

**RELATÓRIO ANUAL  
SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE  
E DE GÁS NATURAL EM 2016  
PORTUGAL**

Julho de 2017

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	Funcionamento técnico .....	7
3.1.1.1	Balanço.....	7
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica.....	10
3.1.1.3	Ligações às redes.....	13
3.1.1.4	Medidas de salvaguarda.....	15
3.1.1.5	Fontes de energia renováveis.....	15
3.1.2	Tarifas de acesso às redes .....	18
3.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações .....	24
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 .....	31
3.2.2	Mercado retalhista .....	46
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	47
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	56
3.3	Segurança de abastecimento .....	58
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 .....	63
<b>4</b>	<b>MERCADO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>65</b>
4.1	Regulação das redes .....	65
4.1.1	Funcionamento técnico .....	65
4.1.1.1	Balanço.....	65
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares .....	66
4.1.1.3	Acesso de terceiros ao armazenamento .....	66
4.1.1.4	Ligações às redes.....	67
4.1.1.5	Qualidade de serviço técnica.....	68
4.1.2	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação .....	70
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações .....	76
4.2	Promoção da concorrência.....	79
4.2.1	Mercado grossista .....	79
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	79
4.2.2	Mercado retalhista .....	83

4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência .....	83
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz .....	93
4.3	Segurança de abastecimento .....	93
4.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura .....	94
4.3.2	Evoluções previstas da procura e da oferta .....	95
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento .....	95
<b>5</b>	<b>PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE .....</b>	<b>97</b>
5.1	Proteção dos consumidores .....	97
5.2	Gestão da conflitualidade .....	98
<b>6</b>	<b>OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE .....</b>	<b>101</b>
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte .....	101
6.2	Desenvolvimentos legislativos .....	101
6.3	Mobilidade elétrica .....	103
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>105</b>
I.	Lista de siglas e acrónimos .....	105
II.	Lista de diplomas legais .....	109
A.	Legislação nacional .....	109
B.	Legislação comunitária .....	115
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico) .....	117

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2016 .....	8
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2016 .....	8
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2016 .....	9
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2012 a 2016 .....	17
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2012 a 2016 .....	17
Figura 3-6 - Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2016, decomposto por atividade .....	21
Figura 3-7 - Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2016 .....	21
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2008 a 2016 .....	26
Figura 3-9 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2012 a 2016 .....	32
Figura 3-10 – Volatilidade de preço <i>spot</i> , 2012 a 2016 .....	33
Figura 3-11 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2015 e 2016 .....	34
Figura 3-12 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2012 a 2016 .....	35
Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2015 e 2016 .....	36
Figura 3-14 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2014 a 2016 .....	37
Figura 3-15 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2014 a 2016 .....	38
Figura 3-16 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2012 a 2016 .....	38
Figura 3-17 – Comunicação de factos relevantes, 2016 .....	40
Figura 3-18 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada), 2012 a 2016 .....	41
Figura 3-19 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2012 a 2016 .....	42
Figura 3-20 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2012 a 2016 .....	42
Figura 3-21 – Quotas de energia produzida por agente, 2012 a 2016 .....	43
Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2012 a 2016 .....	44
Figura 3-23 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2012 a 2016 .....	45
Figura 3-24 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (mono e duais) consumidor tipo 2 em 2016 .....	49
Figura 3-25 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2012 a 2016 .....	52
Figura 3-26 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2012 a 2016 .....	53
Figura 3-27 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2011 a 2016 .....	54
Figura 3-28 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2012 a 2016 .....	55
Figura 3-29 – Mudança de comercializador, 2013 a 2016 .....	55
Figura 4-1 - Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	73
Figura 4-2 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	73

Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2012 a 2016 .....	82
Figura 4-4 - Preço das ofertas comerciais de gás natural (mono e duais) consumidor tipo 2 em 2016 .....	85
Figura 4-5 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2016 .....	87
Figura 4-6 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2013 a 2016 .....	88
Figura 4-7 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2012 a 2016 .....	89
Figura 4-8 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2013 a 2016 .....	90
Figura 4-9 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2013 a 2016 .....	91
Figura 4-10 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2016 .....	92
Figura 4-11 – Evolução da capacidade de oferta no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2006 a 2016 .....	94
Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2017 a 2021 .....	95

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2016 .....	11
Quadro 3-2 – Tarifas de acesso às redes para 2016 .....	19
Quadro 3-3 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2016 .....	26
Quadro 3-4 – Estatística relativa ao BALIT, 2016 .....	28
Quadro 3-5 – Défice tarifário, 2016 .....	58
Quadro 3-6 – Margem de capacidade do SEN, 2012 a 2016 .....	59
Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo, 2016 vs. 2015 .....	60
Quadro 3-8 – Repartição da produção, 2012 a 2016 .....	60
Quadro 3-9 – Potência máxima anual, 2012 a 2016 .....	61
Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor, 2016 vs. 2015 .....	62
Quadro 3-11 – Evolução prevista para as energias renováveis 2018 e 2020 .....	63
Quadro 4-1 - Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas para o ano gás 2016-2017 .....	72
Quadro 4-2 - Evolução tarifária por atividade 2017-2016/2016-2015 .....	72

## 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 2016. Incluem-se ainda as evoluções regulatórias com impacte no desenvolvimento futuro dos mercados.



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

O ano de 2016 contribuiu para a sedimentação do setor elétrico português e de algumas das tendências de evolução do setor. Não sendo marcado por eventos disruptivos, o setor reafirmou a liberalização do mercado retalhista e o incremento do número de comercializadores, a expansão da capacidade de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável e um *mix* de produção maioritariamente renovável, a redução da dívida tarifária e a disseminação gradual de inovação nas redes, na produção e na utilização da energia elétrica.

No setor do gás natural, o ano de 2016 representou um ano de crescimento moderado do consumo (sobretudo para utilização na produção de energia elétrica), de aprofundamento do mercado liberalizado e harmonização regulatória com Espanha e com a Europa. Estas últimas alterações, com reflexos imediatos importantes na atividade dos agentes do mercado de gás natural, só serão visíveis para os consumidores finais mais tarde, à medida que essa harmonização se traduza no aumento do número de agentes ativos no mercado e no aumento das trocas comerciais de gás natural.

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

No final de 2016, o mercado liberalizado elétrico cativa já mais de 92% do consumo total e mais de 4,7 milhões de consumidores. No caso do gás natural, excetuando os centros eletroprodutores, cerca de 96% do consumo está no mercado liberalizado. Outro indicador importante é a taxa anual de mudança de comercializador. No setor elétrico este indicador é de 21% (sendo maioritariamente entre clientes que já estão no mercado), sendo no setor do gás cerca de 20%. Descontando alguns movimentos pontuais, as quotas de mercado na comercialização permanecem estáveis. Pode dizer-se que o mercado liberalizado de eletricidade atravessa uma fase de estabilização.

### *Alterações ao regime da tarifa social para consumidores vulneráveis*

No final do primeiro trimestre de 2016, a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, alterou o regime legal da tarifa social para clientes vulneráveis, passando a elegibilidade dos clientes a ser automaticamente determinada com recurso a dados dos operadores de rede de distribuição, da Segurança Social e da Autoridade Tributária e Aduaneira, centralizados na Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Este novo procedimento, que ultrapassou o anterior regime de solicitação pelo cliente, teve como consequência um aumento significativo do número de clientes a aceder à tarifa social. No final do ano de 2016, as tarifas sociais de eletricidade e de gás natural contavam com mais de 800 mil clientes.

O atual regime de aplicação das tarifas sociais de eletricidade e gás natural faz depender o apoio da vulnerabilidade económica dos clientes titulares dos contratos, verificada através da inscrição num

conjunto de programas de apoio social ou da existência de rendimentos familiares *per capita* inferiores ao limiar estabelecido (apenas no caso da tarifa social elétrica). A elegibilidade é verificada automaticamente entre as entidades envolvidas e sinalizada aos comercializadores que devem, por sua vez, aplicar a tarifa social.

#### *Mercado grossista de eletricidade*

O funcionamento do mercado grossista elétrico foi marcado pela continuidade, apresentando particularidades associadas a um ano especialmente hidrológico. Os parques eletroprodutores em Portugal e Espanha têm diferenças que se traduziram numa inversão do sentido histórico dos trânsitos comerciais, tendo o ano de 2016 sido exportador para a área portuguesa do MIBEL. A elevada hidraulicidade também provocou um aumento do número de horas de separação entre as áreas portuguesa e espanhola, aumentando o *spread* absoluto de preços face a 2015.

O ano de 2016 foi propício para as tecnologias de produção a partir de energias renováveis, tendo registado menos emissões de gases com efeito de estufa e um conteúdo renovável (no *mix* de produção) de 57%. O ano foi marcado por um evento pontual de 4 dias de particular expressão das renováveis no setor elétrico. Durante 107 horas consecutivas, o setor elétrico de Portugal Continental foi abastecido a partir de energia solar, hídrica e eólica. Entre as 6h45 do dia 7 de maio e as 17h45 do dia 11, Portugal continental conseguiu abastecer a rede elétrica sem quaisquer emissões de carbono.

O parque eletroprodutor foi reforçado por novas centrais hídricas, na sequência da implementação de um programa nacional de promoção do aproveitamento hidroelétrico. Quanto aos investimentos previstos na produção elétrica, assinala-se a continuação do desenvolvimento da produção hídrica e de projetos de menor dimensão de aproveitamento eólico e solar fotovoltaico.

#### *Mercado grossista de gás natural*

Os preços de gás natural nos mercados internacionais proporcionaram um ano de 2016 relativamente estável em torno de uma referência de preço inferior à dos anos anteriores, permitindo uma redução dos preços no retalho. A nível grossista, 2016 quase anulou o *spread* de preços entre a Ásia e a Europa, que fez deslocar as entregas de gás natural liquefeito (GNL) para os mercados de maior preço. O ano ficou ainda marcado pelo primeiro fornecimento de GNL a partir dos Estados Unidos da América a chegar à Europa, que descarregou no Terminal de Sines. Os preços de gás natural no *hub* americano continuam significativamente abaixo dos preços na Europa.

O mercado ibérico de gás natural deu os primeiros passos, depois da plataforma de mercado ser iniciada em dezembro de 2015. Os reguladores de Portugal e Espanha trabalharam em conjunto com o operador do mercado no sentido de que as regras permitam a negociação de gás natural nos dois sistemas nacionais e entre estes.

Ainda no plano regulatório, sublinha-se a adoção do código de rede de balanço das redes de transporte, com alteração dos procedimentos de balanço desde outubro de 2016, que significa uma relevante harmonização europeia do funcionamento do mercado de gás natural. Esta matéria foi um dos principais temas da revisão dos regulamentos do setor do gás natural, feita pelo regulador em 2016.



### **3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1 REGULAÇÃO DAS REDES**

##### **3.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO**

###### **3.1.1.1 BALANÇO**

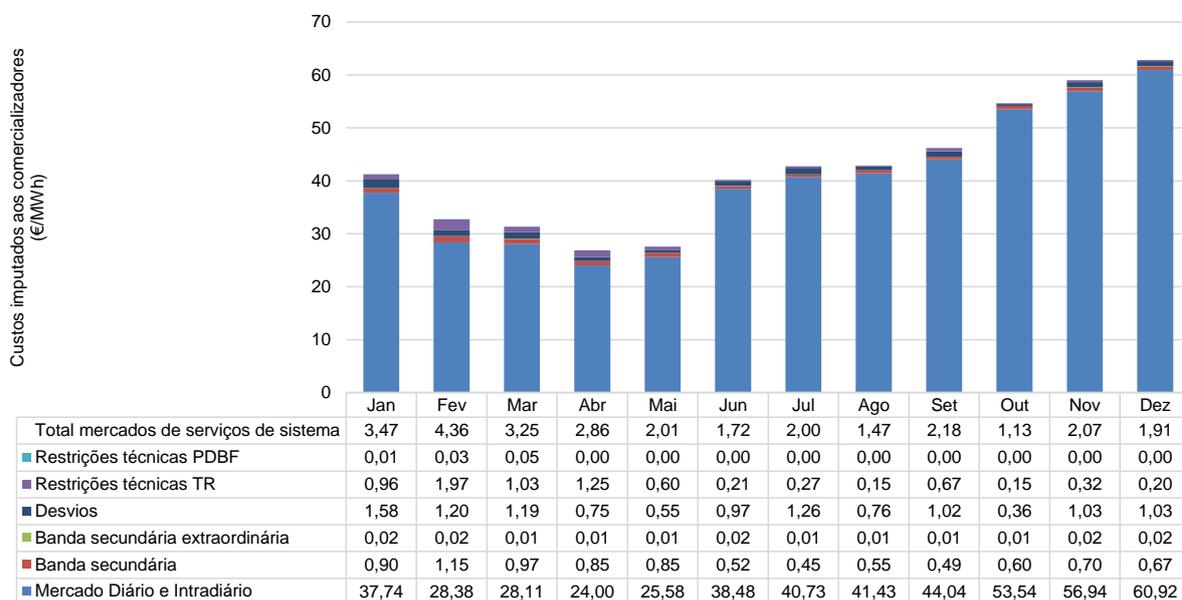
A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade e de resolução de restrições técnicas efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema.

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, em cada período horário, 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 mercado de serviços de sistema, nos custos imputados à procura em 2016, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço do mercado de serviços de sistema foi superior no 1.º trimestre, o que pode ser explicado com a maior volatilidade da produção, designadamente devido a uma forte componente eólica (índice de eolicidade superior a 1).

**Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2016**

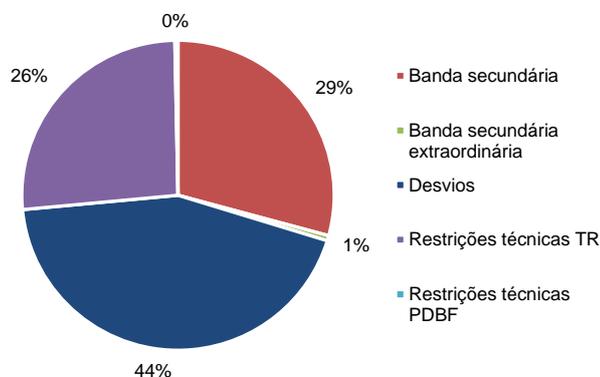


Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2016, um custo médio ponderado de cerca de 2,37 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário da ordem dos 39,99 €/MWh, o que traduz uma redução do preço médio de mercado de cerca de 20% face ao ano anterior, em contraciclo com o custo médio do mercado de serviços de sistema que aumentou 20%.

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.

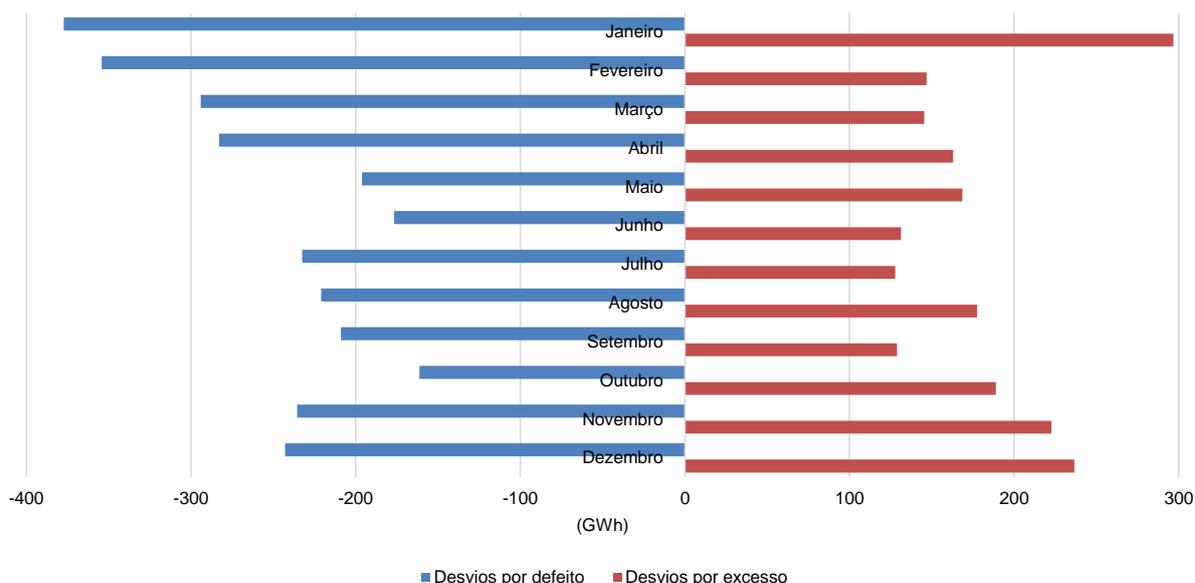
**Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2016**



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 através da participação no mercado de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio, por defeito e por excesso, verificadas ao longo de 2016. Em comparação com 2015, registou-se um aumento acentuado dos desvios por defeito.

**Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2016**



Fonte: dados REN

Em 2016 concluiu-se a auditoria ao mercado de banda de regulação secundária, determinada nos termos do artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril.

Esta auditoria visava a identificação da existência de um risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade dos contratos CMEC, relativamente à participação no mercado de serviços de sistema, que tenha originado no passado, ou, venha a originar, uma distorção de concorrência nesse mercado, à luz do enquadramento legal e procedimental em vigor à data, e à avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014, na correção das distorções de concorrência identificadas neste mercado.

As conclusões da auditoria referem a existência de indícios de desvios comportamentais, por parte de um agente de mercado produtor, levando também à existência de sobrecompensação económica no âmbito do mecanismo de revisibilidade previsto nos contratos CMEC.

