadas pelos operadores da Rede Nacional de Distribuição de gás natural (RNDGN). A ERSE submeteu as referidas propostas de PDIRD GN 2015-2019 a uma consulta pública, tendo posteriormente elaborado o seu parecer, no qual identificou lacunas que devem ser colmatadas antes de uma aprovação de qualquer uma das propostas apresentadas. Com níveis bastante diferentes de melhorias que deverão ser exigidas a cada um das quatro propostas de PDIRD GN 2015-2019, foi realçado caráter pioneiro que justificará algumas das lacunas identificadas. As propostas de PDIRD GN 2015-2019 foram submetidas para revisão e aprovação formal pelo ministro responsável pela área da energia.

No âmbito do processo de seleção da segunda lista europeia de PCI (*Projects of Common Interest*), que foi publicada pela Comissão Europeia no último trimestre de 2015, a REN Gasodutos submeteu novamente a candidatura do projeto PCI 5.4 (terceira interligação entre Portugal e Espanha), tendo o mesmo mantido o estatuto de PCI. Anualmente, é realizado por parte da ACER um exercício de monitorização do estado de evolução de cada PCI, estando a decorrer de momento o exercício de 2016.

### 4.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS

No âmbito das competências que lhe foram cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável, a ERSE tem cumprido as obrigações inerentes à sua qualidade de regulador, tal como referido no ponto 3.1.5, a propósito do setor da eletricidade.

No plano legislativo, em 2015, no que respeita ao gás natural, merecem uma referência especial as seguintes medidas:

- **Portaria n.º 97/2015, de 30 de março** – Aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- **Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto** – Estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS).

Em dezembro de 2015 foi lançada a consulta pública sobre a proposta da ERSE relativamente aos seguintes regulamentos, no âmbito do setor do gás natural:

- Regulamento de Relações Comerciais;
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;

- Regulamento Tarifário; e
- Regulamento de Operação das Infraestruturas.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2015 as seguintes ações desenvolvidas pela ERSE:

- Verificação e análise das condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural a celebrar com os comercializadores em regime de mercado.
- Verificação e análise das ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores em regime de mercado.
- Monitorização dos fluxos entre as atividades reguladas e não reguladas, através da análise dos preços de transferência.
- Monitorização das taxas de remuneração das atividades reguladas.
- Acompanhamento de auditoria independente aos procedimentos de mudança de comercializador.

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2015 foram recebidas 91 denúncias e foram abertos 18 processos de contraordenação, conforme se referiu supra no ponto 3.1.5.

Referente ao ano de 2015, no âmbito exclusivo do setor de gás natural, a ERSE publicou duas decisões condenatórias contra comercializadores a atuar em Portugal.

Foram também proferidas 3 outras decisões condenatórias<sup>63</sup>, contra comercializadores que atuam simultaneamente no setor de gás natural e eletricidade, conforme descrito supra em 3.1.5.

---

<sup>63</sup> Todas as decisões tomadas estão publicadas na página na internet da ERSE em <http://www.erse.pt/pt/psancionatorios/decisoesERSE/Paginas/index.aspx>.

## 4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

### 4.2.1 MERCADO GROSSISTA

#### 4.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

#### PREÇOS

Não existe atualmente, para o mercado grossista de gás natural em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. O início da negociação, em dezembro de 2015, de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A., entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, como a entidade gestora do mercado organizado de gás a contado, não veio alterar esta situação. Efetivamente, o início da negociação de produtos no MIBGAS com entrega na zona portuguesa está ainda pendente de regulamentação específica e os volumes de transações registados no mercado organizado com entrega em Espanha revelaram-se bastante diminutos.

Por outro lado, Portugal não é um produtor de gás natural, pelo que a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do setor. Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo.

O aprovisionamento de gás natural através das interligações está fundamentalmente centrado na contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp (representou 67% do saldo importador em 2015), a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de *take or pay*). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm durante o período de vigência do contrato, isto é, até 2020.

O fornecimento através do terminal está, no essencial, assente em contratos com a mesma natureza, sendo o GNL proveniente da Nigéria. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Em 2015, cerca de 33% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de gás natural liquefeito proveniente predominantemente da Nigéria.

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha (que conta com um mercado grossista líquido, com fornecimentos a partir da Argélia, Nigéria, Trinidad e



Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros) e também pela entrada de navios metaneiros pelo terminal de GNL de Sines.

## TRANSPARÊNCIA

Apesar de se encontrar em curso o processo de implementação das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural dificulta a transparência e a simetria de informação no mercado. Este é também o caso do setor do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida. Contudo, a 5 de outubro de 2015 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão de 17 de dezembro relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do REMIT<sup>64</sup>.

Apesar do *hub* ibérico de gás natural MIBGAS ter iniciado as suas atividades em dezembro de 2015, com a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha ainda não existe até ao momento presente uma previsão de entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal, dificultando a explicitação de uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo, constituindo uma dificuldade acrescida na tarefa de dotar o mercado de gás natural de mais informação e transparência.

Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra ela própria informação comercialmente sensível, resulta evidente que no contexto regulatório é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado, assegurem a salvaguarda da informação comercialmente sensível e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

Para tal, foram levantadas essas necessidades de modo a serem incorporadas na revisão regulamentar do setor do gás natural, concluída durante o ano de 2016.

## EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Uma vez que Portugal não dispõe de produção própria, 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 do aprovisionamento é efetuada na Figura 4-3. Pode observar-se que, até 2011, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do gás natural introduzido no