A auditoria comprovou que os princípios da formação do preço da banda de regulação secundária e de proporcionalidade das quantidades oferecidas pelas centrais CMEC previstas nos artigos 2.º e 4.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, funcionaram no sentido de serem mais próximos dos comportamentos eficientes dos agentes que participam no mercado de banda de regulação secundária.

### 3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental, tanto o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)<sup>1</sup> como o Regulamento Tarifário (RT)<sup>2</sup>, apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço<sup>3</sup>.

#### **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).

Refira-se ainda que com a entrada em vigor do RQS, em 1 de janeiro de 2014, a avaliação do desempenho das redes de transporte e distribuição em termos de continuidade de serviço, para além das interrupções longas (duração superior a 3 minutos), passou também a considerar as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI.

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2016<sup>4</sup>.

---

<sup>1</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>2</sup> Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro de 2014, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

<sup>3</sup> Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

<sup>4</sup> Informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2016

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Não Excecionadas	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	-	0,116	0,220
	SAIFI (int)	-	0,025	0,013
	SAIDI (min)	-	0,111	0,168
	MAIFI (int)	-	0,038	-
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,004	0,273	0,016
	SAIDI (min)	0,408	109,719	3,674
	MAIFI (int)	-	1,463	0,012
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,086	49,897	9,063
	SAIFI (int)	0,002	1,682	0,257
	SAIDI (min)	0,157	71,199	16,453
	MAIFI (int)	0,019	10,333	0,261
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,010	1,451	0,187
	SAIDI (min)	1,912	64,084	11,658

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

No que respeita ao ano de 2016, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de transporte e distribuição mantiveram na generalidade a tendência verificada no ano anterior.

Adicionalmente, o RQS estabelece padrões 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<sup>5</sup>, sem que o cliente necessite de a solicitar. Em 2016, o número de incumprimentos foi de 32 523, sendo 31 949 relativos à duração das interrupções e 574 ao número de interrupções cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN) (541), tendo sido pagos aos clientes 322 mil euros em compensações. Para o ano de 2015, foram registados 21 910 incumprimentos, dos quais 21 906 foram relativos à duração das interrupções e 4 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 241 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

<sup>5</sup> Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento deste indicador. Não inclui qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

Em maio de 2016, a ERSE organizou um seminário dedicado à qualidade de serviço técnica do setor elétrico onde foi lançada a iniciativa “Selo de Qualidade e+”, que tem como objetivo valorizar as medidas de melhoria da qualidade de serviço de energia elétrica concretizadas pelos gestores de parques empresariais e industriais que aderirem à iniciativa. Esta iniciativa envolverá, numa primeira fase, um conjunto de casos piloto e, depois, será avaliado o alargamento aos restantes parques empresariais e industriais que a ela pretendam aderir. A ERSE será a entidade gestora e emissora do Selo de Qualidade e+ em coordenação com a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e a Agência para a Competitividade e Inovação (IAPMEI).

É de referir que de acordo com o estabelecido no RQS do setor elétrico, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço<sup>6</sup> o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor elétrico.

#### **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).

O valor da “componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente, determinado através de uma função estabelecida na Diretiva n.º 20/2014, de 23 de outubro, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 4 milhões de euros no ano de 2016. Para a determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na rede nacional de transporte, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Disponível em

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>

<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.

Em 2016, 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 Rede Nacional de Distribuição (RND) representado cerca de 2,7 milhões de euros. Refira-se que este valor registou um aumento face ao ano anterior (2,2 milhões de euros) devido a um melhor desempenho na qualidade de serviço.

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, sendo aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015. O valor da “componente 2” do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. O valor da “componente 2” é determinado através de uma função estabelecida na Diretiva n.º 20/2014, de 23 de outubro, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 1 milhão de euros no ano de 2016. Para a determinação deste valor do SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

Em 2016, o valor do SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT foi inferior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo o incentivo recebido pelo operador da RND representado 1 milhão de euros. Para o ano de 2015, o valor do incentivo recebido pelo operador da RND foi igualmente 1 milhão de euros.

### 3.1.1.3 LIGAÇÕES ÀS REDES

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.

Genericamente, as redes são pagas pelos consumidores de energia elétrica do seguinte modo:

- 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. Os custos suportados pelos requisitantes, a título de comparticipação, não integram as tarifas reguladas de uso das redes.

As condições comerciais incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede (quanto mais longe da rede, mais elevada a comparticipação), 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 de 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 sem custo para o requisitante, 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.

O requisitante de uma ligação é o responsável pela construção dos troços de uso exclusivo, não existindo obrigatoriedade do operador da rede de distribuição (ORD) de apresentar orçamento. No entanto, em áreas geográficas onde não existam prestadores de serviços, cabe ao ORD a apresentação de orçamento e construção da ligação.

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes (sob a responsabilidade de manutenção do ORD, nos termos do contrato de concessão) logo que sejam considerados pelo operador em condições técnicas de exploração.

Os operadores das redes têm a obrigação de enviar à ERSE os dados referentes à sua atividade nesta área.

No quadro regulatório vigente não são estabelecidos prazos máximos para a execução da 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 que inclui, entre outros aspetos, o tempo médio de execução das ligações efetuadas pelos operadores das redes. Em 2016, o tempo médio de execução na rede de distribuição, para os níveis de tensão BT e MT, foi de cerca de 23 dias, para um total de 7 768 ligações.

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 2016.

#### 3.1.1.4 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>8</sup>.

Durante o ano de 2016 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

Para além disso, e tal como explicado no capítulo seguinte, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, prevê o envio de ordens de redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.

#### 3.1.1.5 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

No contexto da aplicação das Diretivas europeias sobre esta matéria<sup>9</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. Desde 2012, é também considerada produção em regime especial a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a

---

<sup>8</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>9</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 subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

regime jurídico especial<sup>10</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.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG<sup>11</sup>, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, nomeadamente, quando se verifiquem 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 2016, não se registou nenhuma redução de potência no âmbito da aplicação do referido Despacho.

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*)<sup>12</sup>. Nos termos do atual quadro legal, a diferenciação da retribuição desta PRE está dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao CUR 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, biomassa e de pequena produção. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo têm por base uma lógica quer 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), quer de diferenciação de acordo com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. A remuneração do produtor depende do período de entrega da energia elétrica à rede e da fonte de energia primária utilizada.

Em 2016, a potência instalada da PRE representou 75% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2012 a 2016, este peso variou entre 69 e 75%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2012 a 2016, desagregada por tecnologia.

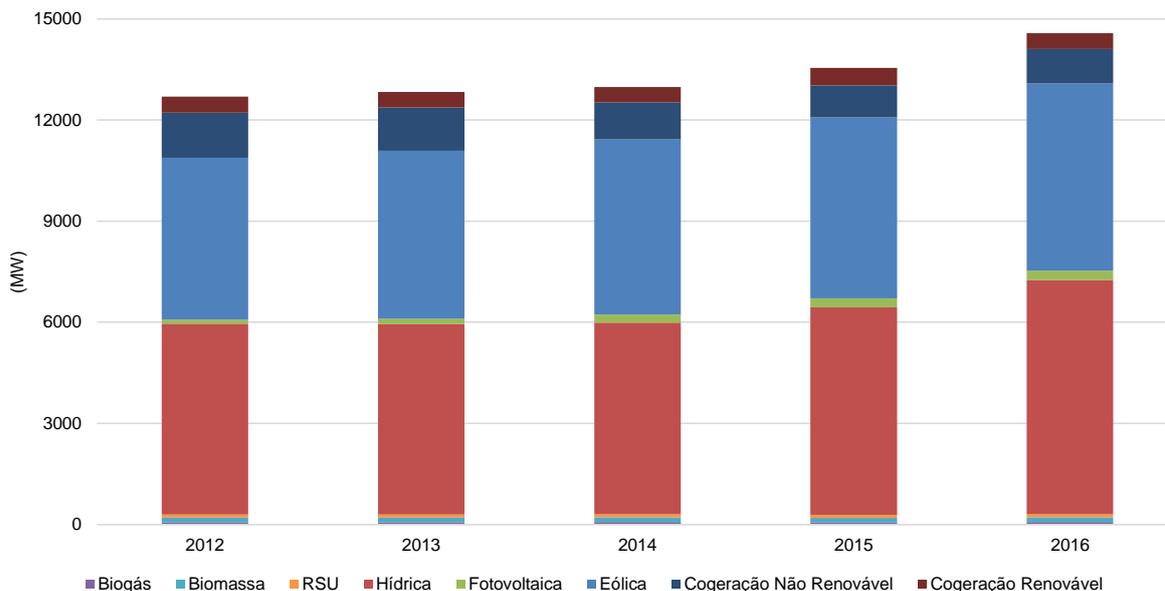
---

<sup>10</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-Lei 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.

<sup>11</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.

<sup>12</sup> Desde o final de 2011, o CUR explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, funcionando como agente agregador da PRE em Portugal.

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2012 a 2016

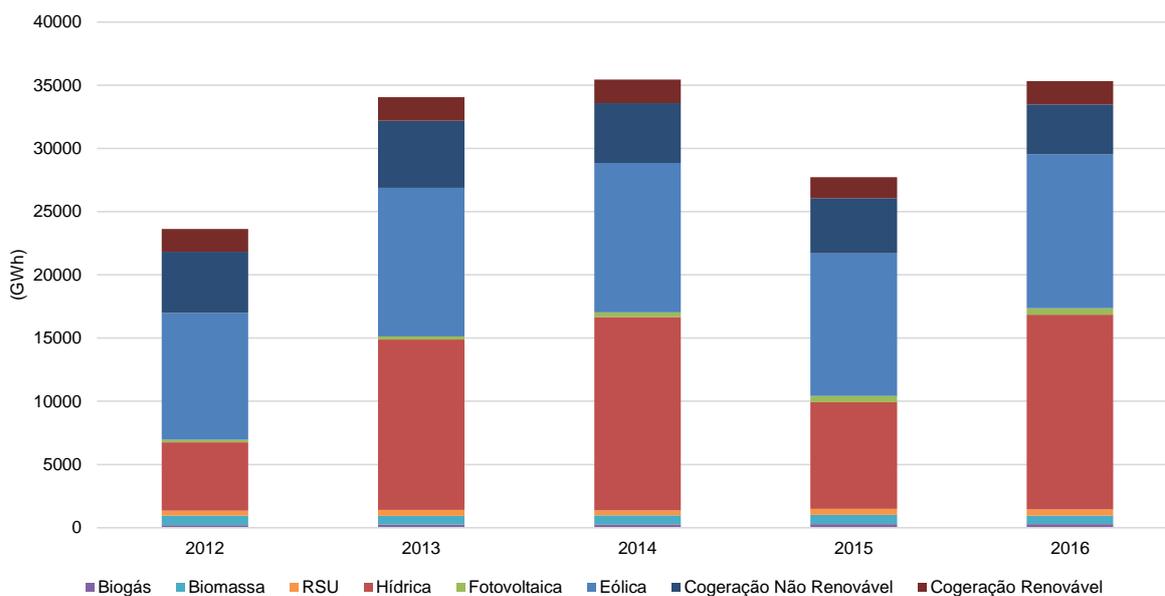


Fonte: Dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

No tocante à energia elétrica produzida em 2016, cerca de 35,3 TWh tiveram origem na PRE, representando 63% do total de energia produzida, valor que, entre 2012 e 2016, se situou entre 56% e 72%. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2012 a 2016, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2012 a 2016



Fonte: Dados REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância da PRE e, em particular, das fontes de energia renováveis, no sistema elétrico português. Um bom exemplo da concretização dessa importância verificou-se entre as 6h45 de 7 de maio e as 17h45 de 11 de maio de 2016 (107 horas), período durante o qual o consumo de energia elétrica em Portugal continental foi assegurado integralmente por fontes renováveis.

### 3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

#### **ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR**

As tarifas estabelecidas para 2016 incorporam as regras aprovadas na sequência da revisão regulamentar de 2014<sup>13</sup>. Em 2016, não houve alterações face ao quadro legislativo reportado em 2015.

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

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

Em 2016, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

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 da RESP. Estas tarifas são pagas, na situação geral<sup>14</sup>, pelos comercializadores em representação dos seus clientes.

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. São aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT e Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

---

<sup>13</sup> Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro

<sup>14</sup> As tarifas de acesso às redes também 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 preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade 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.

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia elétrica inclui as 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 a soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsídios cruzados e é promovida uma utilização eficiente dos 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. Esta metodologia permite garantir transparência na forma como são determinados os custos e as tarifas pelo regulador.

#### PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O preço médio da tarifa de acesso às redes para 2016<sup>15</sup>, corresponde a um acréscimo tarifário de 6,2% entre 2015 e 2016, e às variações por nível de tensão que se apresentam no quadro seguinte.

**Quadro 3-2 – Tarifas de acesso às redes para 2016**

	Tarifas 2015 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2016 (preços médios) €/kWh	Variação
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	0,07481	0,07948	6,2%
Acesso às Redes em MAT	0,02412	0,02548	5,6%
Acesso às Redes em AT	0,02938	0,03104	5,6%
Acesso às Redes em MT	0,05094	0,05380	5,6%
Acesso às Redes em BTE	0,08689	0,09176	5,6%
Acesso às Redes em BTN	0,11564	0,12328	6,6%

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

Fonte: Dados ERSE

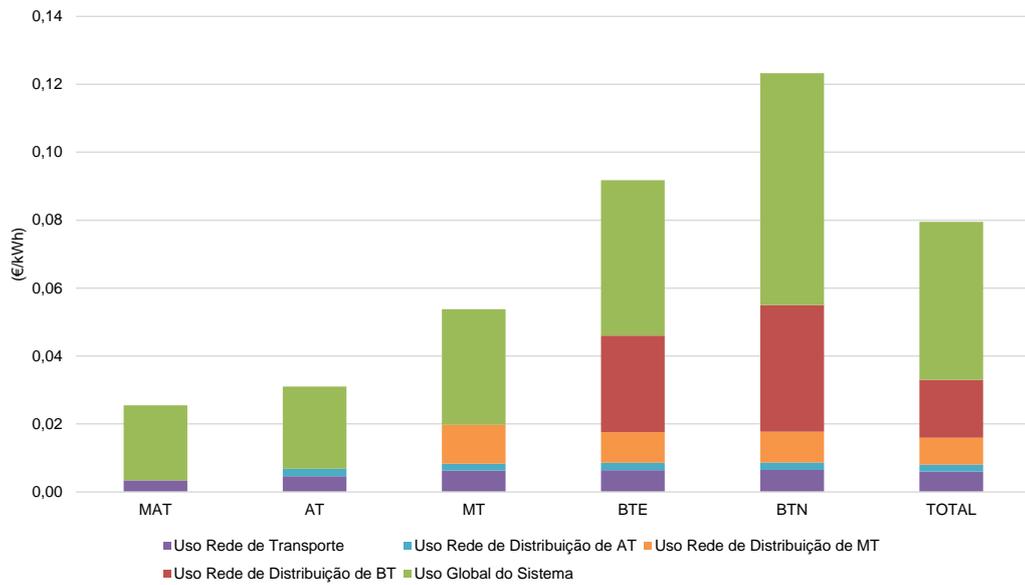
<sup>15</sup> No valor de 0,0795 €/kWh.

A variação tarifária para 2016 resultou da conjugação de vários fatores com impactes em sentidos opostos, entre os quais se destacam:

- a) Os custos associados ao serviço da dívida do Sistema Elétrico Nacional (SEN) incluída nas tarifas de 2016 apresentam um acréscimo relativo a 2015 em cerca de 33% (que corresponde a 437 milhões de euros), ascendendo a cerca de 1 771 milhões de euros. O acréscimo do custo do serviço da dívida teve um impacte substancial no acréscimo de cerca de 10% registado ao nível dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), que por si já representa cerca de um terço dos proveitos totais a recuperar por aplicação das tarifas de venda a clientes finais.
- b) As metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas têm permitido diminuir de uma forma consistente os custos, em especial nas atividades de rede, isto é, o transporte e a distribuição de energia elétrica. O ano de 2016 foi o segundo ano de aplicação das metas de eficiência definidas para o período regulatório 2015-2017. Nesta linha, os proveitos permitidos das atividades reguladas refletem as bases de custos que foram, em 2015, revistas em baixa na generalidade das atividades, contribuindo para uma redução dos custos de exploração recuperados por aplicação das tarifas.
- c) Os preços dos mercados de energia elétrica para 2016 implícitos no exercício tarifário (na fixação das tarifas é utilizado o preço do mercado de futuros), são inferiores aos valores apurados no ano anterior para o período de vigência das tarifas de 2015, refletindo a queda acentuada dos preços de combustíveis fósseis, ocorrida nos últimos meses de 2015. A projeção do preço da energia elétrica no mercado reflete-se nas tarifas de acesso às redes ao nível dos custos decorrentes de medidas de política energética, nomeadamente nos sobrecustos da PRE com remuneração garantida e no diferencial de custos de aquisição de energia às centrais com contratos de aquisição de energia (CAE).

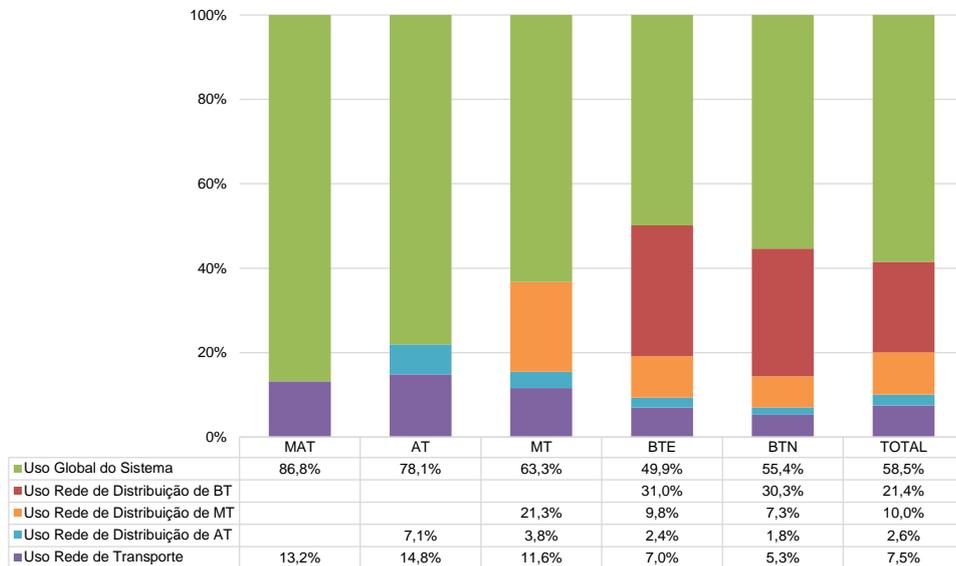
Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de acesso às redes em 2016 e a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 3-6 - Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2016, decomposto por atividade**



Fonte: Dados ERSE

**Figura 3-7 - Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2016**



Fonte: Dados ERSE

## METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2016 é o segundo ano do período de regulação 2015-2017. Resume-se, de seguida, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios em vigor no atual período:

Para Portugal Continental:

- Operador da rede de transporte (ORT) – Modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo price cap<sup>16</sup> com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX<sup>17</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 da RNT; (iv) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- Operador de rede de distribuição – Metodologia do tipo price cap<sup>18</sup> aplicada aos custos de exploração (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital<sup>19</sup>, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes<sup>20</sup>; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas.
  - 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>21</sup> (ii) regulação da atividade de distribuição através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por price cap<sup>22</sup>; (iii) definição de custos de referência para os combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) consumidos na

---

<sup>16</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 de um *revenue cap*. Os indutores são a extensão de linhas de rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

<sup>17</sup> *Operational expenditure*.

- <sup>18</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>19</sup> A remuneração do ativo líquido e amortizações.

<sup>20</sup> No período de regulação 2015-2017 este incentivo, que terá uma duração de 6 anos, passou a ser calculado com base em valores reais e auditados.

<sup>21</sup> Fator de eficiência fixado em 3,5%.

<sup>22</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 4% e de 3,5%, na atividade de distribuição e na atividade de comercialização, respetivamente.

produção de energia elétrica, bem como para os custos decorrentes dos processos de descarga e armazenamento destes combustíveis<sup>23</sup>.

No período 2015-2017 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>24</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 Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo 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 de 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 destinada a garantir a obtenção de resultados económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

Para além daqueles custos existem outros, igualmente significativos, relacionados com (i) a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE, com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente, (ii) com as rendas de concessão pagas pelo operador da rede de distribuição aos municípios e (iii) 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 2016, regista-se o alargamento, por decisão do Parlamento português, do pagamento de contrapartidas aos municípios das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelos operadores das redes de distribuição de eletricidade, em termos análogos aos definidos no Continente para as rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

---

<sup>23</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.

<sup>24</sup> *Credit Default Swaps*.

## ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

As regras e os encargos de ligação de instalações às redes estão descritos no 3.1.1.3.

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

Em 2016, 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, além da utilização explícita da capacidade através de mecanismos financeiros de cobertura do risco pelo uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*<sup>25</sup>.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único e 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;
- Regras e princípios de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização de capacidade de interligação.
- Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico

Em 2016 ocorreu a publicação do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo e continuaram os trabalhos de implementação europeia do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos. Estas normas, em fase de implementação, terão influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e

---

<sup>25</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, 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, 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.

atribuição da capacidade disponível nas interligações.

### RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulação europeia, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço com vista a garantir a capacidade de interligação contratada em sede de mercado diário e intradiário; 2) para investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) para redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2016, 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 5 milhões de euros (Quadro 3-3), um valor 4 vezes maior que o registado em 2015 (1,2 milhões de euros em 2015). Este aumento das rendas decorre do aumento do número de horas em que a interligação esteve congestionada e em que existiram duas zonas de preço distinto.

No quadro seguinte ilustra-se a evolução mensal das principais variáveis que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de mercados, e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

Este aumento significativo do montante global de rendas de congestionamento, e de horas em que se registou separação de mercado, está associado a um maior volume de exportações de Portugal para Espanha (que se traduz num diferencial médio de preços negativo), associado a uma maior produção de origem renovável.

Traduzido em número total de horas de congestionamento, este triplicou, passando de 212 em 2015 para 720 horas em 2016. Neste total incluem-se congestionamentos em ambos os sentidos da interligação.

Em termos do diferencial de preço, em 2016 verificou-se um *spread* médio negativo de 0,23 €/MWh, no sentido exportador, face ao *spread* de 0,10 €/MWh, no sentido importador registado em 2015.

No quadro seguinte ilustra-se a evolução mensal dos principais indicadores que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de mercados, e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associado a cada sentido de trânsito na interligação.

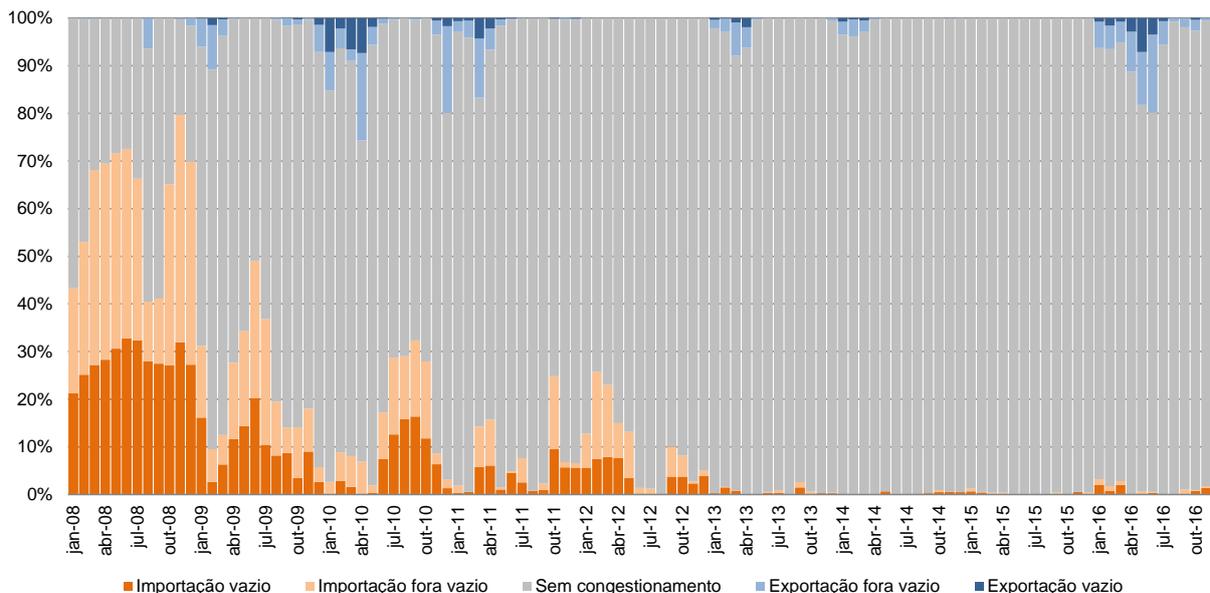
**Quadro 3-3 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2016**

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	71	10%	36,39	36,53	-0,14	915 372	85 001	781
Fevereiro	56	8%	27,35	27,50	-0,15	1 044 394	43 866	570
Março	59	8%	27,70	27,80	-0,11	486 771	219 206	399
Abril	81	11%	23,50	24,11	-0,61	713 359	80 797	758
Mai	141	19%	24,93	25,77	-0,83	672 894	101 267	1 043
Junho	149	21%	38,28	38,90	-0,62	448 354	93 295	467
Julho	43	6%	40,36	40,53	-0,16	288 968	231 355	178
Agosto	6	1%	41,14	41,16	-0,02	361 191	118 134	25
Setembro	22	3%	43,61	43,59	0,02	349 536	159 201	129
Outubro	27	4%	52,78	52,83	-0,05	328 521	299 638	164
Novembro	17	2%	56,25	56,13	0,12	474 940	217 166	33
Dezembro	48	6%	60,27	60,49	-0,21	466 429	248 399	405
								<b>4 951</b>

Fonte: dados OMIE

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, sendo possível identificar o aumento do número de horas de congestionamento no sentido exportador, após 2015, ano em que quase não se registaram congestionamentos.

**Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2008 a 2016**



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.

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.

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 de Cálculo de Capacidade do Sudoeste da Europa<sup>26</sup> (CCR SWE), 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 2016 decorreu com regularidade o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR, *Financial Transmission Rights*) 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.

Ao longo de 2016, realizaram-se, para cada sentido da interligação, leilões trimestrais relativos aos 3 últimos trimestres de 2016 e ao 1.º trimestre de 2017, e leilões anuais relativos ao ano de 2017. Os leilões decorreram através de uma plataforma gerida pelo OMIP<sup>27</sup>, tendo sido adquirida a totalidade dos direitos oferecidos.

Em novembro de 2016, a ERSE aprovou as regras harmonizadas de atribuição (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) de capacidade nas interligações elétricas a nível europeu, no âmbito da implementação antecipada do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo, bem como o respetivo anexo com as especificidades referentes à fronteira Portugal-Espanha.

---

<sup>26</sup> Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, sobre a definição das Regiões de Cálculo de Capacidade, previstas no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos. A Região de Cálculo de Capacidade SWE é constituída pelas interligações de Portugal, Espanha e França.

<sup>27</sup> Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.

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

Durante o ano de 2016 manteve-se em regular funcionamento o mecanismo de troca de Reserva de Regulação (RR) entre os operadores das redes de transporte, aprovado em 2014 no âmbito das iniciativas regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*), relativo à troca de RR entre operadores.

O Quadro 3-4 mostra para Portugal os valores de energia acumulados (2016) de RR transacionada no âmbito do BALIT e o seu peso na RR total<sup>28</sup>. O quadro mostra ainda o número de horas em que a reserva de regulação foi ativada em cada um dos sentidos e os respetivos preços médios (aritméticos) verificados.

**Quadro 3-4 – Estatística relativa ao BALIT, 2016**

	PT-ES Importação	PT-ES Exportação
Energia (GWh)	177	37
Nº horas ativadas	1 069	305
Peso do BALIT na RR (%)	13	3
Preço Médio (€/MWh)	39	46

Fonte: dados REN

O projeto TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges* - trocas de reserva de regulação), iniciado em 2013, teve em 2016 desenvolvimentos significativos. Este projeto, que constitui uma evolução do BALIT, alargou o número de países envolvidos e evoluiu de um modelo de trocas bilaterais entre ORT para um modelo de trocas multilaterais. Para além da REN, os ORT presentes neste projeto piloto são a REE (Espanha), a RTE (França), a National Grid (Grã Bretanha), a Swissgrid (Suíça) e a TERN (Itália).

O TERRE é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas dos Códigos de Rede. No caso do *Electricity Balancing*<sup>29</sup> os ORT são obrigados a integrar uma plataforma de regulação Europeia comum algum tempo depois da sua entrada em vigor.

A conceção do modelo proposto pelos ORT foi discutida com os reguladores respetivos e incluiu uma consulta pública com a duração de 1 mês e a participação de 22 stakeholders.

Em 2016, o projeto chegou ao fim da fase de conceção tendo os reguladores enviado, em setembro, aos ORT um *“Common Opinion Paper”* dando a sua aprovação ao modelo do projeto, sujeita ao esclarecimento de um conjunto de temas. No final do ano, os ORT prepararam a documentação do Caderno de Encargos,

<sup>28</sup> Por exemplo 13% representa o peso da energia de importação mobilizada pela REN junto da REE relativamente ao valor total de RR em 2016 (em Portugal).

<sup>29</sup> Regulamento (UE) da Comissão que estabelece orientações relativas a compensações de eletricidade.

aprovado pelos reguladores, de modo a iniciar em 2017 a fase do processo de seleção de um fornecedor da plataforma informática.

#### **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>30</sup>, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

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

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

Durante 2016 não houve factos relevantes a assinalar relativos a este tema, estando em curso o período de aplicação do plano que foi objeto de parecer da ERSE no início de 2014, e que foi aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em 2015.

Tal como referido no relatório do ano anterior, em 2015 a DGEG enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 (PDIRT-E 2015), elaborada pelo operador da RNT. No início de 2016, a ERSE procedeu à realização de uma consulta pública à proposta de PDIRT-E 2015 e, tendo em conta o resultado dessa consulta, bem como dos comentários resultantes das consultas ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário, a ERSE analisou a proposta de PDIRT-E 2015 e emitiu o seu parecer à mesma, chamando a atenção para um conjunto de comentários que deverão ser tidos em devida consideração na elaboração das propostas futuras de PDIRT.

De entre estes comentários referidos no Parecer da ERSE, destaca-se a necessidade do operador da RNT alterar a proposta de PDIRT-E 2015. A ERSE considerou que o montante total de investimento de

---

<sup>30</sup> Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

1165 milhões de euros previsto entre 2016 e 2025 é desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, e à excelente qualidade de serviço e à inexistência de estrangimentos estruturais da RNT.

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

A EDP Distribuição, S.A., enquanto operador da RND, apresentou à DGEG, uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição para o período 2015-2019 (proposta de PDIRD-E 2014). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2016 recebida, competindo à ERSE, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Ainda no decorrer de 2016, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, no período de 30 de novembro a 20 de janeiro de 2017, a proposta de PDIRD-E 2016, elaborada pelo operador da RND, tendo emitido o seu parecer em 13 de março de 2017.

## **3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA**

### **3.2.1 MERCADO GROSSISTA**

Em 2016, observou-se um aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica (devido ao regime hidrológico favorável à produção hídrica por parte do operador dominante EDP) e, ao mesmo tempo, um aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada do mesmo operador. Esta situação, conjugada com um regime de eolicidade favorável e um aumento da procura externa dirigida ao mercado português, contribuiu para uma manutenção do nível de participação das centrais térmicas, face a 2015, verificando-se uma diminuição da produção proveniente das centrais a carvão e um aumento da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

A contribuir para o aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada, do grupo EDP, pesou essencialmente a entrada em exploração do novo centro eletroprodutor hídrico Frades II.

No que diz respeito à atividade de comercialização em regime de mercado liberalizado verificou-se, à semelhança de 2015, uma diminuição da concentração para a qual 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 2016 ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a um aumento do diferencial de preço entre as áreas MIBEL, nomeadamente a elevada hidraulicidade a par com um aumento do peso relativo da componente intermitente da PRE com remuneração garantida na estrutura do consumo, que não

favoreceu a integração das duas áreas de preços, tendo a área portuguesa registado preços mais reduzidos.

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 2016, devido a condições de hidraulicidade favoráveis, ficou marcado por uma evolução mais benéfica para o operador dominante EDP<sup>31</sup>, detentor da maior capacidade hídrica instalada, traduzida no aumento da concentração global da produção de eletricidade. Consequentemente, 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.

### 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**

##### **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.

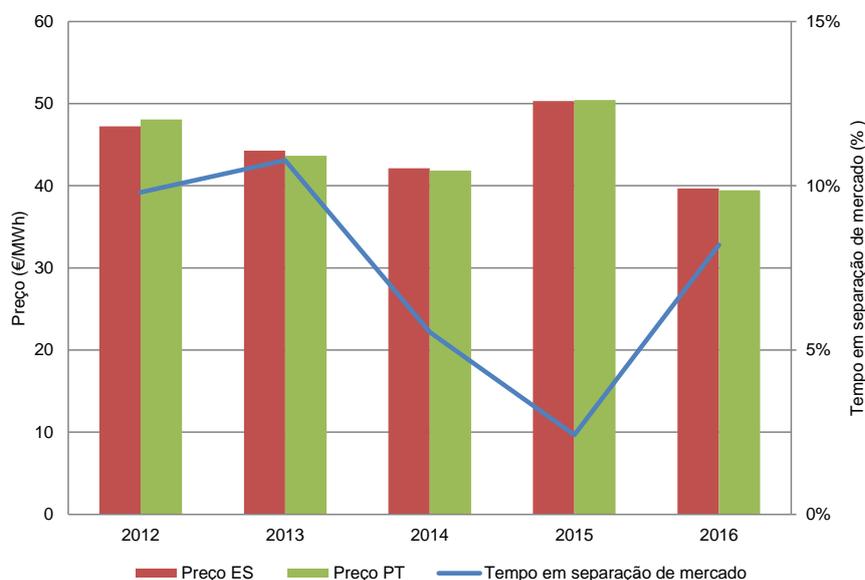
O preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, de aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha, está apresentada na Figura 3-9.

---

<sup>31</sup> O documento “Operador Dominante - Metodologia e Aplicações” do Conselho de Reguladores define como operador dominante toda a empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia elétrica produzida no âmbito do MIBEL.

**Figura 3-9 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2012 a 2016**



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2016, situou-se em 39,44 €/MWh, cerca de 22% abaixo do preço registado em 2015 (50,43 €/MWh). Esta variação foi, fundamentalmente, ditada pelo aumento da produção hídrica em 2016, determinando uma formação de preço menos alinhada com os custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural. O valor do preço médio de mercado em 2016 para Portugal está cerca de 10% acima do custo marginal<sup>32</sup> de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de alta pressão de gás natural, e cerca de 52% 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 considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2016, 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 38%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 24 €/MWh e os 54 €/MWh.