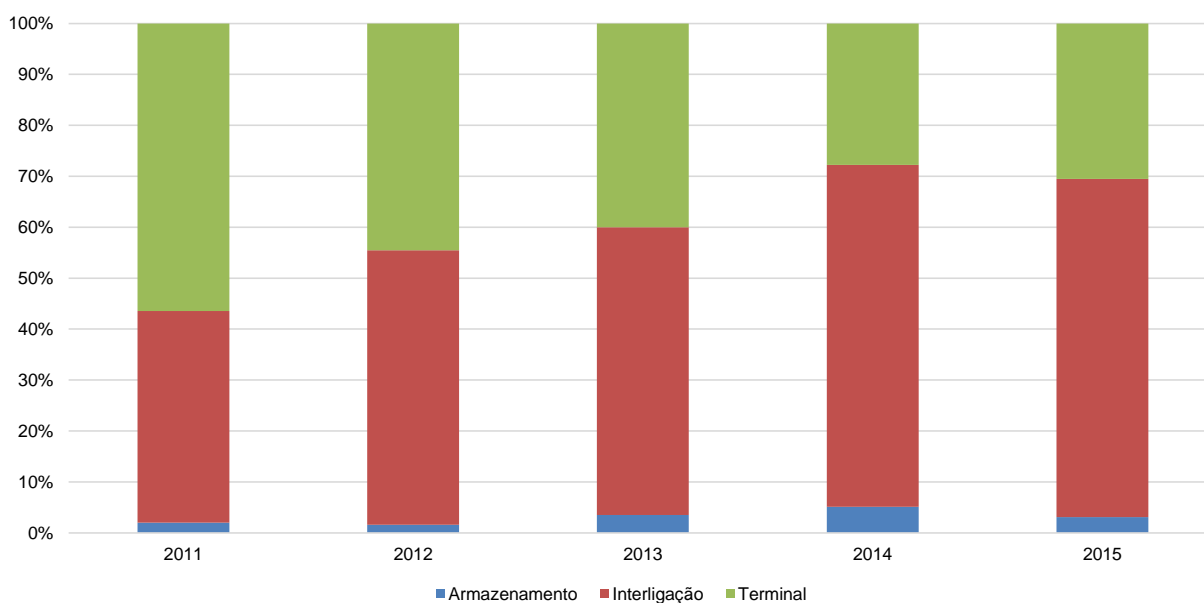
---

<sup>64</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

mercado português. Contudo, a partir de 2012, 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, tendo sido a interligação com Espanha a principal via de aprovisionamento em 2015, representando cerca de 67% do volume total de gás contratado. De resto, a entrada por Valença, 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 anos.

Em relação à utilização do terminal de Sines para a introdução de gás natural em Portugal esta pode estar a ser penalizada pelo facto de, ao contrário do que acontece em Espanha, não existir em Portugal um mercado líquido de trocas de GNL, intra e inter terminais, que reduz significativamente o custo de armazenamento suportado pelos agentes que introduzem gás natural através de terminais. A instituição dos mecanismos de *swap* regulados no Terminal de Sines não parece ter sido suficiente para contrariar a tendência de diminuição da sua utilização.

**Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2011 a 2015**



Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Para o ano gás 2014-2015 não se realizou nenhum leilão de libertação de quantidades excedentárias de gás natural (as quais resultam dos próprios contratos de aprovisionamento do tipo *take or pay*, que permitem a colocação de quantidades contratuais em mercado através da realização de leilões).

#### 4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, continuou a observar-se uma consolidação do mercado liberalizado quer em termos de consumo global de gás natural, quer em número de clientes, em parte devido à extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais.

No final de 2014, já mais de 95% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores em regime ordinário) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

No final de 2015, estão presentes no mercado 9 comercializadores, sendo que 8 encontram-se a operar no segmento dos consumidores domésticos.

No final de 2015, mais de 700 mil consumidores, num universo de cerca de 1,4 milhões mudaram de comercializador através da respetiva plataforma, correspondendo, na sua maioria a consumidores do segmento residencial.

##### 4.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

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

Os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência<sup>65</sup> que praticam ou preveem praticar, no âmbito da comercialização de gás natural, para a totalidade dos fornecimentos de gás natural em baixa pressão (BP). Consideram-se preços de referência o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação 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. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais.

A informação prestada pelos comercializadores à ERSE é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet<sup>66</sup>.

---

<sup>65</sup> Nos termos do Despacho ERSE n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

<sup>66</sup> Na página da ERSE estão disponíveis diversas ferramentas de simulação. Os diversos simuladores disponíveis estão acessíveis em <http://www.erse.pt/pt/simuladores/Paginas/Simuladores.aspx>.

Adicionalmente, todos os comercializadores de gás natural informam a ERSE, trimestralmente, sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista. Esta informação é utilizada pela ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado retalhista, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou EUROSTAT, por exemplo).

## TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de gás natural sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE começou a disponibilizar, em agosto de 2012, na sua página na internet um simulador que assegura informação objetiva aos consumidores de gás natural para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado, o simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

O simulador de comparação de preços no mercado de gás natural foi alvo de uma reformulação e expansão de funcionalidades no final de 2014, com continuação em 2015. Esta intervenção surgiu na sequência do incremento do número e diversidade de propostas disponíveis para os consumidores de gás natural no âmbito do desenvolvimento dos mercados retalhistas. Procurou-se assim oferecer aos consumidores de gás natural um novo conjunto de funcionalidades que lhes permitissem personalizar a sua simulação de modo a melhor se adaptar aos seus requisitos e necessidades e às suas características de consumo. Estas funcionalidades relacionam-se com as modalidades de pagamento, de contratação e com a disponibilização de serviços adicionais.

De forma garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

Acresce que nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, os comercializadores que pretendam abastecer clientes com consumos anuais de gás natural inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n) devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na Internet, ofertas públicas de fornecimento de gás natural<sup>67</sup>. Adicionalmente, quando expressamente solicitado, o comercializador deve apresentar uma

---

<sup>67</sup> Artigo 87.º do Regulamento de Relações Comerciais, disponível em [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC\\_GN2016\\_DR.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_GN2016_DR.pdf).

proposta de fornecimento de gás natural no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n) e de 12 dias úteis nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente<sup>68</sup>. Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativas à parcela das tarifas de acesso às redes, indicação do volume de gás natural medido e fatores de conversão para energia (de m<sup>3</sup> para kWh) e da rotulagem do gás natural.

As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>69</sup>. No que respeita às regras de medição, as ligações às redes das instalações de clientes com consumo anual igual ou superior a 100 000 m<sup>3</sup> (n) estão equipadas com sistemas de medição de leitura remota (telecontagem). Para consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n) e inferiores a 100 000 m<sup>3</sup> (n), a periodicidade da leitura, a realizar pelo operador da rede de distribuição, é mensal, e para consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> (n), a periodicidade é bimestral (2 em 2 meses)<sup>70</sup>.

O operador da rede de distribuição está ainda obrigado a disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico gratuito para a comunicação de leituras e um atendimento telefónico permanente e gratuito para a comunicação de avarias e emergências<sup>71</sup>.

#### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-4 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2015, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado. É observável que, do total do consumo com exceção dos centros eletroprodutores, cerca de 95% são assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

---

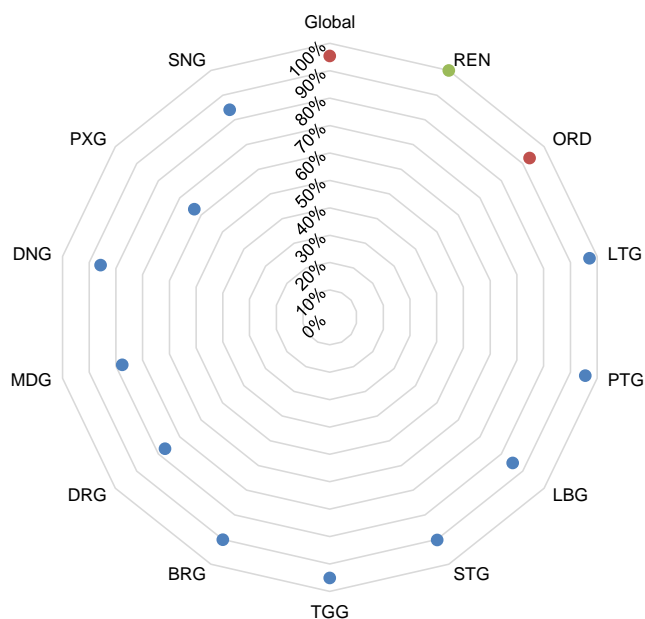
<sup>68</sup> *Idem*.

<sup>69</sup> Aprovado pelo Despacho n.º 1801/2009, de 14 de janeiro.

<sup>70</sup> Nos termos do artigo 241.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural, disponível em [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC\\_GN2016\\_DR.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_GN2016_DR.pdf).

<sup>71</sup> Nos termos do artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço, disponível em [http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/RQS\\_GN\\_abril\\_2013.pdf](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/RQS_GN_abril_2013.pdf).

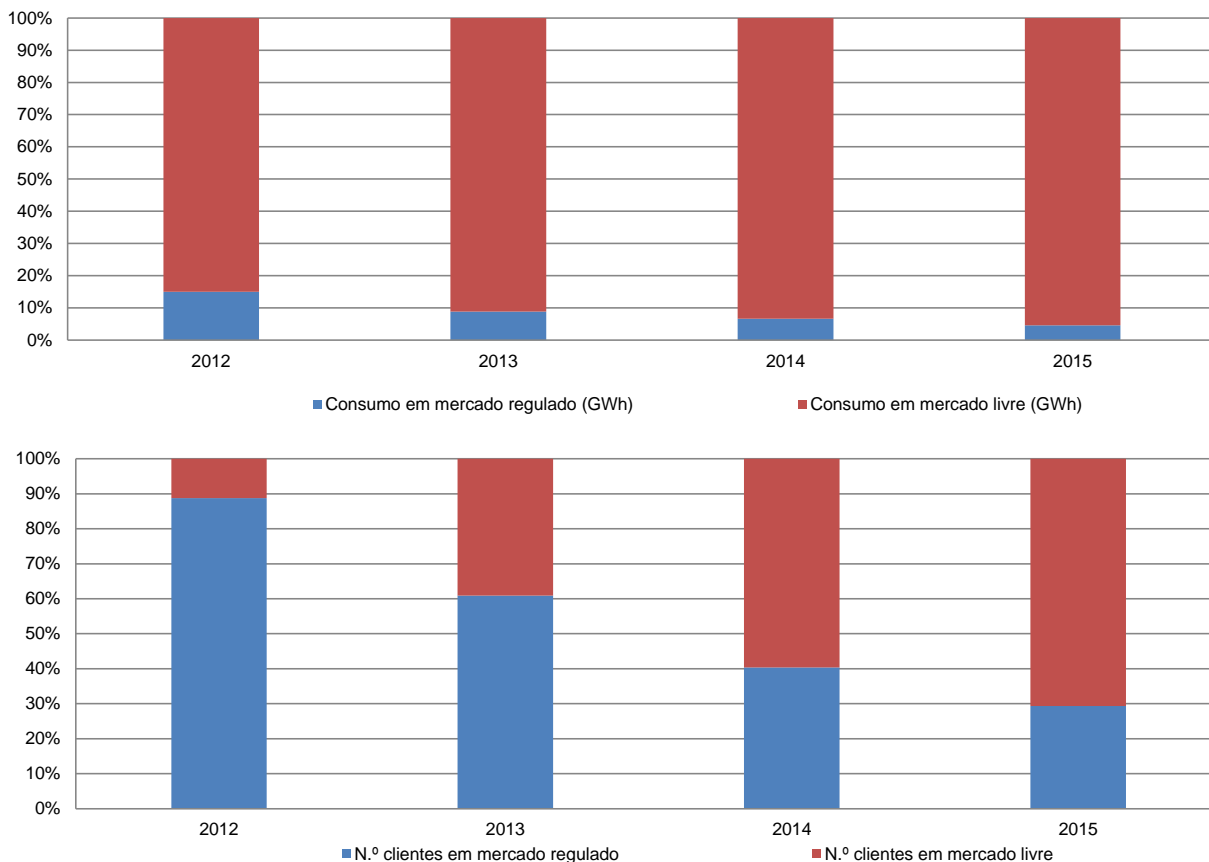
**Figura 4-4 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2015**



Fonte: dados REN Gasodutos. Nota: BRG – Beiragás, DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás. END – Endesa; GNF – Gas Natural Fenosa; INCR – Incrygas; Golden – Goldenergy.

O aumento da dimensão do mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-5, deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes incluindo os residenciais. Com esta evolução, em 2015 o consumo em mercado já representa mais de 89% do consumo total.