A Figura 3-10 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2012 a 2016, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível um aumento da volatilidade do preço *spot* entre

<sup>32</sup> Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada pela Diretiva n.º 3/2017 divulgada pela ERSE ([http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1982/Diretiva%203\\_2017.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1982/Diretiva%203_2017.pdf)), a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural.

O custo marginal das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural encontra-se publicado em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>.

2015 e 2016. O aumento da volatilidade deveu-se sobretudo ao aumento dos contributos da geração hídrica e da componente intermitente da PRE com retribuição garantida, na estrutura do consumo.

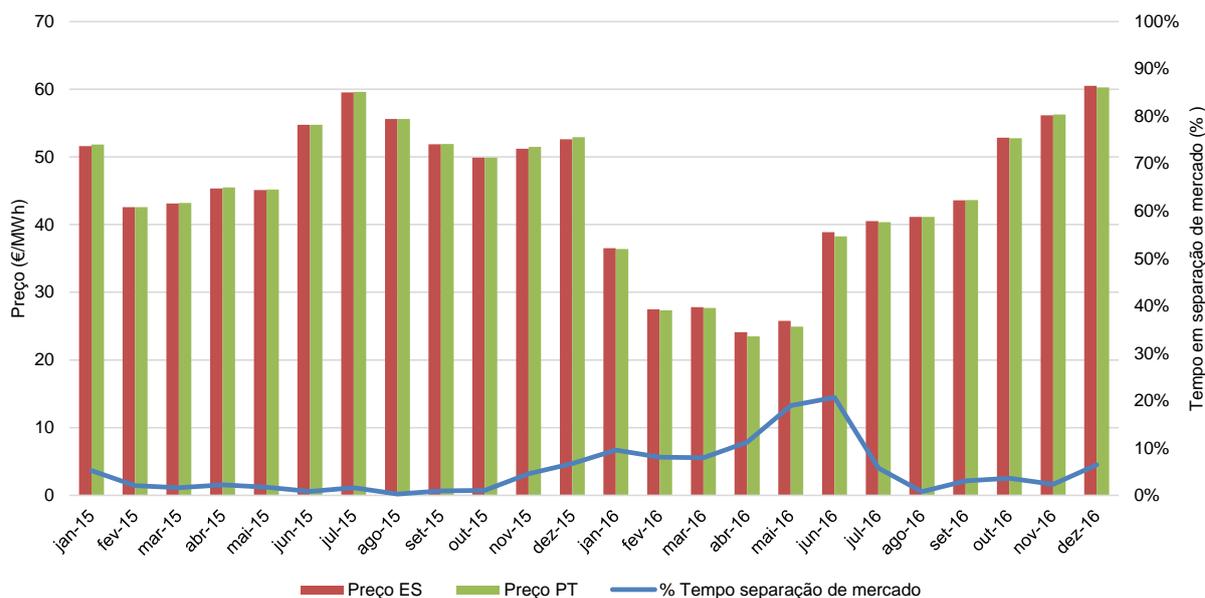
**Figura 3-10 – Volatilidade de preço *spot*, 2012 a 2016**



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

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2015 e 2016. No que respeita a 2016, é de notar: (i) uma redução do preço médio formado em mercado em 2016 face ao que acontecera em 2015; (ii) a existência de um regime hidrológico mais húmido durante o ano; (iii) o aumento do número de horas de separação de mercados face a 2015.

Figura 3-11 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2015 e 2016



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 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.

O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. 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 ou profundidade deste mercado 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, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou uma expectativa de ligeira redução de preço entre 2015 e 2016. Os agentes de mercado que, em 2015, tivessem adquirido posição no contrato de

entrega em carga base para o ano de 2016, teriam pago um preço médio (46,92 €/MWh para Portugal<sup>33</sup>) cerca de 19% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-12 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

**Figura 3-12 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2012 a 2016**



Fonte: dados OMIE. Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2016 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2015).

A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco na contratação a prazo ao longo dos meses de janeiro a setembro (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 para os agentes que negociaram no mercado a prazo, tendo-se verificado a inexistência de prémio de risco face ao mercado *spot*. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-13 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>33</sup> O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2016 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, uma tendência de descida durante o primeiro trimestre de 2016, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de abril.

**Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2015 e 2016**



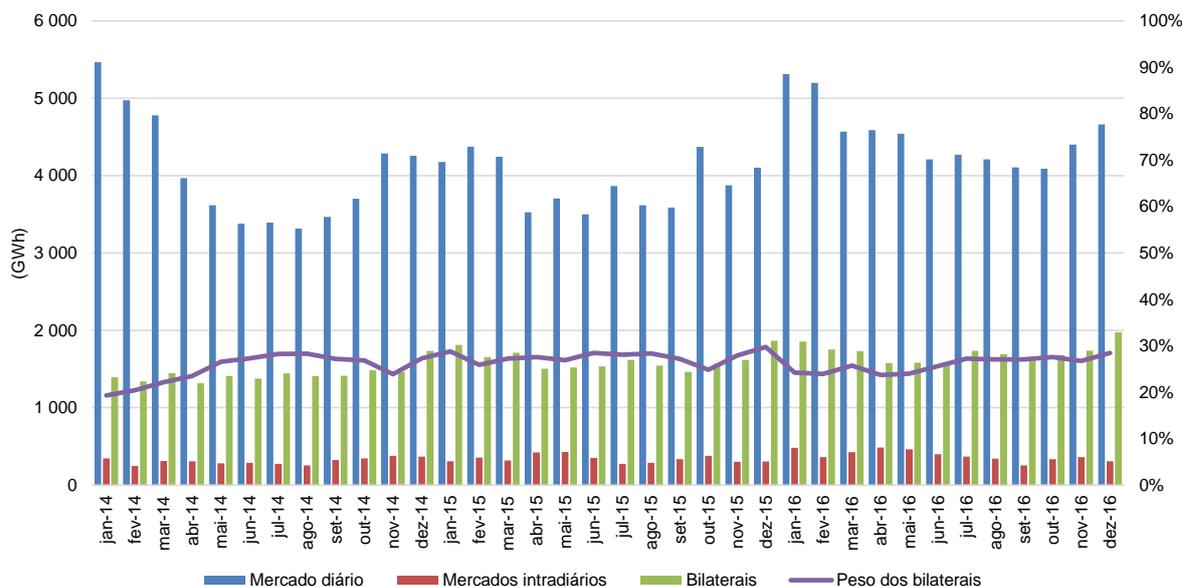
Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2016, 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 2016 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 à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-14. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-14 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2014 a 2016



Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2016 observou-se uma ligeira redução do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2015, verificando-se no entanto um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 6% equivalente a 1,1 TWh).

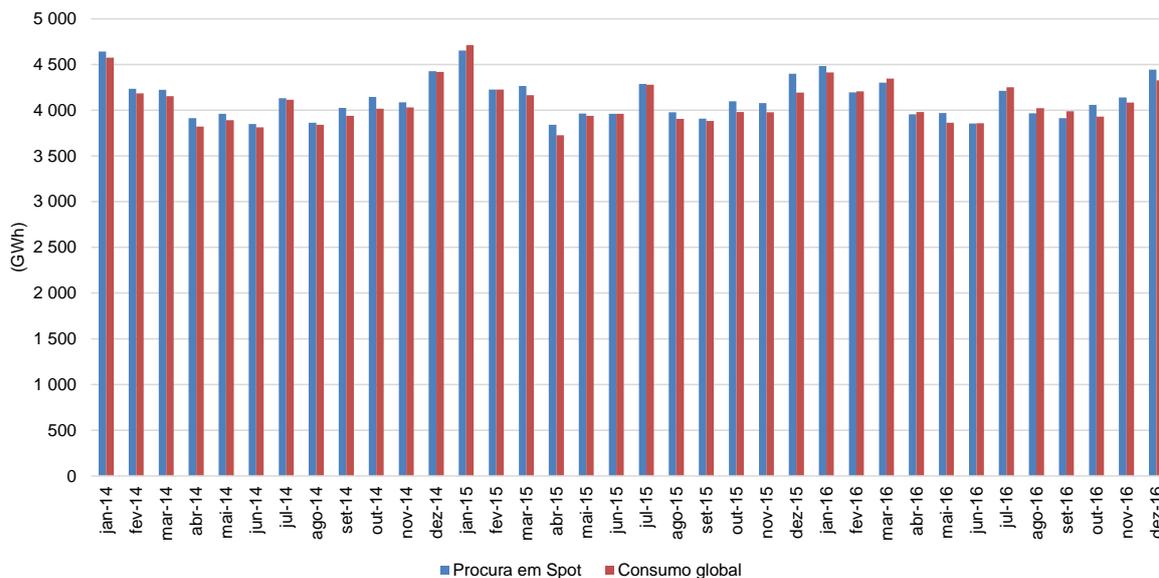
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia 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 3-15, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

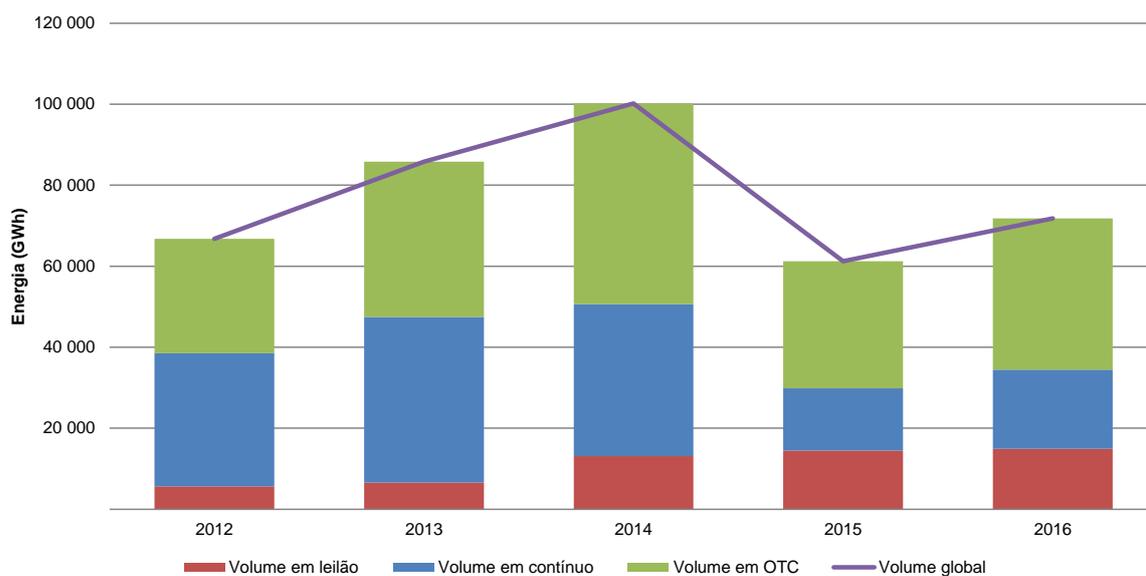
Figura 3-15 – Procura em mercado spot e consumo global mensal, 2014 a 2016



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-16 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo previsto no MIBEL, OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), entre 2012 e 2016, sendo observável uma tendência para um aumento significativo da negociação global até 2014, verificando-se em 2015 uma quebra não volume de negociação global de 39%. Em 2016 observa-se um acréscimo na liquidez global de 17%, por via essencialmente do incremento da negociação no mercado em contínuo e no OTC registado.

Figura 3-16 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2012 a 2016



Fonte: dados OMIP

Sublinha-se também a ocorrência, a partir 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 acréscimo aos leilões da PRE que se tem vindo a efetuar desde 2012.

Em 2016, o volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi cerca de 72 TWh. Quando comparado com o ano de 2015 verificou-se um aumento de 18% no volume global de negociação (equivalente a 11 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 6 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no regulamento relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*<sup>34</sup>) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

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 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. Encontram-se abrangidos por esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizado, geridas pelo OMIE e pelo OMIP.

No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das 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, bem como outra informação de mercado relevante referente às nomeações definitivas de capacidade no transporte de eletricidade entre zonas de licitação.

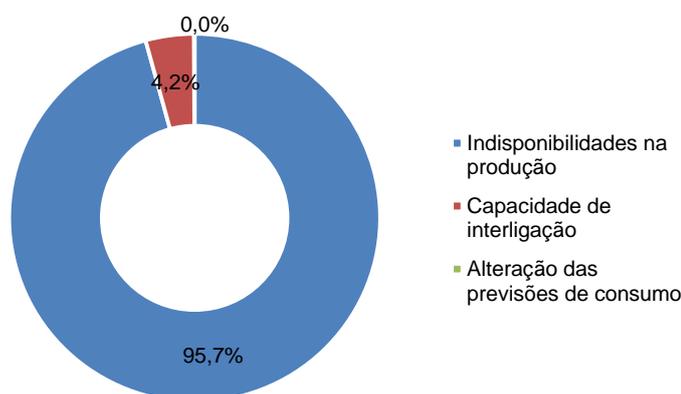
---

<sup>34</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros electroprodutores, 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 à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto gestor de sistema, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema 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 2016, foram comunicados 4012 factos relevantes. Destes, cerca de 96% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, e 4% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-17.

**Figura 3-17 – Comunicação de factos relevantes, 2016**



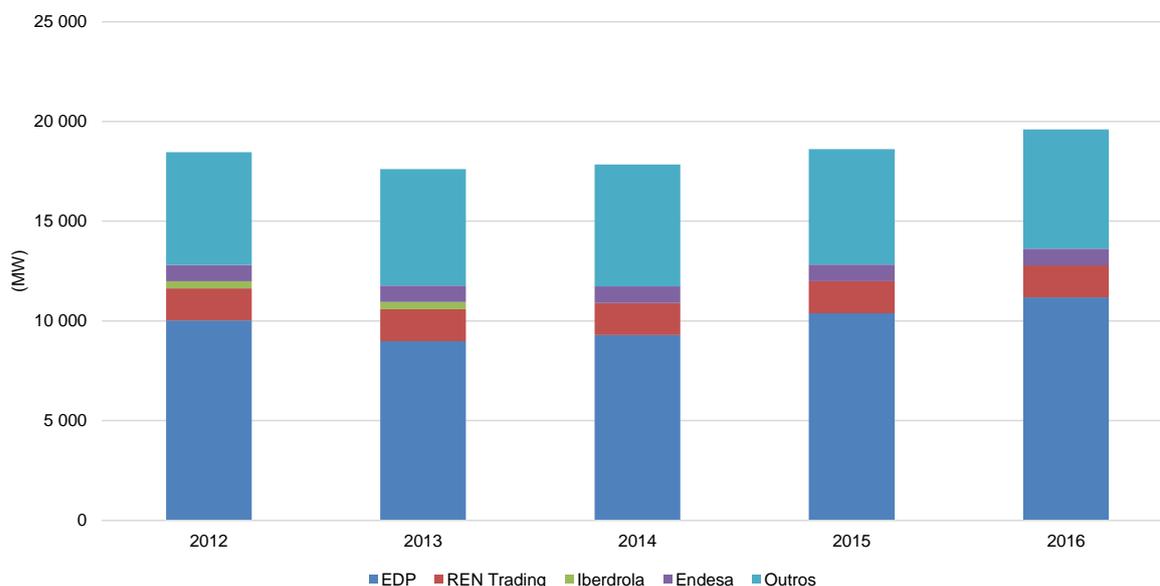
Fonte: dados REN

### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência 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 3-18, sendo constatável que o grupo EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

**Figura 3-18 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada), 2012 a 2016**



Fonte: dados REN, grupo 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 Agueira/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.

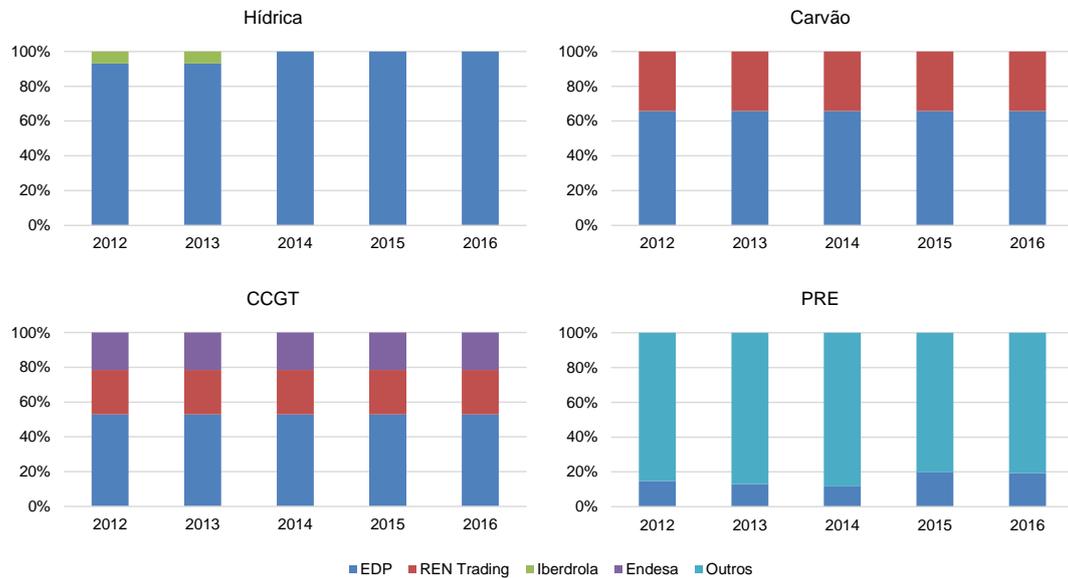
Assim, continuando a tendência identificada já em 2015, durante 2016, o grupo EDP viu a sua quota aumentar, por via da entrada em exploração de 780 MW de potência instalada referente ao novo centro eletroprodutor hídrico Frades II.

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 ou regime é apresentada na Figura 3-19. 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,

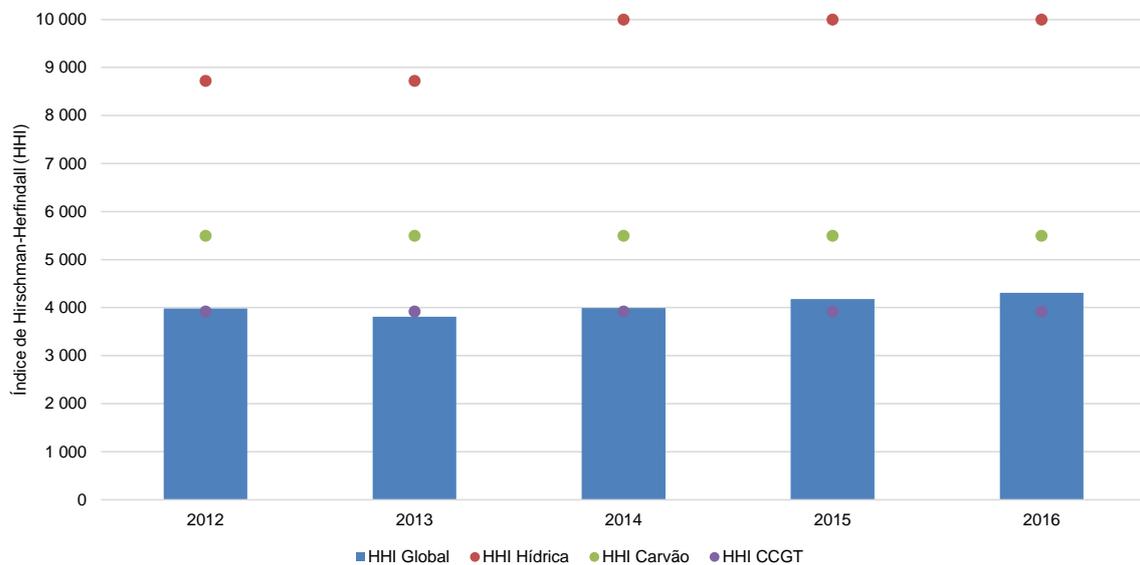
como também o demonstra a Figura 3-20, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI<sup>35</sup>), que mede a concentração empresarial.

**Figura 3-19 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2012 a 2016**



Fonte: dados REN e grupo EDP

**Figura 3-20 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2012 a 2016**



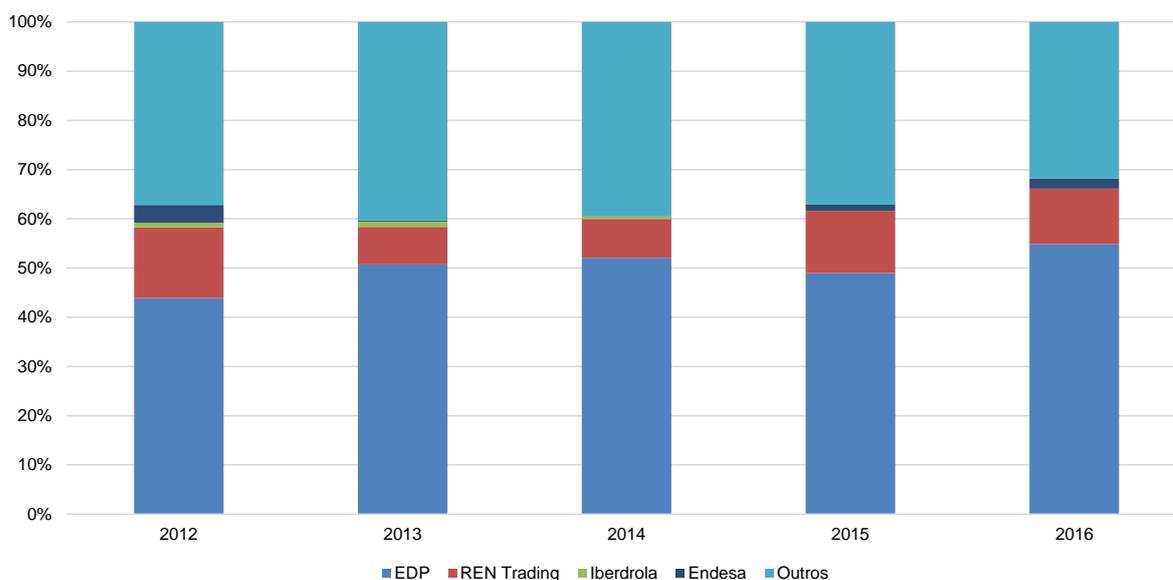
Fonte: dados REN e grupo EDP

<sup>35</sup> O índice Herfindahl-Hirschman, (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas por via das suas quotas de mercado.

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução até 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 desse ano, da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos da Agueira/Raiva que a Iberdrola detinha mediante contrato *tolling*<sup>36</sup> com o grupo EDP, veio repor a dominância plena do operador dominante EDP na tecnologia hídrica. Essa dominância manteve-se em 2015, por via da entrada de novos centros eletroprodutores hídricos pertencentes ao mesmo operador dominante EDP. Em 2016, a entrada do centro eletroprodutor hídrico de Frades II contribuiu mais uma vez para um incremento da concentração da oferta de capacidade no sistema português.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-21, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-22.

**Figura 3-21 – Quotas de energia produzida por agente, 2012 a 2016**

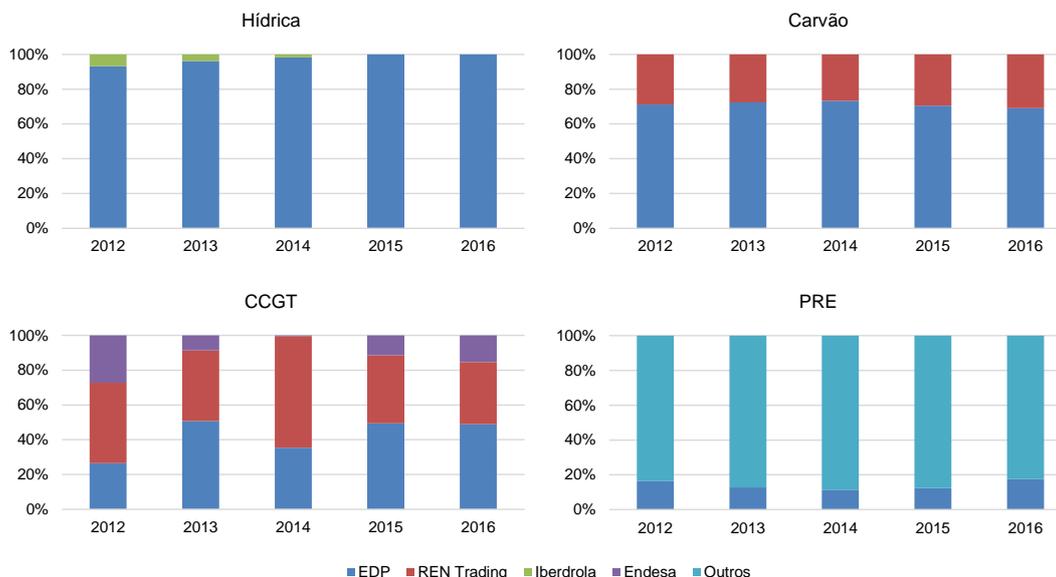


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores de energia de importação.

<sup>36</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 estipulada uma renda, que a contraparte paga a esse proprietário, pelo direito de gerir o centro eletroprodutor em mercado.

Do ponto de vista global, em 2016, há a ressaltar um aumento da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente obtido com o aumento da produção hídrica devido a um regime hidrológico mais favorável.

**Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2012 a 2016**



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, entre 2012 e 2016 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP nas principais tecnologias. Na PRE, o grupo EDP perdeu quota entre 2011 e 2015, justificado sobretudo pela redução da produção de origem térmica com retribuição garantida (biomassa e cogeração). Em 2016 verificou-se um incremento da quota anual do grupo EDP em resultado da consolidação dos ativos eólicos com a capacidade instalada de 613 MW da ENEOP<sup>37</sup>, ocorrida no final do terceiro trimestre de 2015.

Relativamente à tecnologia hídrica, em 2016 mantém-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos.

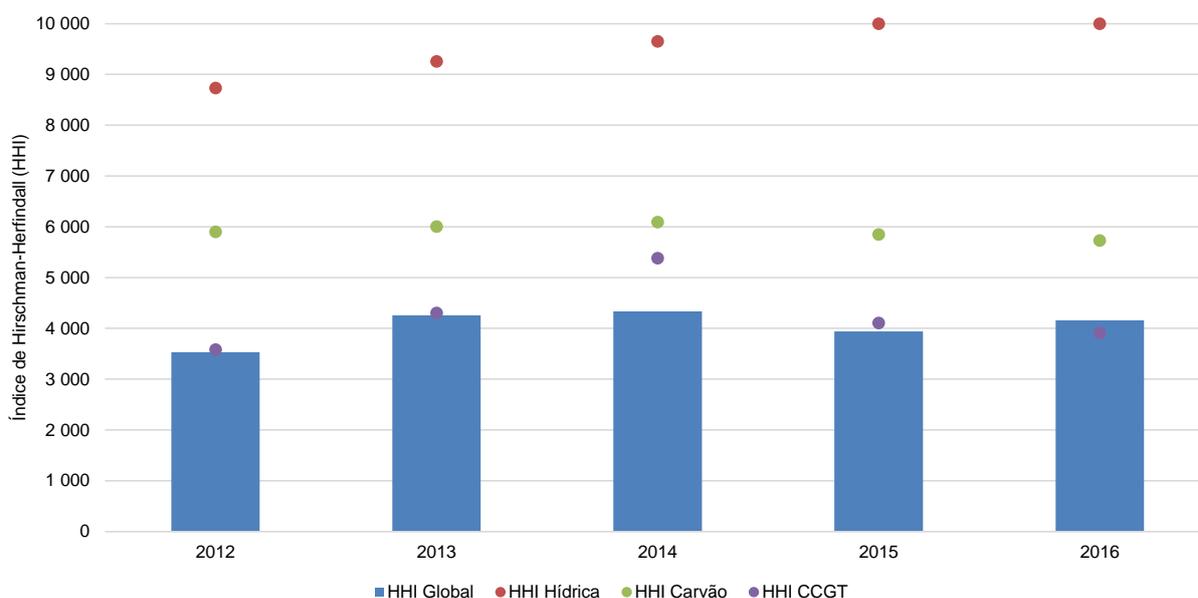
No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento significativo na produção em 2016, face a 2015. Este aumento, de cerca de 1,1 TWh em termos absolutos, contou com o acréscimo de produção dos ativos de geração do grupo EDP, da REN Trading (central da Turbogás) e da Endesa (central do Pego). O aumento de produção verificado em todos os grupos empresariais levou a uma manutenção da quota do grupo EDP face a 2015. No caso da REN Trading um menor aumento absoluto face aos

<sup>37</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 MW de potência.

concorrentes levou a uma diminuição da quota de mercado. Por outro lado, a Endesa registou um aumento da quota de mercado em função da maior variação absoluta face aos concorrentes.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-23, demonstram, em 2016, uma maior concentração empresarial do que a que ocorrera em 2015. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pelo aumento do nível de concentração na fileira de geração hídrica do grupo EDP.

**Figura 3-23 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2012 a 2016**



Fonte: dados REN e grupo 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 resulta 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 2016, foram emitidos os seguintes pareceres e pronúncias à Autoridade de Concorrência: um parecer referente a uma posição de controlo num comercializador de eletricidade e de gás natural; um parecer sobre a aquisição de uma empresa da área do ambiente por um adquirente que desenvolvia atividades relacionadas com a produção de cogeração; um parecer referente a uma posição de controlo de uma sociedade detentora de ativos de produção de eletricidade e uma pronúncia sobre decisão de abertura de inquérito que visa uma empresa produtora de energia elétrica:

1. Parecer da ERSE sobre a aquisição de controlo conjunto da sociedade Enforcesco, S.A. pela Oxy capital, S.A. e pela Enforce Capital, SGPS, S.A.;
2. Parecer da ERSE sobre a aquisição e controlo da EGEO SGPG, S.A. pela Finertec, Energia e Ambiente SGPS, S.A.;
3. Parecer da ERSE sobre a aquisição do controlo exclusivo da Generg Expansão, S.A. pela Trustwind, B.V..
4. Pronúncia da ERSE sobre decisão de abertura de inquérito que visa a sociedade EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., resultante das conclusões da auditoria externa e independente realizada no âmbito do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Sr. Secretário de Estado da Energia, com o objetivo de avaliar e quantificar o risco de sobrecompensação nesse regime de auxílios de Estado (CMEC) no quadro do funcionamento do mercado de serviços de sistema

### 3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2016 continuou a observar-se uma consolidação do mercado retalhista 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 adesão 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 livre.

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

No final de 2016, encontravam-se a operar em mercado 24 comercializadores, com 22 destes com presença no segmento dos consumidores domésticos.

A mudança de comercializador em 2016 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 81% dos consumidores domésticos já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2016 (mais 6 pontos percentuais (p.p.) face ao final de 2015).

A intensidade de mudança de comercializador continua elevada, sendo que em 2016, as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram, em número de clientes, cerca de metade do total de mudanças de comercializador.

### 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**

No âmbito da comercialização de eletricidade, os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência<sup>38</sup> que praticam ou preveem praticar 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

---

<sup>38</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).

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>39</sup>, as quais são descritas no ponto seguinte.

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. Esta informação constitui também uma ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados que é utilizada por organismos oficiais de dados estatísticos (Instituto Nacional de Estatística, INE, a nível nacional, ou Eurostat, a nível europeu, por exemplo).

Da análise realizada, verificou-se que no final de dezembro de 2016 existiam 16 comercializadores em mercado, com um total de 75 ofertas mono eletricidade, 35 ofertas duais de eletricidade e gás natural e 41 ofertas com venda de serviços adicionais, totalizando 151 ofertas comerciais para um consumidor com consumo anual de 5 000 kWh dos quais 40% em período de vazio e potência contratada de 6,9 kVA<sup>40</sup>, que é o tipo de consumidor mais representativo, em unidades de energia, do universo dos clientes domésticos.

Neste período, a oferta comercial somente de energia elétrica (mono) com menor fatura anual tinha um valor de 848 €/ano. O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara era de 124 €/ano (13%). A oferta comercial dual (eletricidade e gás natural) com menor valor era no valor de 848 €/ano, a que correspondia um desconto de aproximadamente 13% em relação à oferta mais cara.

A apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado (mono e duais), bem como os valores da tarifa transitória referentes às opções simples e bi-horária, em 2016. Neste período os preços das ofertas comerciais mantiveram-se estáveis, com uma ligeira descida dos preços mínimos no último trimestre de 2016.

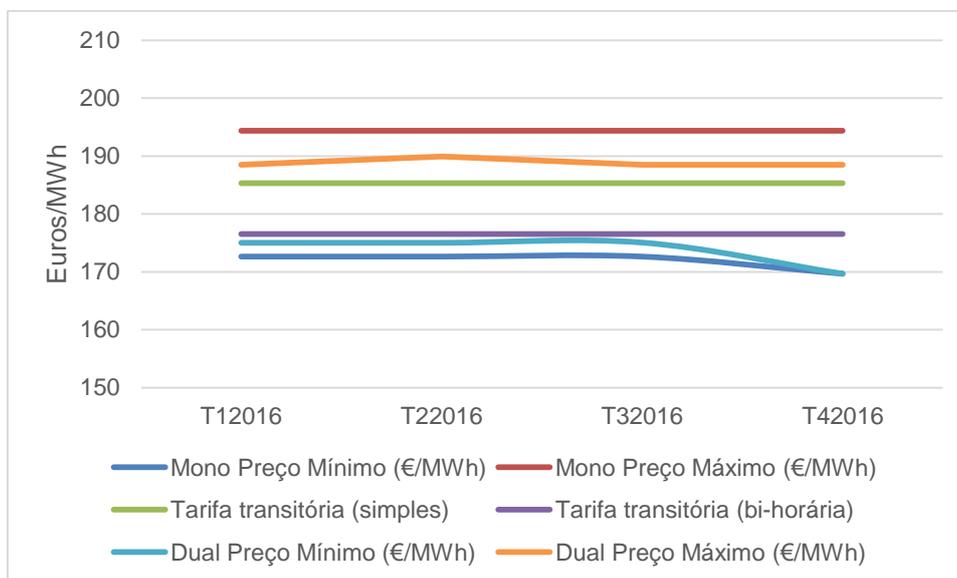
Figura 3-24 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado (mono e duais), bem como os valores da tarifa transitória referentes às opções simples e bi-horária, em 2016. Neste período os preços das ofertas comerciais mantiveram-se estáveis, com uma ligeira descida dos preços mínimos no último trimestre de 2016.

---

<sup>39</sup> Em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>40</sup> Consumidor tipo 2.

**Figura 3-24 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (mono e duais) consumidor tipo 2 em 2016**



## 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 comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN<sup>41</sup>.
- Simulador de potência a contratar<sup>42</sup>.
- Simulador de Rotulagem de eletricidade<sup>43</sup>.

<sup>41</sup> Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladoresdecomparacaodeprecosnomercado/Paginas/simuladorcomparacaodeprecos.aspx>.

<sup>42</sup> Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladordepotenciaacontratar/Documents/ERSEkw.html>.

<sup>43</sup> Disponível em <http://simuladores.erse.pt/rotulagem>.