Figura 4-5 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2012 a 2015

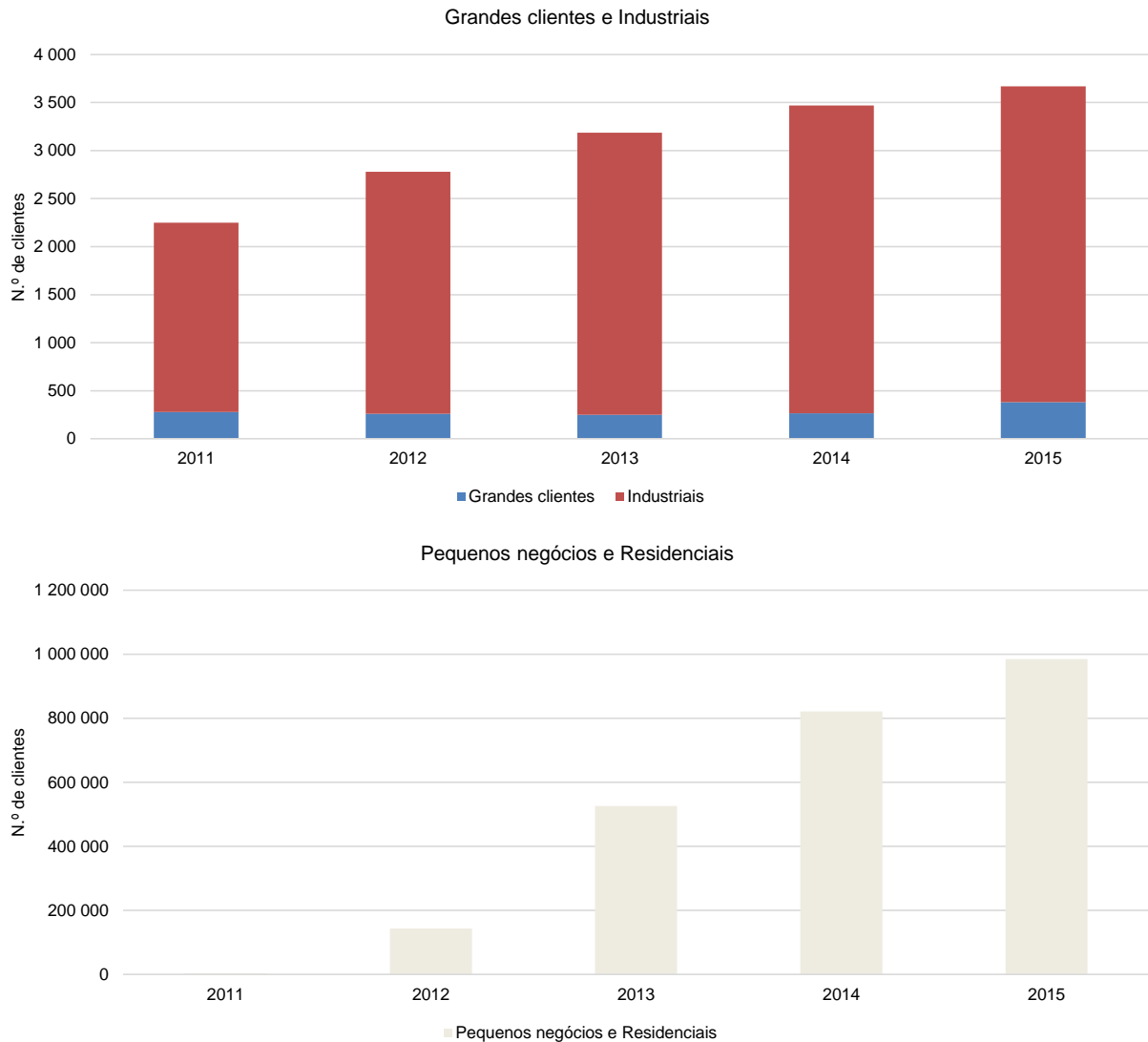


Fonte: dados REN Gasodutos

Quanto ao número total de clientes, o aumento da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais e pequenos negócios (segmentos com consumo inferior a 10 mil m<sup>3</sup>), que em 2015 aumentou cerca de 20 % face ao ano anterior (vide Figura 4-6). Em 2015, cerca de 71% do número de clientes já está no mercado livre.

Na Figura 4-6 pode observar-se ainda que em 2015 o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes com um consumo superior a 1 milhão de m<sup>3</sup>, teve um crescimento elevado no mercado livre, com um aumento de 44% face a 2014, enquanto o número de clientes industriais (com um consumo entre 10 mil m<sup>3</sup> e 1 milhão de m<sup>3</sup>) aumentou 3%.

**Figura 4-6 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2011 a 2015**



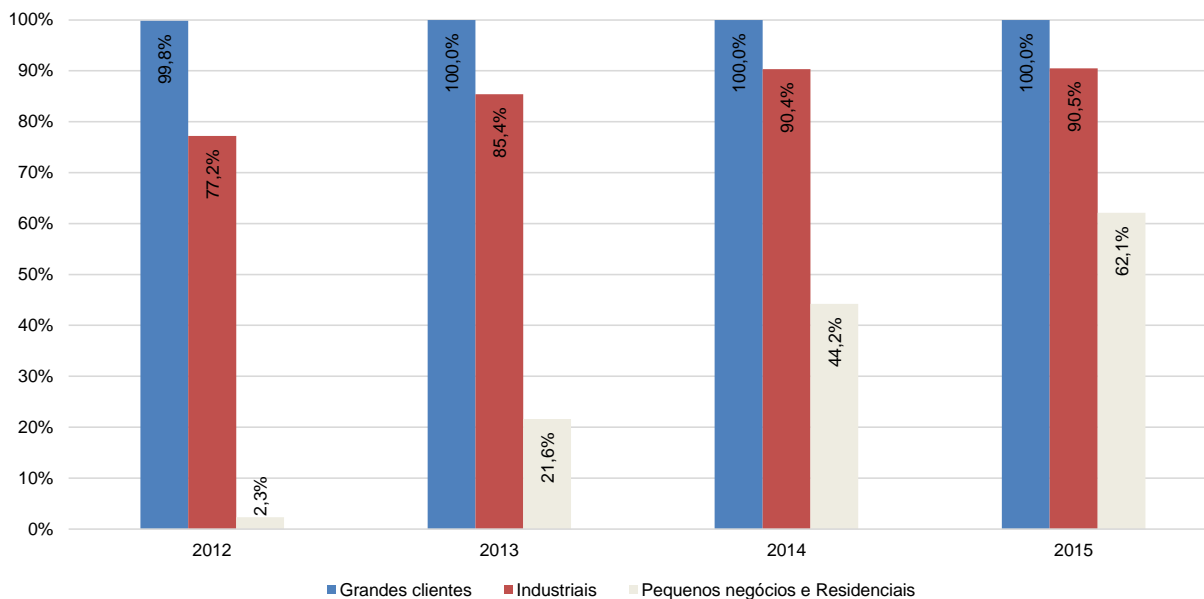
Fonte: dados REN Gasodutos

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-7, sendo observável que, no ano de 2015, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a mais de 98% do consumo de clientes industriais.

De forma global, os valores específicos ao segmento de clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que globalmente quase 99% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.



Figura 4-7 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2012 a 2015



Fonte: dados REN Gasodutos

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, aparecendo também o segmento de clientes residenciais com uma competitividade elevada, sendo que nenhum comercializador tem uma quota superior a 50% no final de 2015, tendo a presença do número de comercializadores neste segmento continuado a aumentar durante o ano.