A ERSE disponibiliza ainda mais 3 simuladores de faturação, os quais se destinam à simulação de faturação com base nas tarifas de venda a clientes finais, publicadas pela ERSE e aplicáveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as quais, sendo regiões ultraperiféricas, não estão sujeitas à liberalização de mercado. Adicionalmente, é ainda disponibilizado um simulador de faturação da eletricidade para Portugal continental, para clientes em AT, MT e baixa tensão especial (BTE), que ainda se encontram com o comercializador de último recurso<sup>44</sup> visando ajudar o consumidor na escolha de comercializador, na transição para o mercado livre.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes últimos 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. Nas situações em que se verificam discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se ao direito de não publicação das ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas pelos comercializadores.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador<sup>45</sup>, visando garantir o histórico do informação do conjunto de propostas comerciais presentes no mercado.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, a ERSE sentiu a necessidade de criar condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu<sup>46</sup> regras que preveem 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: a ficha contratual padronizada. A adoção da ficha contratual padronizada 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, permitindo a comparabilidade de ofertas designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas.

---

<sup>44</sup> Disponível em <http://simuladores.erse.pt/faturacao>.

<sup>45</sup> Disponível em [http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef\\_BTN.pdf](http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef_BTN.pdf).

<sup>46</sup> Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, disponível em <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1877/Diretiva%206-2015.pdf>.

Os comercializadores com mais de cinco mil clientes<sup>47</sup> têm a obrigação de divulgação pública<sup>48</sup>, 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 no prazo de 12 dias úteis, nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG<sup>49</sup> e à rotulagem de energia elétrica<sup>50</sup>.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, a ERSE aprovou, através da Diretiva n.º 14/2016, de 26 de julho, obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica, tornando obrigatório informar os clientes em BTN da data ou datas preferenciais para comunicação de leituras por parte dos clientes, de modo a melhorar a eficácia desta comunicação permitindo a faturação sem recurso a estimativas de consumo.

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>51</sup>. No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com registos quarti-horários 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>52</sup>, devendo disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico para comunicação de leituras, sem custos para o cliente<sup>53</sup>. A leitura do contador pelo cliente e do ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

---

<sup>47</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”.

<sup>48</sup> Através dos meios de comunicação que disponibilizam, bem como nas páginas na internet.

<sup>49</sup> Nos termos do artigo 121.º e 132.º do RRC, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016\\_DR.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016_DR.pdf).

<sup>50</sup> Nos termos do artigo 105.º e 133.º do RRC, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016\\_DR.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016_DR.pdf).

<sup>51</sup> Disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016\\_DR.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva%205-2016_DR.pdf).

<sup>52</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>.

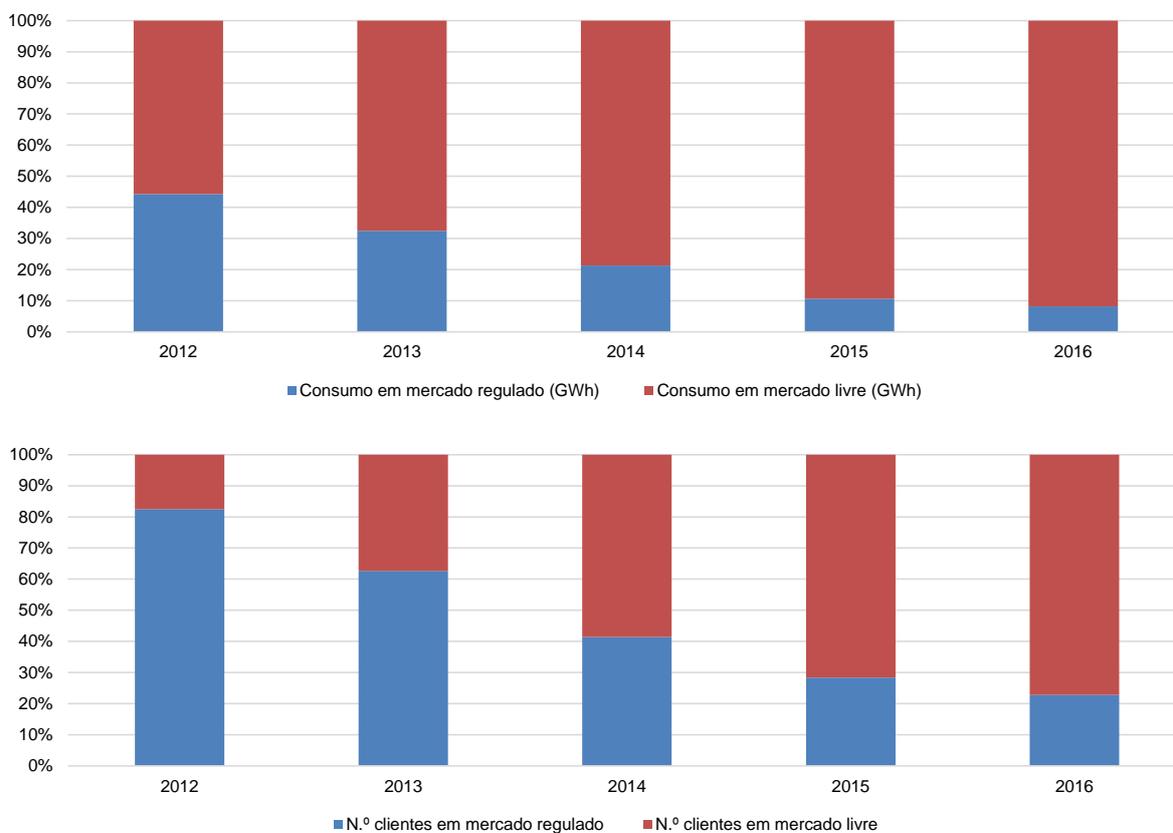
<sup>53</sup> Nos termos do artigo 35.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR\\_Regulamento%20455-2013-RQS.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR_Regulamento%20455-2013-RQS.pdf).

### EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental tem sido efetuado 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 Continental pode ser observada na Figura 3-25.

**Figura 3-25 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2012 a 2016**



Fonte: dados REN e EDP Distribuição

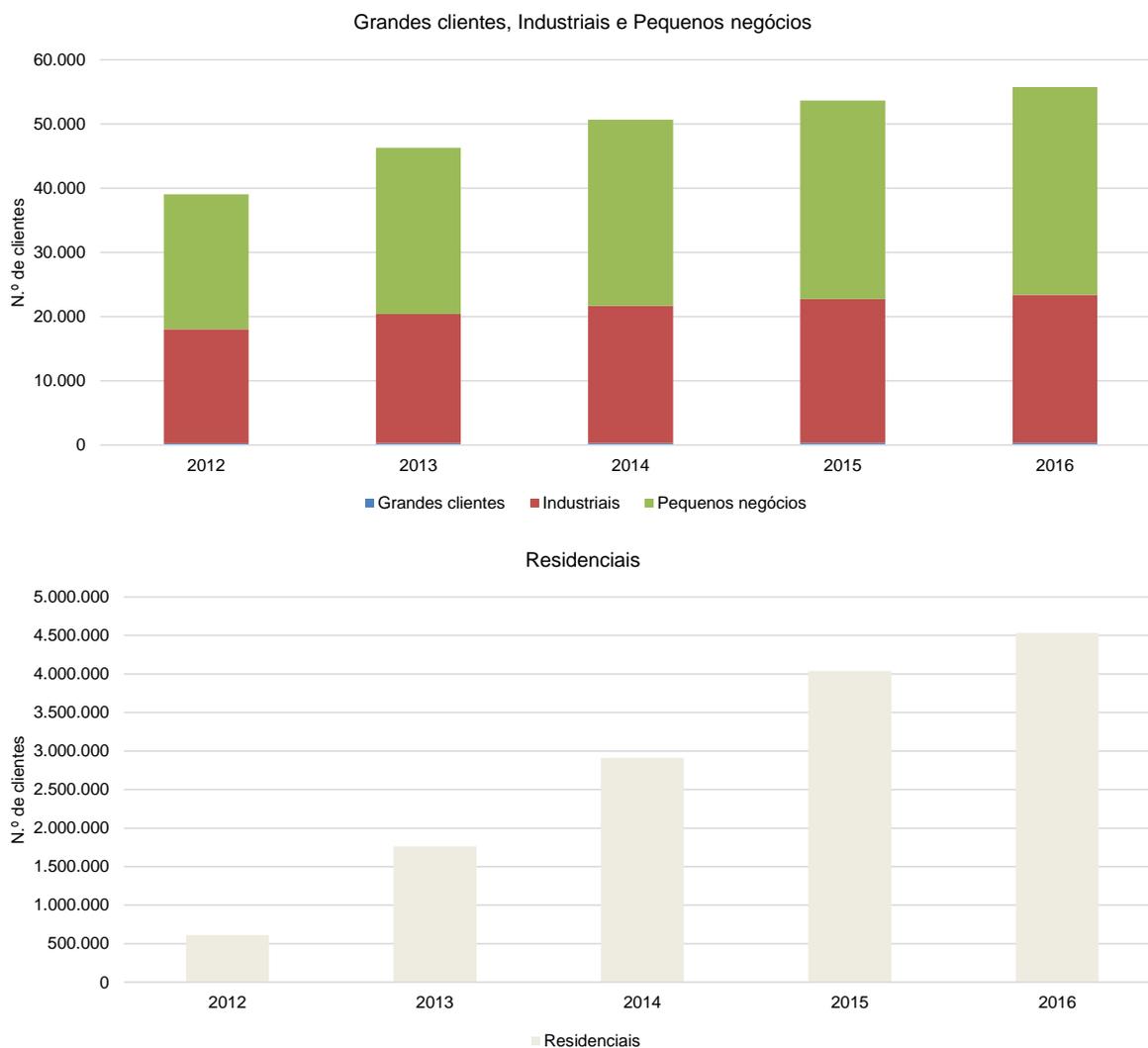
O aumento da dimensão do mercado liberalizado beneficiou do processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todo o conjunto de clientes, incluindo os residenciais. Com esta evolução, no final de 2016 o consumo em mercado representava já cerca de 92% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado liberalizado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais que, em 2016, aumentou cerca de 12% face ao ano anterior.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, regista-se já cerca de 77% dos clientes deste segmento que transitaram para o mercado livre.

Figura 3-26, é possível observar que, em 2016, os segmentos com um maior consumo – grandes clientes (MAT<sup>54</sup> e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 2% e os 5% no mercado livre.

**Figura 3-26 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2012 a 2016**

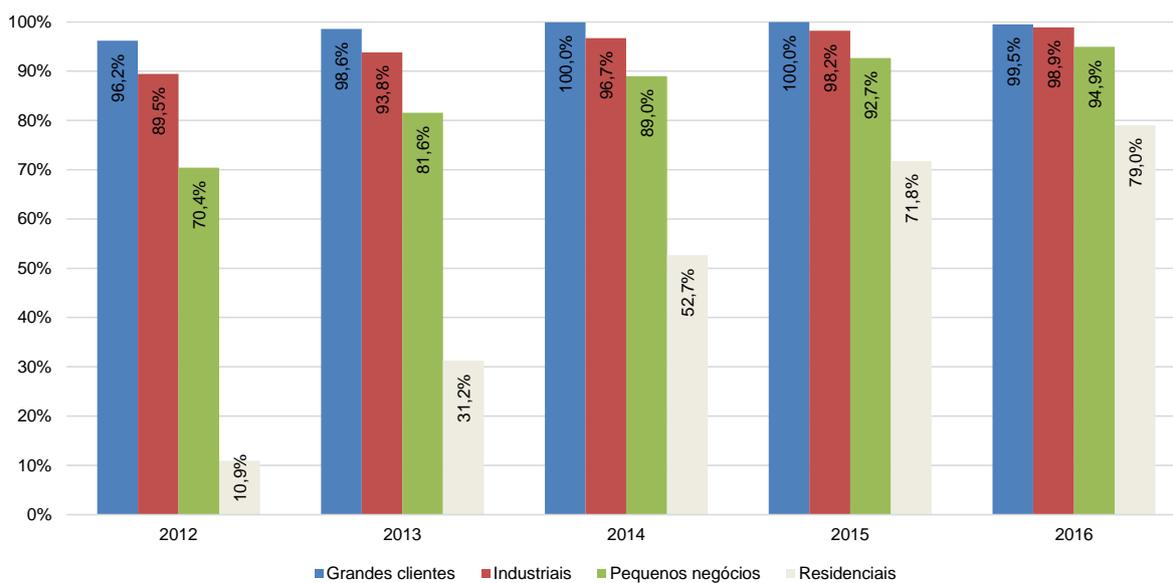


Fonte: dados EDP Distribuição

<sup>54</sup> Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-27, sendo observável que, no ano de 2016, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 99% do consumo de clientes industriais.

**Figura 3-27 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2011 a 2016**

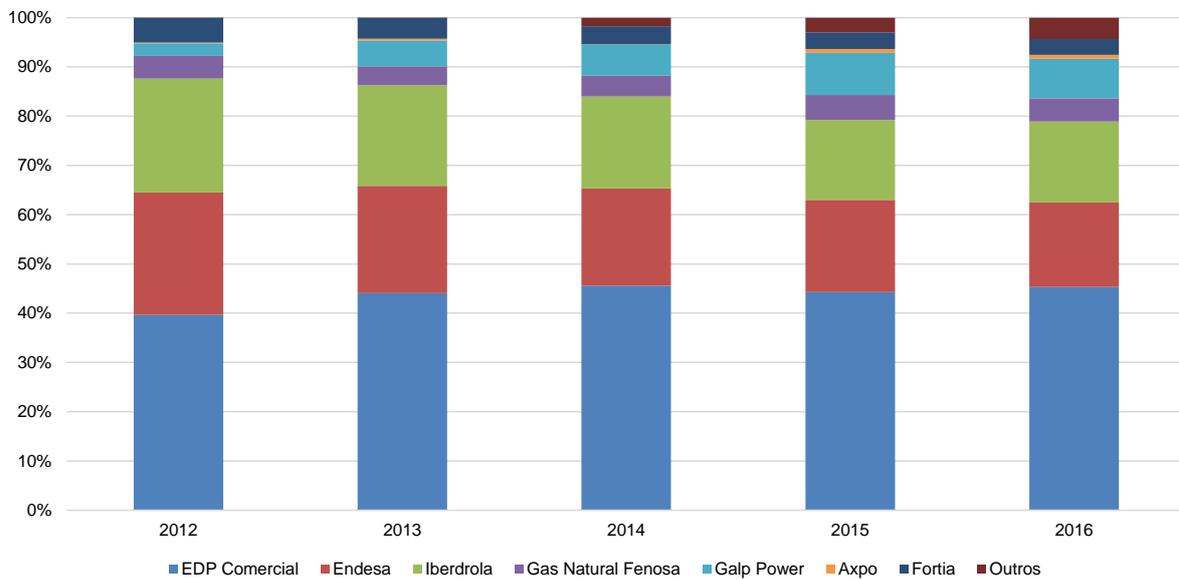


Fonte: dados EDP Distribuição

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, embora o número de comercializadores presentes neste segmento tenha continuado a aumentar em 2016.

Apesar do crescimento do mercado liberalizado, que contava já com 24 comercializadores, e de uma maior e melhor disponibilização de informação aos consumidores, a concentração global empresarial aumentou ligeiramente em 2016. O aumento de quota de mercado do grupo EDP, principal operador no mercado da eletricidade, principalmente no segmento de consumidores domésticos, foi o fator que mais contribuiu para esta situação, continuando a representar o comercializador em mercado livre cerca de 45% dos fornecimentos em mercado no último ano conforme se pode extrair da Figura 3-28.

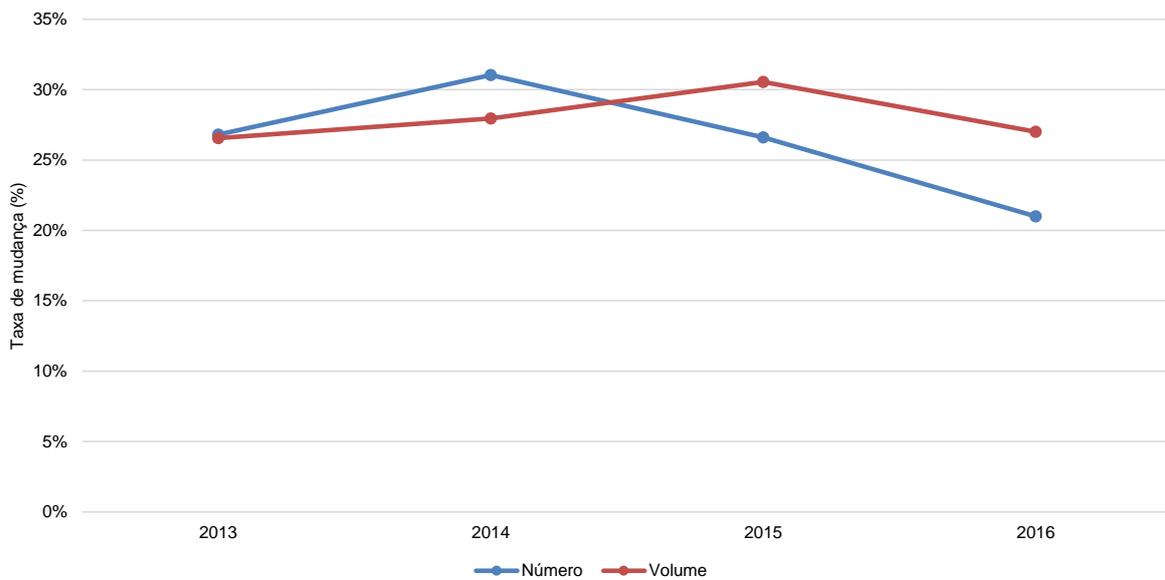
**Figura 3-28 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2012 a 2016**



Fonte: dados EDP Distribuição

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, sendo que, em 2016, cerca de 21% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor. Em dezembro de 2016, as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 55% do total de mudanças de comercializador.