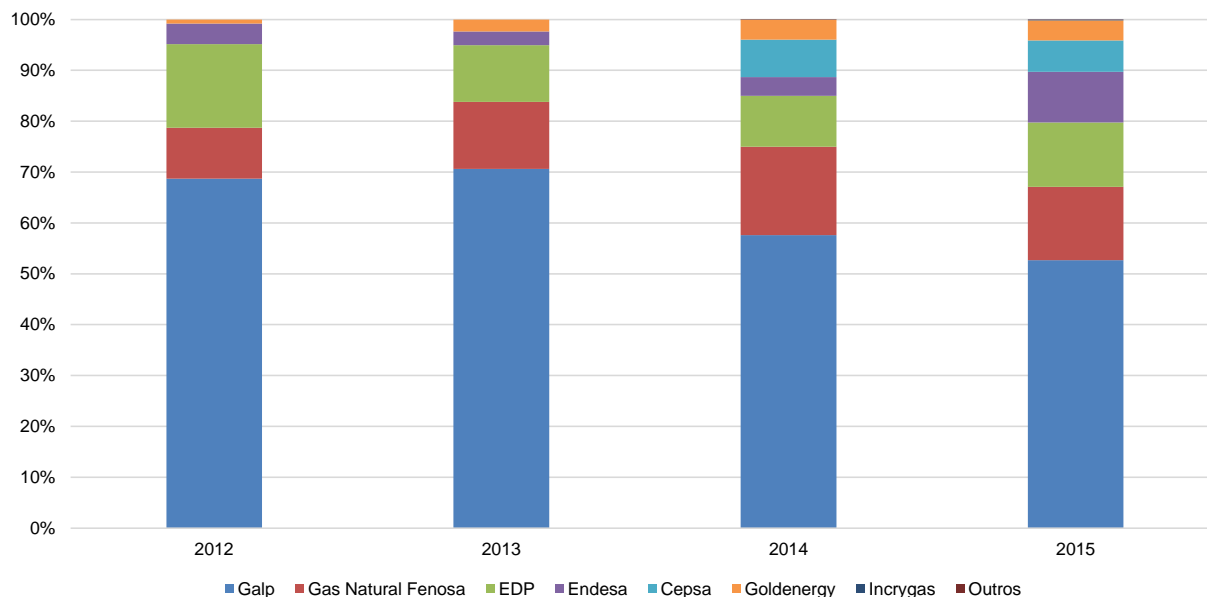
O segmento doméstico, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando a quase totalidade dos clientes, mas representando apenas cerca de 6% do consumo total neste mercado.

No final de 2015, encontravam-se a operar em mercado 9 comercializadores, estando 8 presentes no segmento dos consumidores domésticos. O número de ofertas disponíveis para clientes com consumo inferior a 10 000 m<sup>3</sup> é cada vez maior, tendo sentido a ERSE necessidade de criar condições de acesso à informação mais efetivas para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas implementar. Deste modo, a ERSE estabeleceu uma Diretiva (Diretiva n.º 6/2015) acerca da prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo das condições harmonizadas de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental.

Deste modo, o crescimento do mercado liberalizado e a redução da concentração global empresarial em 2015, associados a uma maior e melhor disponibilização de informação aos consumidores, registou uma redução da concentração no segmento de menor consumo, ou seja, no segmento de clientes domésticos. A redução de quota de mercado do grupo Galp, principal operador no mercado do gás natural, é visível a

partir de 2014, tendo passado de uma quota de cerca de 70% do consumo em 2013 para aproximadamente 53% em 2015, conforme se pode extrair da Figura 4-8.

**Figura 4-8 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2012 a 2015**

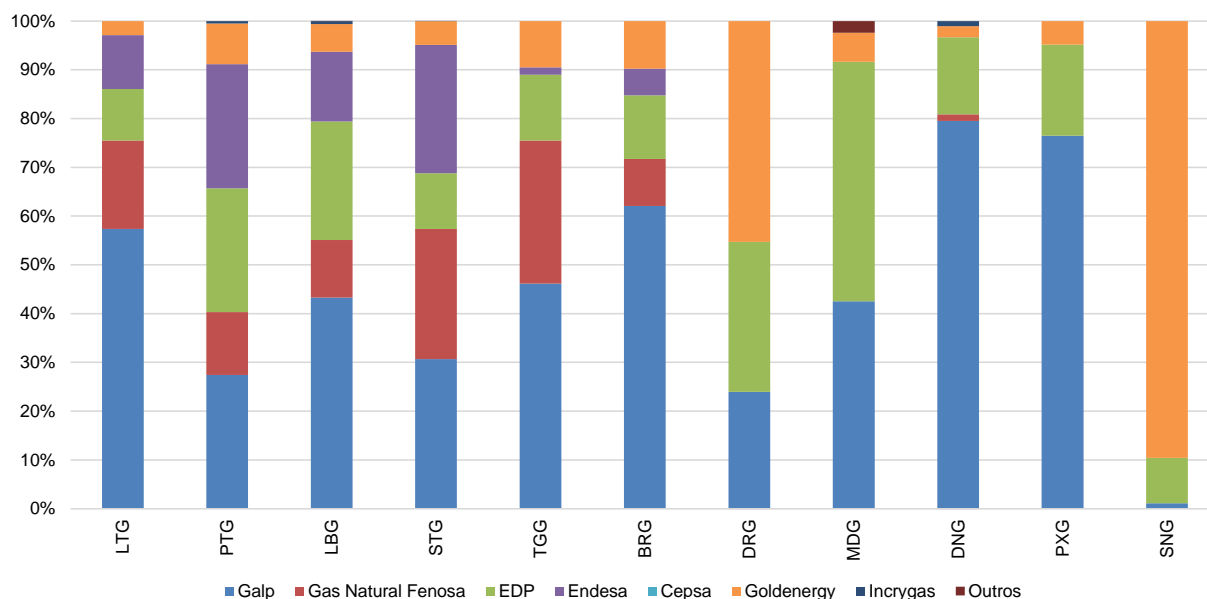


Fonte: dados REN Gasodutos

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, tendo cerca de 25% dos consumidores de gás natural mudado de fornecedor em 2015.

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-9. Ao contrário do que tem vindo a acontecer em anos anteriores, em 2015 o grupo Galp detém uma quota de mercado superior a 50% nas redes de distribuição da Beiragás (BRG), da Dianagás (DNG) e da Paxgás (PXG).

**Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2015**



Fonte: dados REN Gasodutos

Em 2015, o grupo EDP ocupou a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição mais expressiva nas redes de distribuição operadas pela Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Duriensegás (DRG) e Medigás (MDG).

Salienta-se ainda a Goldenergy, que continua a ocupar posições maioritárias nas redes de distribuição da Duriensegás e da Sonorgás (SNG).

A Endesa tem cerca de  $\frac{1}{4}$  das quotas de mercado nas áreas concessionadas pela Portgás e pela Setgás, e a Gás Natural Fenosa nas áreas da Setgás e da Tagusgás.

Em 2014 foi iniciada uma auditoria, prevista pela regulamentação da ERSE com uma periodicidade de 2 em 2 anos, aos procedimentos de mudança de comercializador. Esta auditoria incidiu sobre o cumprimento do estabelecido nos procedimentos de mudança de comercializador estipulados pela ERSE, nomeadamente na garantia de transparência e não discriminação na utilização da plataforma utilizada para que a mudança de comercializador se processe e cumprimento dos prazos de reporte. A auditoria foi concluída em 2015.