**Figura 3-29 – Mudança de comercializador, 2013 a 2016**



Fonte: dados EDP Distribuição

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista<sup>55</sup>, 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 2016 a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho. Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN, BTE, MT e AT.

#### **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 2016, foi emitido um parecer à Autoridade da Concorrência sobre a aquisição de controlo conjunto da sociedade Enforcesco, S.A. pela Oxy Capital, S.A. e pela Enforce Capital, SGPS, S.A..

Neste caso, a ERSE expressou a sua não oposição à operação de concentração, dado que o posicionamento relativo das atividades desenvolvidas pelas empresas Enforcesco, na comercialização de eletricidade em Portugal continental, tem uma expressão de mercado reduzida na eletricidade (em número de clientes e consumo), e a Prio atua na área da mobilidade elétrica. As empresas envolvidas na presente operação não integravam, direta ou indiretamente, os grupos incumbentes na eletricidade, o que os constitui como um elemento de concorrência na atividade de comercialização de eletricidade. Foram ainda consideradas as condições de não concorrência, presentes no acordo parassocial celebrado entre as partes, e as possíveis sinergias que podem advir da complementaridade entre as atividades desenvolvidas pelas empresas.

---

55

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacao/sector/informacao/sobre/mercado/liberalizado/2016/Paginas/2016.aspx>

## REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Desde 1 de janeiro de 2013, que as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório. Em 2016 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador em último recurso em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador neste nível de tensão<sup>56</sup>.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2016 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia (a qual inclui um fator de agravamento) e da tarifa de comercialização regulada<sup>57</sup>, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE<sup>58</sup>.

## DÉFICE TARIFÁRIO

As tarifas de venda a clientes finais foram limitadas (i) em 2006, para BT, para que a sua variação não fosse superior à variação esperada do Índice de Preços implícito no Consumo Privado e (ii) em 2007, em BTN, para que a sua variação fosse limitada a 6%. Estas limitações criaram um défice tarifário nas empresas reguladas. A recuperação destes défices é feita em prestações constantes 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 adquirida pelo CUR 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.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia à PRE, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos seguintes<sup>59</sup>.

---

<sup>56</sup> O Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, tendo reformulado a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais em BTN. A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estabeleceu que o referido período de aplicação das tarifas transitórias termina a 31 de dezembro de 2017. O período de aplicação das tarifas transitória para clientes em BTN foi alterado para 31 de dezembro de 2020 pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

<sup>57</sup> O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação conjugada da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril e da Portaria n.º 359/2015, de 14 de Outubro. É igualmente aplicável o Despacho n.º 11 566-A/2015, de 3 de outubro, que determina a forma de atualização da tarifa transitória.

<sup>58</sup> Diretiva n.º 16/2015, de 24 de dezembro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2016/Documents/Diretiva%2016\\_2015.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2016/Documents/Diretiva%2016_2015.pdf).

<sup>59</sup> Através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e, de acordo com o n.º 8 do artigo 73-A.º, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação.

A repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE tem sido aplicada anualmente, tal como se pode verificar no quadro seguinte.

No final de 2016, os valores em dívida das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram os apresentados no Quadro 3-5.

**Quadro 3-5 – Déficit tarifário, 2016**

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

	<b>Saldo em dívida em 2016 (10<sup>3</sup> EUR)</b>
Défice tarifário 2006/2007	38 483
Défice tarifário 2009	1 000 209
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	346 339
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	758 378
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	1 112 062
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	1 221 771
Outros	240 869
<b>Total</b>	<b>4 718 110</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 DGEG a responsabilidade da sua monitorização<sup>60</sup>. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

Importa referir que, em 2016, e tendo em vista a avaliação do regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), o Governo solicitou à ERSE a apresentação de um estudo que servisse de base a essa avaliação.

<sup>60</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.

O relatório de avaliação técnica elaborado pela ERSE foi publicado<sup>61</sup> em junho de 2016 e inscreveu como principal recomendação o entendimento de que uma eventual revisão do mecanismo de garantia de potência se deveria guiar pela instituição de um mecanismo regido por regras de mercado, concordante com o enquadramento europeu neste domínio e devidamente articulado a nível regional no quadro do MIBEL. Esta recomendação principal foi alicerçada nos seguintes critérios e fundamentações: harmonização regional e europeia, quadro orientativo dos auxílios de Estado e observância de regras de mercado.

### 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 2016 em 58%, verificando-se um aumento de 4 p.p. face ao valor verificado em 2012. A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada é apresentada no Quadro 3-6.

**Quadro 3-6 – Margem de capacidade do SEN, 2012 a 2016**

	2016 (MW)	2015 (MW)	2014 (MW)	2013 (MW)	2012 (MW)	2016/2012 Variação (%)
<b>Potência instalada total</b>	<b>19 518</b>	<b>18 533</b>	<b>17 833</b>	<b>17 790</b>	<b>18 546</b>	<b>5%</b>
Térmica em mercado	5 585	5 585	5 585	5 750	6 697	-17%
Hidráulica em mercado	6 522	5 724	5 269	5 239	5 239	24%
PRE	7 411	7 224	6 979	6 801	6 610	12%
<b>Potência máxima anual</b>	<b>8 141</b>	<b>8 618</b>	<b>8 313</b>	<b>8 322</b>	<b>8 554</b>	<b>-5%</b>
<b>Margem de capacidade</b>	<b>11 377</b>	<b>9 915</b>	<b>9 520</b>	<b>9 468</b>	<b>9 992</b>	<b>14%</b>
	(58%)	(53%)	(53%)	(53%)	(54%)	

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

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2016 se situou em 49,27 TWh, registando-se um ligeiro aumento de 0,6% face a 2015.

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

<sup>61</sup> <http://www.erse.pt/pt/supervisaodmercados/mercadodeelectricidade/capacidade/Paginas/default.aspx>

**Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo, 2016 vs. 2015**

	2016 (GWh)	2015 (GWh)	Varição (%)
Produção hidráulica em mercado	15 298	8 797	73,9
Produção térmica em mercado	19 316	19 152	0,9
PRE	21 259	20 216	5,2
Saldo importador	-5 085	2 266	-324,4
Bombagem hidroelétrica	-1 519	-1 467	3,5
<b>Consumo total</b>	<b>49 269</b>	<b>48 964</b>	<b>0,6</b>

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

Em 2016 verificaram-se condições hidrológicas excepcionais, com um índice de hidraulicidade<sup>62</sup> de 1,33. As centrais hidroelétricas em regime de mercado contribuíram para o abastecimento de 27% do consumo, muito superior aos 18% verificados no ano anterior, tendo as centrais térmicas em mercado assegurado uma quota de 34%, com 21% da produção a partir de centrais a carvão e 13% a partir de centrais de gás natural.

As entregas dos produtores em regime especial com remuneração garantida registaram uma quota de 38% do consumo, ligeiramente inferior aos 42% verificados em 2015.

Nas trocas com o estrangeiro registou-se pela primeira vez desde 1999 um saldo exportador, equivalente a 9% da produção.

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, 2012 a 2016**

	2016	2015	2014	2013	2012
Carvão	21%	28%	23%	23%	29%
Gás Natural em mercado	13%	11%	3%	3%	13%
Hidráulica em mercado	27%	18%	30%	28%	14%
PRE	38%	42%	45%	46%	44%

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

<sup>62</sup> Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2016, atingindo o valor de 8 141 MW, que face à ponta de 2015, registou uma redução de 477 MW, facto que contraria o aumento verificado no ano transato, regressando às sucessivas reduções da potência máxima anual verificadas nos anos anteriores.

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

**Quadro 3-9 – Potência máxima anual, 2012 a 2016**

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2016	17-fev	8 141	-5,53
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

Fonte: dados REN

Em 2016, ao nível da potência instalada nas centrais em regime de mercado, destaca-se a entrada em serviço da central de Frades II, com 780 MW reversíveis, integrada no aproveitamento de Venda Nova/Frades.

Em termos de produção em regime especial com remuneração garantida, salienta-se o aumento de 200 MW por produtores eólicos, destacando-se o parque Douro Sul, com 149 MW.

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

Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor, 2016 vs. 2015

	2016 (MW)	2015 (MW)	Varição (MW)
<b>CENTRAIS HIDROELÉTRICAS EM MERCADO</b>	<b>6 522</b>	<b>5 724</b>	<b>798</b>
<b>CENTRAIS TERMOELÉTRICAS 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>7 411</b>	<b>7 224</b>	<b>187</b>
Produtores Térmicos	1 503	1 547	-44
Produtores Hidráulicos	423	422	1
Produtores Eólicos	5 046	4 826	220
Produtores Fotovoltaicos	439	429	10
<b>TOTAL</b>	<b>19 518</b>	<b>18 533</b>	<b>985</b>

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

Em 2016, os principais desenvolvimentos da RNT, com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Na região do Minho, a construção da linha a 400 kV entre a subestação de Pedralva e a zona de Ponte de Lima.
- Nos concelhos de Fafe, Guimarães, Vizela e Felgueiras, destaca-se a abertura da linha a 150 kV Terras Altas de Fafe-Riba d’Ave para a subestação de Fafe.
- Conclusão da remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações do Torrão, Évora, Rio Maior, Chafariz e Vila Fria.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,34 minutos.

### 3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2016 não houve desenvolvimentos. Para além disso, não se espera que haja evolução na medida em que relativamente aos novos empreendimentos licenciados (i.e. 4 novos grupos CCGT de 400 MW) pela DGEG<sup>63</sup> os produtores comunicaram a sua intenção de renunciar.

<sup>63</sup> Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2015 a 2030.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, salienta-se a já referida entrada em serviço da central de Frades II, com 780 MW reversíveis. No âmbito da concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) até 2030 e da sua reavaliação (em curso), que contempla um conjunto de novos aproveitamentos, alguns já realizados, o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2017 a 2030 (RMSA-E 2016), aprovado pelo Governo, confirma as decisões relativas ao PNBEPH de adiamento do aproveitamento hídrico do Fridão (238 MW) para 2026 e da não consideração dos aproveitamentos de Girabolhos (364 MW) e Alvito (225 MW).

No caso dos produtores eólicos, salienta-se o aumento de 200 MW, destacando-se o parque Douro Sul, com 149 MW.

Relativamente a previsões da potência instalada em fontes de energia renováveis continuam a adotar-se as do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020)<sup>64</sup>, como indicado no Quadro 3-11. De notar que o PNAER inclui para além de Portugal Continental a energia geotérmica da Região Autónoma dos Açores (RAA).

**Quadro 3-11 – Evolução prevista para as energias renováveis 2018 e 2020**

	<b>2018</b>	<b>2020</b>
	<b>(MW)</b>	<b>(MW)</b>
Eólica	5 142	5 300
Hídrica (< 10 MW)	379	400
Hídrica (> 10 MW)	8 540	8 540
Biomassa	814	828
Solar	589	1816 <sup>(1)</sup>
Ondas	6	6
Geotérmica	29	29

Fonte: dados PNAER 2020 e (1) RMSA-E 2016

### 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 2016 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.

<sup>64</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.



## 4 MERCADO DO GÁS NATURAL

### 4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

#### 4.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

##### 4.1.1.1 BALANÇO

Os princípios gerais aplicáveis ao balanço nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incluindo a rede de transporte, integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), sendo as regras e procedimentos de detalhe parte integrante do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), aprovado pela ERSE.

No ano de 2016, os referidos regulamento e manual foram sujeitos a revisões, em grande parte motivadas pela publicação do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, consubstanciada através do Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, e do código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) nº 2015/703, de 30 de abril.

O modelo de compensação das redes de transporte, estabelecido no mencionado Regulamento comunitário, é substancialmente diferente do que anteriormente se encontrava em vigor no SNGN. Com efeito, o modelo anterior responsabilizava os agentes de mercado pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos na RNTGN mediante a atribuição de tolerâncias e posterior compensação em espécie. No modelo de compensação aplicável a partir de 1 de outubro de 2016, é reforçada a responsabilização individual dos agentes de mercado, passando a haver reconciliação física e financeira no final de cada dia gás<sup>65</sup>. Por outro lado, e de forma a permitir que os agentes de mercado equilibrem os fornecimentos e consumos na RNTGN, são estabelecidos requisitos mínimos em matéria de fornecimento de informação aos agentes de mercado, por parte do Gestor Técnico Global do SNGN (GTG) e dos operadores das infraestruturas do SNGN, que permitam a implementação de um regime de compensação baseado no funcionamento do mercado.

O GTG é responsável pelo balanço residual mediante a implementação de ações de compensação, designadamente o recurso a mercados organizados de curto prazo e serviços de compensação. No arranque do novo sistema de compensação, a 1 de outubro de 2016, o GTG apenas dispunha de serviços de compensação para a realização de ações de compensação.

---

<sup>65</sup> Período compreendido entre as 05h00 e as 05h00 UTC do dia seguinte, na hora de inverno, e entre as 04h00 e as 04h00 UTC do dia seguinte, na hora de verão.

Os serviços de compensação correspondem a mecanismos de mercado (leilões), que ocorrem de uma forma discreta, sendo desencadeados pelo GTG nos termos estabelecidos no MPGTG. Os referidos leilões têm como finalidade a compra ou venda de gás natural, tendo em vista a reposição do gás de operação (*linepack*) dentro de parâmetros de operação adequados para a gestão da rede de transporte. Os leilões estão abertos a todos os agentes de mercado em operação no SNGN e são supervisionados pela ERSE.

As propostas de ROI e MPGTG foram submetidas a consulta pública de 18 de dezembro de 2015 a 3 de fevereiro de 2016 e de 22 de julho de 2016 a 7 de setembro de 2016, respetivamente. O ROI foi publicado a 14 de abril de 2016 e o MPGTG a 27 de outubro de 2016.

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

Como referido, a partir de 1 de outubro de 2016, a gestão das carteiras de compensação dos agentes de mercado deixou de beneficiar de tolerâncias individuais para a realização do encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte. Porém, o acesso ao *linepack* (armazenamento na RNTGN) mantém-se, de uma forma explícita, sob a forma de um serviço prestado pelo GTG mediante contratualização. No arranque do novo modelo de compensação, a forma de atribuição do *linepack* pelos agentes de mercado subscritores do serviço manteve-se, sem custos adicionais, até à devolução dos quantitativos de gás afetos à reserva operacional e à aquisição do gás de enchimento e do gás de operação por parte do operador da rede de transporte.

Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso de terceiros regulado para a armazenagem de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de Gás Natural Liquefeito (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.

Refira-se que a atribuição de capacidade no terminal de GNL e na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, com as devidas alterações, segue uma metodologia similar aos produtos standard de capacidade estabelecidos no NC CAM.

A ERSE monitorizou as condições de acesso às infraestruturas de armazenamento, salientando-se não ter havido, até ao momento, situações de recusa de acesso a essas infraestruturas.

#### 4.1.1.3 ACESSO DE TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

Os princípios gerais aplicáveis ao acesso às redes e às infraestruturas do SNGN, incluindo a infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e o terminal de GNL de Sines, integram o

Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), sendo as regras e procedimentos de detalhe estabelecidos nos termos do MPAI, aprovado pela ERSE.

O RARII foi revisto no ano de 2016, tendo sido implementados produtos de capacidade de menor maturidade para a infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, designadamente os produtos diários de capacidade de armazenamento.

A proposta de RARII foi submetida a consulta pública entre o dia 18 de dezembro de 2015 e o dia 3 de fevereiro de 2016, com a publicação a ocorrer a 14 de abril de 2016.

#### 4.1.1.4 LIGAÇÕES ÀS REDES

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 2016, 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 39 dias, para um total de 12.262 ligações.

#### 4.1.1.5 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural (RQS) consagra, no seu Capítulo II, as disposições de qualidade de serviço de natureza técnica. A vertente técnica abrange as seguintes áreas: continuidade de serviço e características do fornecimento do gás natural (i.e. características do gás natural e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas do setor (i.e. operadores das redes de distribuição, operador da rede de transporte, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL).

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 2016, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 4629 camiões cisterna de GNL (tendo reduzido ligeiramente face ao valor registado no ano de 2015, que correspondeu a 4675 camiões cisterna);
- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a cerca de 6% do número total de enchimentos (1 p.p acima do verificado no ano anterior). 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 22 (face a 25 operações de descarga realizadas em 2015);
- Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros (situação semelhante ao ano anterior); 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 as nomeações de extração e injeção de gás natural e o cumprimento energético de armazenamento (i.e. o erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia realmente extraída e injetada). Em 2016, o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

A continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é avaliada com base nos seguintes indicadores: número médio de interrupções por pontos de saída; duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída) e duração média de interrupção (minutos/interrupção). No ano de 2016 não se registou qualquer interrupção de fornecimento em nenhum ponto de saída 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 2016, das 11 redes de distribuição existentes, 4 não registaram interrupções (Beiragás, Dianagás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,44% das cerca de 1,42 milhões de instalações de clientes registaram interrupções, sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. Cerca de 48% 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 1,5 minutos em todas as redes de distribuição<sup>66</sup>.

O RQS estabelece que a monitorização das características do gás natural deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas e define limites para as seguintes características: índice de Wobbe, densidade relativa, ponto de orvalho, sulfureto de hidrogénio e enxofre total. Em 2016 verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás natural, por ponto de monitorização da rede de transporte.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2016, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 317 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.