O auditor identificou algumas reservas, nomeadamente no que respeita a prazos de respostas ultrapassados por parte de comercializadores ou operadores de rede, ou motivos de objeção atribuíveis aos diversos intervenientes em cada fase do processo de mudança, os quais não se encontravam previamente estipulados no quadro regulamentar aplicável. Foram feitas sugestões para ultrapassar as

situações que não se encontravam em conformidade com os procedimentos de mudança de comercializador.

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista, em forma de relatório trimestral, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

#### 4.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER UMA CONCORRÊNCIA EFICAZ

##### **RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO**

Em 2015, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, considerando que ainda se mantem em vigor o regime de tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, com consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m<sup>3</sup> (tarifas transitórias). Salienta-se todavia, que anualmente, a ERSE publica no documento de justificação das tarifas e preços aprovados, os valores das tarifas aditivas. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. A tarifa de energia corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista, 23,56 €/MWh, não incluindo os fatores de agravamento estabelecidos por Portaria do membro do Governo responsável pela área de energia<sup>72</sup>. Esta informação permite a identificação dos custos de cada uma das atividades, incluindo os valores da comercialização<sup>73</sup>.

##### **MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA**

A ERSE publica anualmente um relatório, decorrente da Recomendação n.º 2/2013, relativa a aspetos da contratação de gás natural relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia.

O número de ofertas disponíveis para clientes com consumo inferior a 10 000 m<sup>3</sup> tem vindo a aumentar, tendo sentido a ERSE necessidade de criar condições de acesso à informação mais efetivas para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas, nomeadamente

---

<sup>72</sup> Nos termos da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril.

<sup>73</sup> Informação disponível no capítulo 7.3 do documento justificativo de tarifas e preços de 2015-2016, acessível em <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/2015a2016/Documents/Tarifas%20GN%202015-2016.pdf>.

através da publicação da Diretiva n.º 6/2015, acerca da prestação pré-contratual e contratual aos consumidores mencionada anteriormente.

#### DÉFICE TARIFÁRIO

No setor do gás natural não há reporte de défice tarifário.

### 4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor do gás natural são da responsabilidade do Governo, que delegou na Direção Geral de Energia e Geologia a responsabilidade da sua monitorização<sup>74</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

#### 4.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

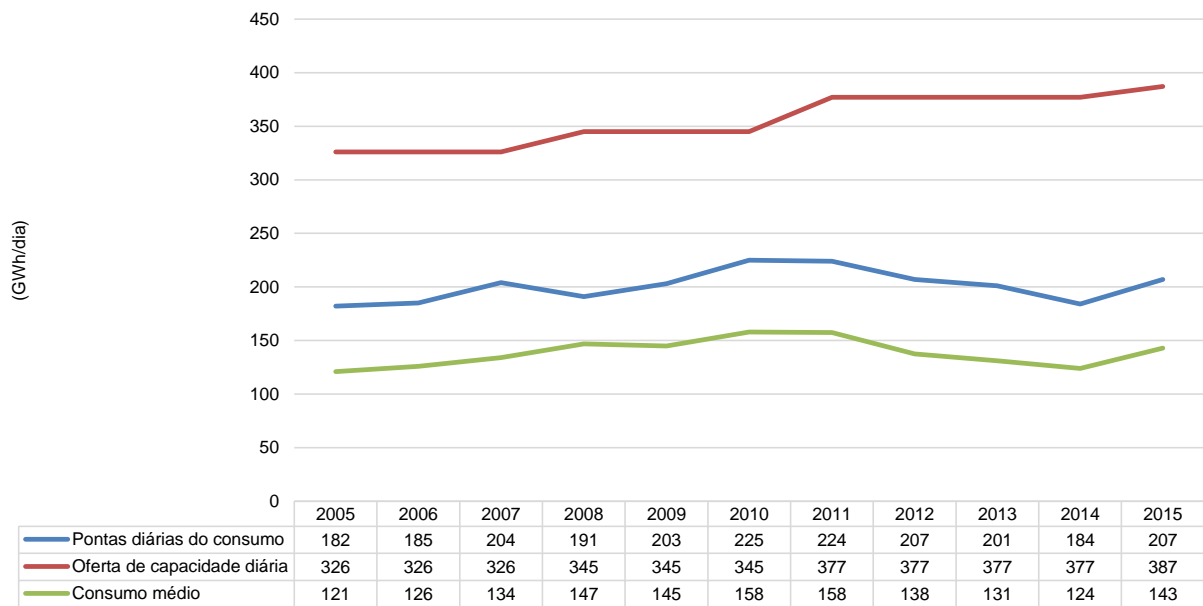
A Figura 4-10 apresenta a evolução da oferta de capacidade no SNGN<sup>75</sup>, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, entre 2005 e 2015.

---

<sup>74</sup> Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231-B/2012, de 26 de outubro.

<sup>75</sup> A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

**Figura 4-10 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2005 a 2015**



Fonte: dados REN Gasodutos

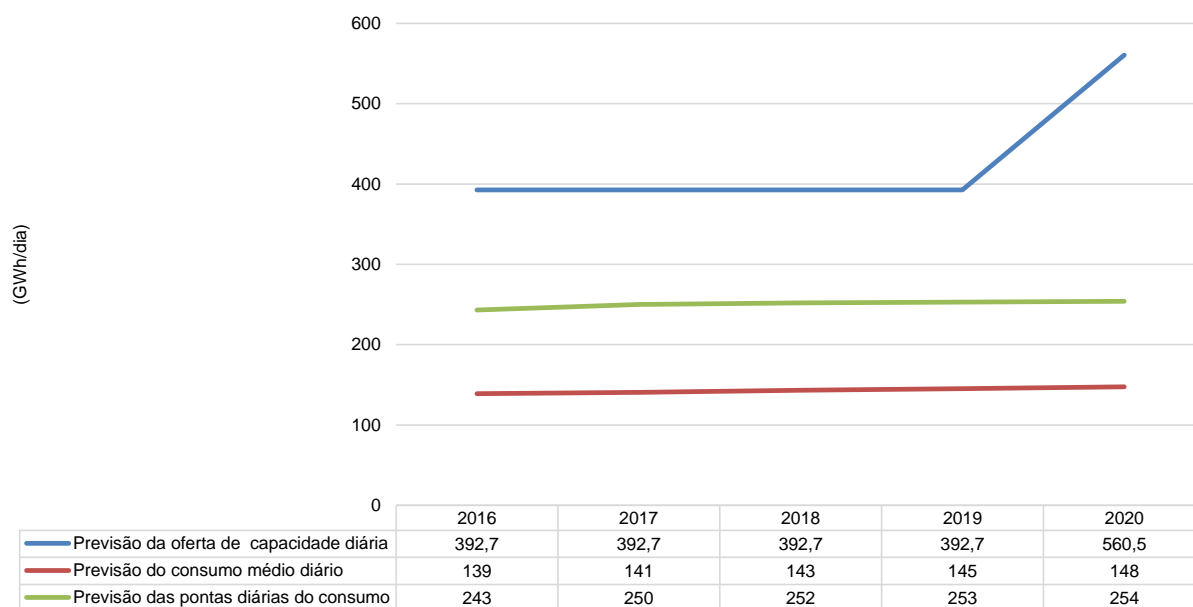
A análise da figura anterior permite constatar uma grande folga entre a oferta de capacidade no SNGN e as pontas de consumo, em especial a partir da entrada em exploração do terminal de GNL de Sines no ano de 2004. No ano de 2015, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram, respetivamente, 37% e 53,5%, da oferta de capacidade de entrada no SNGN, o que é representativo da folga existente entre a capacidade disponível para fins comerciais e a capacidade utilizada.

A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTGN, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

#### 4.3.2 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-11 apresenta as previsões para as evoluções da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2016 até 2020.

**Figura 4-11 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2016 a 2020**



Fonte: dados REN Gasodutos

Através da análise da figura acima é notória a folga confortável entre a capacidade disponível para fins comerciais e a previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. De acordo com as previsões da REN para o ano 2020, o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão, respetivamente, 26% e 45% da oferta de capacidade de entrada no SNGN.

#### 4.3.3 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

O mercado nacional é abastecido, maioritariamente, através de gás natural proveniente da Argélia e GNL da Nigéria. Com efeito, a construção do terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração decorreu em 2004, teve como uma das principais motivações a diversificação das fontes de aprovisionamento e o incremento da segurança de abastecimento.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, a diversificação das fontes de aprovisionamento e a cobertura das pontas de consumo é a integração do mercado português no âmbito de um mercado ibérico. Com efeito, no ano de 2013, a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, teve como consequência um incremento da utilização das interligações, passando o mercado nacional a beneficiar da diversificação de fontes de aprovisionamento existente em Espanha.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo, do lado da oferta, estão igualmente previstas e implementadas medidas do lado da procura, nomeadamente a interruptibilidade de grandes consumidores. Com efeito, as centrais

eletroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi fuel, tendo-lhes sido concedido o estatuto de interruptibilidade pela DGEG, para efeitos de constituição de reservas de segurança. Neste contexto, torna se possível atuar do lado da procura numa situação de cobertura de pontas ou de rutura de fornecimentos ao SNGN.

O enquadramento legislativo em vigor prevê ainda a constituição de reservas de segurança, as quais têm como finalidade dotar o SNGN de meios para responder a situações de quebra de fornecimento e/ou cobertura de pontas extremas de consumo. Neste contexto, o reforço da infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e o reforço da componente de armazenamento do terminal de GNL de Sines permitem garantir o cumprimento das obrigações de serviço público estabelecida na legislação nacional e na regulamentação comunitária, nomeadamente o estabelecido no Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro, respetivamente.



## 5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

### 5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A incumbência de a ERSE proteger os direitos e interesses dos consumidores de energia traduz-se na prossecução de determinadas funções e consequente realização de tarefas diversas, tendo como referência o próprio quadro normativo aplicável. Neste sentido, em 2015 destacaram-se medidas legislativas com efeitos diretos na atuação da ERSE, a qual, por sua vez, desenvolveu atividade regulamentar em prol da implementação das opções legislativas publicadas, desencadeou mecanismos de verificação do cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis, disponibilizou informação e esclarecimento aos consumidores, bem como participou de forma ativa na resolução dos litígios submetidos à sua intervenção.

Assim, em 2015 salientaram-se as seguintes iniciativas legislativas:

- Publicação da Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, a qual transpõe para o ordenamento jurídico Português a Diretiva 2013/11/EU do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, relativa à resolução alternativa de litígios de consumo. A referida Lei vem estabelecer os princípios e as regras aplicáveis ao funcionamento das entidades RAL, aos procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo e ao próprio enquadramento jurídico das entidades RAL em Portugal as quais passam a funcionar em rede.
- Publicação do Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro, que procede à alteração ao Decreto – Lei n.º 195/99, de 8 de junho, prorrogando assim o prazo para a apresentação dos pedidos de restituição aos consumidores do valor das cauções dos serviços públicos essenciais, como é o caso da eletricidade e gás natural, criando ainda obrigações adicionais de informação aos consumidores a quem as cauções ainda não foram devolvidas.
- Publicação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que altera os Decretos-Lei n.º 74/2012, de 26 de março; 75/2012, de 26 de março; 66/2010, de 11 de junho e o 104/2010 de 29 de setembro, os quais estabelecem o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e com consumos de baixa tensão normal, e estabelece a proibição dos comercializadores em mercado livre indexarem os preços do contrato à tarifa transitória de venda a clientes finais.
- Publicação do Decreto-Lei 205/2015, de 23 de setembro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva n.º 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005.

- A Portaria n.º 237/2015, de 12 de agosto, que altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que veio definir os novos procedimentos e condições para a atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.

Das medidas de natureza regulamentar que em 2015 tiveram maior impacto na proteção dos consumidores destacam-se os seguintes aspetos:

- A obrigatoriedade de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade e gás natural em Portugal Continental.
- Procedimentos operativos de detalhe para os acordos de faturação.
- Guia de medição, leitura e disponibilização de dados de energia elétrica em Portugal continental

Ao nível da verificação do cumprimento das disposições regulamentares por si aprovadas, a ERSE promoveu a realização de auditorias, nomeadamente sobre os procedimentos de mudança de comercializador do setor elétrico e do setor do gás natural. Acresce ainda a realização de inspeções sobre a aplicação do apoio social extraordinário ao consumidor de energia e à tarifa social.

A ERSE também verificou e acompanhou as alterações introduzidas por alguns comercializadores em regime de mercado nas condições gerais dos contratos de fornecimento propostos e as apresentadas por novos comercializadores.

Na informação aos consumidores, além da resposta a pedidos individualmente apresentados, tratados em sede da gestão da conflitualidade, a ERSE procede à elaboração e atualização de conteúdos informativos divulgados através do Portal do Consumidor de Energia, integrado na página institucional da ERSE na internet. Também com o objetivo de fomentar um melhor esclarecimento aos consumidores de energia, de forma direta ou indireta, a ERSE dinamiza ou participa a convite de outras entidades sessões de informação e de formação sobre as questões que mais preocupam os consumidores de eletricidade e de gás natural. Em 2015, a ERSE esteve presente em diversos eventos, tendo sido dado particular destaque aos temas da resolução alternativa de litígios, da extinção das tarifas reguladas e da mudança de comercializador.

Na vertente da resolução de conflitos de natureza comercial e contratual, a ERSE faz uso dos procedimentos da mediação e da conciliação, através dos quais pode recomendar a resolução do litígio ou sugerir às partes que por acordo obtenham uma solução, sem que a possa impor às partes envolvidas. Em paralelo, na sequência de uma análise casuística, a ERSE recomenda o recurso à arbitragem, em especial a efetuada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes. No número seguinte, contempla-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações levado a cabo em 2015 pela ERSE.

## 5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

A ERSE intervém diretamente na resolução de litígios, fomentando o recurso à arbitragem voluntária e fazendo uso de outros mecanismos de resolução de litígios de carácter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE promove inspeções frequentes aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de eletricidade e de gás natural para aferir da sua conformidade à lei e aos regulamentos do setor, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

Em 2015, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE recebeu 24 758 reclamações, das quais 19 898 eram relativas ao setor elétrico e 4 838 ao setor do gás natural.

Do total das reclamações recebidas, 13 640 (cerca de 55%) foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações das empresas reclamadas, sendo que deste total 11 438 respeitam ao setor elétrico e 2 202 ao setor do gás natural.

A faturação, a qualidade de serviço comercial, a interrupção do fornecimento e o contrato de fornecimento continuaram a ser os temas que mais suscitaram a intervenção da ERSE em 2015, no setor elétrico e no setor do gás natural.

Em 2015, a ERSE recebeu igualmente um total de 2 289 pedidos de informação, sendo de destacar as solicitações de informação referentes a tarifas e preços (410); à mudança de comercializador (358); contrato de fornecimento (337) e faturação (298).

Todos os dias úteis, entre as 15h e as 18h, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE presta informação através de uma linha telefónica dedicada, de custo reduzido<sup>76</sup>.

---

<sup>76</sup> O consumidor paga o custo de uma chamada local, sendo o resto do custo imputado à ERSE.

## ANEXOS

### I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- 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)
- bcm – *billion cubic meters*
- 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 com potência contratada superior a 41,4 kW)
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)
- CAE – Contratos Aquisição de Energia Elétrica
- CAPEX – *Capital Expenditure*
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia*
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
- CNMV – *Comisión Nacional de Mercados de Valores*
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- ERI – *Electricity Regional Initiative*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

- FCFS – *First Come First Served*
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GRI – *Gas Regional Initiative*
- GRMS - *Gas Regulation and Measurement Station*
- GWh – Gigawatt hora
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar)
- MPAI – Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
- OMI – Operador do Mercado Ibérico
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PRE – Produção em Regime Especial
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- REN – REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural
- SWE REM – Sudoeste da Europa *Regional Electricity Market*
- TR – Tempo Real
- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- WACC – *Weighted Average Cost of Capital*

## II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

### A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, que transpõe a Diretiva 2013/11/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, que estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo
- Lei n.º 75/2015, de 28 de julho, que estabelece o regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis
- Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime Sancionatório do Setor Energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, as Diretivas n.os 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural e revogam as Diretivas n.os 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003
- Decreto-Lei 205/2015, de 23 de setembro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva n.º 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que altera os Decretos-Lei n.º 74/2012, de 26 de março; 75/2012, de 26 de março; 66/2010, de 11 de junho e o 104/2010 de 29 de setembro, os quais estabelecem o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e com consumos de baixa tensão normal, e estabelece a proibição dos comercializadores em mercado livre indexarem os preços do contrato à tarifa transitória de venda a clientes finais
- Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, prorrogando assim o prazo para a apresentação dos pedidos de restituição aos consumidores do valor das cauções dos serviços públicos essenciais, como é o caso da eletricidade e gás natural,

ciando ainda obrigações adicionais de informação aos consumidores a quem as cauções ainda não foram devolvidas

- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que procede à primeira alteração ao Decreto -Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e à primeira alteração ao Decreto -Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da referida tarifa social a clientes finais considerados economicamente vulneráveis
- Decreto-Lei n.º 231/2012, 26 de outubro, que procede à terceira alteração ao Decreto -Lei n.º 140/2006, de 26 de julho e conclui a transposição da Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho
- Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto -Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e completa a transposição da Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho. Dá ainda execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, e ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva n.º 2004/67/CE, do Conselho
- Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e completa a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade
- Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade
- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril, que aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020



- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, que estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS)
- Portaria n.º 237/2015, de 12 de agosto, que altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que veio definir os novos procedimentos e condições para a atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social
- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, que procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional
- Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural
- Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico
- Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro de 2014, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico
- Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e o respetivo Manual de Procedimentos
- Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes às Infraestruturas e às Interligações (RARII)
- Regulamento n.º 139-A/2013, de 16 de abril, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental
- Diretiva 15/2015, de 9 de outubro, da ERSE, que estabelece as margens comerciais dos agentes de mercado
- Diretiva n.º 8/2015, de 27 de maio, da ERSE, que detalha os procedimentos operativos de detalhe para aplicação desses acordos

- Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, da ERSE, relativa à prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental
- Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI)
- Diretiva n.º 23/2013, de 22 de novembro, da ERSE, relativa à diferenciação de imagem no setor elétrico
- Diretiva n.º 21/2013, de 22 de novembro, da ERSE, que aprova os prazos para a classificação de Eventos Excecionais e para o envio de informação à ERSE
- Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, da ERSE, que aprova os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço
- Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND
- Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados
- Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia elétrica, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados. Este despacho vem alterar o Despacho n.º 9244/2009, integrando algumas alterações na metodologia de cálculo dos preços de referência e dos preços médios praticados
- Despacho n.º 1801/2009, de 14 de janeiro, da ERSE, que procede à revisão trimestral a aplicar aos preços de energia das tarifas de gás natural no 1.º trimestre de 2009
- Decisão n.º 1/2014, de 21 de fevereiro, da ERSE, que aprova os processos de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha
- Recomendação n.º 2/2013, relativa a aspetos da contratação de eletricidade relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia

## B. LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

- Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, que altera a Diretiva 2003/87/CE a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa
- Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE
- Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE
- Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE
- Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE
- Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos
- Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados
- Regulamento de Execução (UE) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro de 2014, relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.ºs 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia
- Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, relativo à apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho
- Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural
- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011 relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT)
- Regulamento (CE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva 2004/67/CE do Conselho

- Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005
- Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003

### III. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

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

Nota: Interrupções longas - Interrupções com uma duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.