---

<sup>66</sup> Para mais informação relativa à evolução do indicador ao longo dos últimos anos consultar: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/qualidadedeservico/relatoriosdequalidadedeservico/>

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS do setor do gás natural, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço<sup>67</sup>, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás natural.

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

##### **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, coincidente com o início do novo período regulatório de 3 anos. A revisão do RT foi publicada em 2016, através do Regulamento n.º 415/2016, de 29 de abril, e incidiu sobre várias matérias, das quais se destacam as seguintes:

- Introdução de maior flexibilidade na estrutura das tarifas de acesso às redes, contribuindo para uma maior utilização do sistema de gás natural por consumidores com consumos concentrados no tempo;
- Previsão de novos produtos de capacidade e respetivas tarifas nas infraestruturas de Alta Pressão;
- Introdução de novos escalões de consumo, nos diferentes níveis de pressão, atendendo às sugestões recebidas na consulta pública que concorreram para a resolução das dificuldades em torno do tema relativo à aplicação de tarifas de acesso às redes em Alta Pressão a clientes ligados às redes em Média Pressão.
- Discussão dos modelos de encargos de neutralidade visando a aplicação, a partir de outubro de 2016, do Regulamento Europeu n.º 312/2014, que aprovou o Código de Rede para a Compensação das redes de transporte de gás.

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

Dado o início de um novo período de regulação, em julho de 2016, elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

---

<sup>67</sup> Disponível em

<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/qualidadedeservico/relatoriosdequalidadedeservico/>

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

As tarifas de acesso às infraestruturas são devidas 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. Quer os preços de gás natural praticados no mercado, quer os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, incluem as tarifas de acesso às redes.

Estas tarifas de acesso às infraestruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. No entanto, elas podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que comprem a energia diretamente nos mercados e que se 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.

No que respeita à relação entre as tarifas e os custos, vale o princípio que, para cada uma das atividades reguladas, devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

#### **PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2016**

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.

Para cada tarifa por atividade procura-se que as variáveis de faturação utilizadas traduzam os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

O preço médio das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2016-2017 e a sua variação relativamente ao ano gás anterior 2015-2016, consta dos quadros seguintes.

**Quadro 4-1 - Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas para o ano gás 2016-2017**

Tarifas de acesso por nível de pressão	Preço médio 2015-2016 (EUR/MWh)*	Preço médio 2016-2017 (EUR/MWh)	Variação
T. Acesso C. Eletroprodutores	3,82	3,31	-13,5%
T. Acesso Clientes AP	2,60	2,33	-10,6%
T. Acesso MP (>= 1 000 000 m3)	6,50	4,28	-34,2%
T. Acesso BP> (> 10 000 m3   < 1 000 000 m3)	20,41	15,87	-22,2%
T. Acesso BP< (<= 10 000 m3)	40,40	32,68	-19,1%

\* Aplicação das tarifas de 2015-2016 à procura prevista para 2016-2017.

Fonte: dados ERSE

**Quadro 4-2 - Evolução tarifária por atividade 2017-2016/2016-2015**

Tarifas por atividade	Tarifas 2015-2016 (preços médios), consumos 2016-2017* (EUR/MWh)	Tarifas 2016-2017 (preços médios), consumos 2016-2017 (EUR/MWh)	Variação
Terminal Sines	2,20	2,29	4%
Armazenamento Subt.	12,17	12,17	0%
Uso da Rede Transporte	2,41	1,90	-21%
Uso da Rede Distribuição	11,95	9,16	-23,4%
Uso Global do Sistema	1,12	1,16	3%

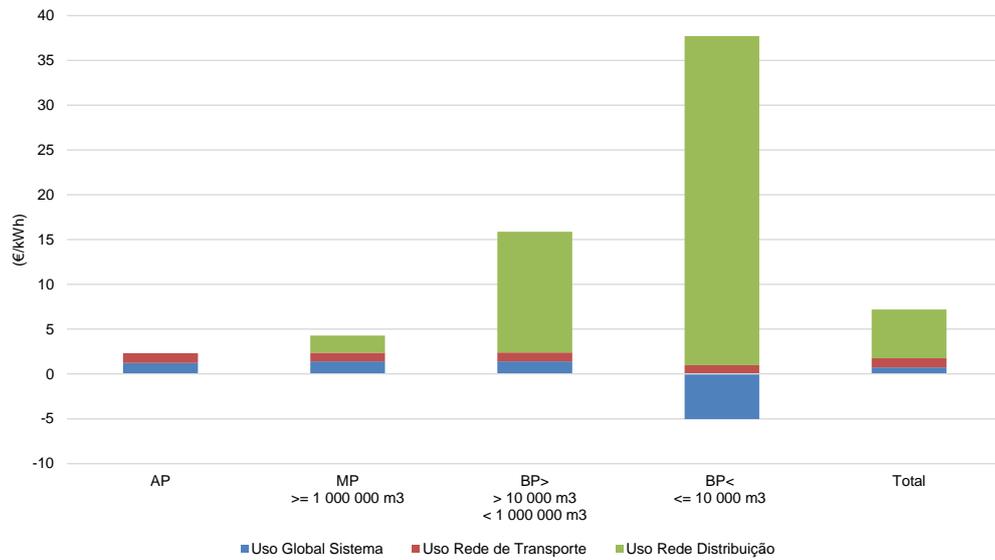
\* Aplicação das tarifas de 2015-2016 à procura prevista para 2016-2017.

Fonte: dados ERSE

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.

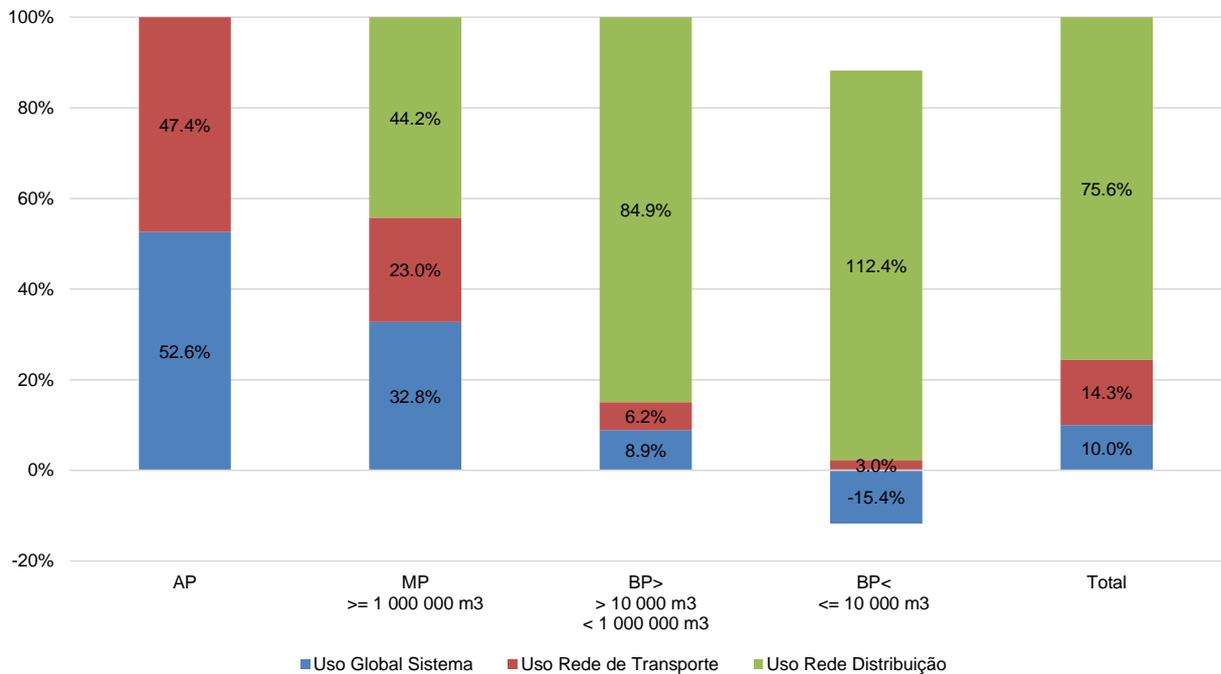
O preço da tarifa de uso global de sistema foi negativo considerando ajustamentos de desvios de energia de anos anteriores negativos, ou seja, valores que forem devolvidos aos consumidores.

Figura 4-1 - Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: dados ERSE

Figura 4-2 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Fonte: dados ERSE

#### **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. 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 subsidias cruzadas 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 2016 foi o primeiro ano do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019. 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. Enunciam-se, de seguida, os modelos regulatórios para o período regulatório em vigor, para cada uma das atividades reguladas:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*<sup>68</sup> nos custos de exploração (OPEX<sup>69</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>70</sup>; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o SNGN associadas a esta atividade.

---

<sup>68</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

<sup>69</sup> *Operational expenditure*.

<sup>70</sup> *Capital expenditure*.

- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – metodologia de regulação do tipo *price cap*<sup>71</sup> no OPEX e uma metodologia *rate of return* no CAPEX; 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 de gás natural – esta atividade segue i) 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 uma parcela indexada à evolução da variável capacidade máxima utilizada nas saídas, ii) uma metodologia *rate of return* no CAPEX e iii) foi implementado para o período regulatório em vigor um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.
- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – introduziu-se uma alteração da metodologia regulatória desta atividade, tendo passado de um modelo de custos aceites, para um modelo de regulação por incentivos. Assim, esta atividade segue uma metodologia de *rate of return* no CAPEX, e uma metodologia do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX composta pelos custos intragrupo.
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*<sup>72</sup> e no CAPEX uma metodologia *rate of return*; foi ainda implementado o mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura, à semelhança da atividade de Transporte de gás natural; e

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 2% na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) 3% na atividade de transporte, (iii) 2% na atividade de Gestão Técnica Global de Sistema (iv) 3% na atividade de armazenamento subterrâneo e (v) 2% e 7% por empresa, no caso da distribuição.

Destaca-se ainda a manutenção da 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 alheios<sup>73</sup>. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base nas *yields* das Obrigações do Tesouro. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitada superior e inferiormente.

---

<sup>71</sup> O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

<sup>72</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>73</sup> Para o ano gás 2016-2017 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 5,90%; atividade de distribuição – 6,20%. Como o ano gás decorre entre julho de um ano e junho do ano seguinte, a taxa definitiva para o ano civil de 2016 inclui metodologias diferentes para o 1.º semestre (AP: 7,49%; MP/BP : 7,99%) e para o 2.º semestre desse ano (AP: 6,05%; MP/BP : 6,35%).

### **CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS**

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.

### **ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

Na revisão regulamentar do setor do gás natural de 2016, 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.

#### **4.1.3 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 os princípios estabelecidos no RARII, cuja aprovação compete à ERSE.

O RARII integra os princípios estabelecidos no 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 complementa 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.

A revisão do RARII abriu a possibilidade de atribuição de capacidade em horizontes superiores ao designado 'ano de atribuição de capacidade', cuja vigência decorre entre os dias 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte. A atribuição de capacidade a longo prazo pode suceder por 'empilhamento' de produtos de capacidade de maturidade anual, contudo, no ano de 2016, apenas foram oferecidos e atribuídos produtos cuja duração não excede o ano de atribuição de capacidade 2016-2017.

As regras e os procedimentos de detalhe relativos aos mecanismos de atribuição de capacidade, mecanismos de resolução e gestão de congestionamentos e metodologias de determinação de capacidade nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI). Este manual sofreu uma revisão profunda em 2015 e será revisitado no ano de 2017 para a implementação de regras e procedimentos para a atribuição de capacidade implícita no VIP (*Virtual Interconnection Point*) entre outras alterações de menor expressão. Refira-se ainda que a oferta de capacidade implícita no VIP foi consagrada na revisão regulamentar do RARII, tendo merecido o apoio generalizado dos *stakeholders* na respetiva consulta pública.

As regras para atribuição harmonizada de capacidade nas interligações de gás natural entre Portugal e Espanha, no ano de 2016, basearam-se exclusivamente no código de rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros a partir de 1 de novembro de 2015. A plataforma adotada para o efeito foi a PRISMA, à semelhança do que sucede na grande maioria das interligações de gás natural do espaço comunitário.

Durante o ano de 2016 não foram constatadas situações de congestionamento nas infraestruturas do SNGN, ou seja, não ocorreram situações de recusa de acesso às infraestruturas. Porém, na revisão do RARII foram integradas algumas das disposições do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, em particular as que se referem aos mecanismos de gestão de congestionamentos<sup>74</sup>. Assim, foi prevista a extensão da aplicação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de capacidade de maturidade mensal.

#### **ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES**

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA.

Em 2016, a oferta e atribuição de capacidade não excedeu o período relativo ao designado 'ano de atribuição de capacidade' 2016-2017, sendo que a oferta de capacidade excedeu sempre a procura.

#### **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 foi sendo materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos *Interconnection Agreements*

---

<sup>74</sup> Decisão da Comissão de 24 de agosto de 2012 relativa à alteração do anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

previstos no Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, aprovado pelo Regulamento (EU) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015.

Na sequência da implementação do Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, a REN e a Enagás elaboraram uma nova versão do *Interconnection Agreement* satisfazendo as disposições do Regulamento (EU) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015. A proposta inicial de *Interconnection Agreement* foi submetida a uma consulta pública, no período compreendido entre os dias 26 de setembro de 2016 e 26 de novembro de 2016, cuja versão final foi publicada no início de 2017.

Por outro lado, a implementação conjunta de capacidade no VIP, preconizada no âmbito 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, tornou mais efetiva a cooperação entre os operadores de rede de transporte português e espanhol.

Para além dos produtos de capacidade, a ERSE e a CNMC 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, previstos no plano de trabalho da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

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

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

Em 2016, na sequência de uma consulta pública, a ERSE elaborou o seu Parecer à proposta apresentada pela REN Gasodutos, do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período compreendido entre 2016 e 2025 (PDIRGN 2015).

Importa referir que a proposta de PDIRGN 2015 foi submetida pela REN Gasodutos no ano de 2015, sendo sujeita a uma consulta pública que teve início no dia 18 de novembro de 2015 e cuja conclusão ocorreu a 4 de janeiro de 2016. A elaboração de parecer transitou para o ano de 2016, tendo a ERSE indicado que a proposta em análise deveria ser alterada pelo operador da RNTGN no sentido de apenas 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. Explicitou-se ainda que, em função da materialidade dos impactes tarifários que representavam, a ERSE não daria o seu aval a qualquer proposta revista de PDIRGN 2015 que não considerasse os adiamentos sugeridos, os quais deveriam ter em conta a implementação do *Midi-Catalonia* (MIDCAT) na fronteira hispano-francesa.

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

Os onze operadores das redes de distribuição de gás natural (Setgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Dianagás, Duriensegás, Paxgás, EDP Gás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás) apresentaram à DGEG, as respetivas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, para o período 2017-2021.

Por sua vez, depois de solicitar alterações aos diversos operadores das redes de distribuição, a DGEG comunicou à ERSE as propostas recebidas, cabendo à ERSE, promover uma consulta pública aos seus conteúdos. A consulta, que transitou para o ano de 2017, decorreu de 16 de março a 2 de maio, devendo o respetivo parecer da ERSE ser tornado público no mês de junho de 2017.

## 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 DE EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

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, de 21 de agosto de 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 64% do saldo importador em 2016), 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, que termina em 2020.

O fornecimento através do terminal de GNL está, no essencial, assente em contratos de GNL com a Nigéria também de cláusula de *take or pay*. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Em 2016, cerca de 36% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

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>75</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, através da plataforma MIBGAS, S.A., 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.

No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de gás natural celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das 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, bem como outra informação de mercado

---

<sup>75</sup> Regulamento (EU) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

relevante referente à utilização das infraestruturas de armazenamento de GNL e de gás natural e às operações de carga e descarga por navios metaneiros.

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.

A revisão regulamentar do setor do gás natural, ocorrida em 2016, incorporou as especificidades referentes à aplicação do REMIT.

### **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. A partir de 2012 verificou-se 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 2016, representando cerca de 64% do volume total de gás contratado.

Em relação à utilização do terminal de Sines para a introdução de gás natural em Portugal, apesar de se verificar uma ligeira melhoria face ao ano anterior esta continua bastante abaixo dos valores registados em 2012 e 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, 2012 a 2016**



Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Para o ano gás 2015-2016 não se realizou nenhum leilão de libertação de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNGN.

#### REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

Dado que o início da negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A., continua pendente de regulamentação específica foi aprovado que, até que ocorra o início da referida negociação, será utilizada a plataforma do OMIP, para a realização de leilões de aquisição ou venda de gás natural nos quais o operador da rede de transporte atua como comprador ou vendedor único tendo em vista a compensação da rede. Durante os primeiros três meses de implementação das novas regras de compensação da rede de gás natural, não se verificou a necessidade da realização de quaisquer ações de compensação por parte do operador da rede de transporte.

A entrada em vigor das novas regras de compensação da rede apoia o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural dado que os utilizadores da rede são financeiramente incentivados a manterem equilibradas as suas carteiras de compensação. Efetivamente, os desequilíbrios registados entre os fornecimentos e os consumos na carteira de compensação de um utilizador de rede são sujeitos à aplicação de encargos que refletem os preços de mercado e os preços das ações de compensação do operador da rede de transporte, afetados de um pequeno ajuste, de acordo com as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014. Nestas condições, os utilizadores da rede são incentivados a equilibrarem as suas carteiras de compensação, mesmo que, para tal, tenham de recorrer a transações em mercado, dado que essa atuação é menos onerosa do que a opção de se manterem em desequilíbrio.

#### 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 2016, já mais de 96% 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 mercado livre de gás natural, no final de 2016, estavam presentes 11 comercializadores, sendo que 10 encontravam-se a operar no segmento dos consumidores domésticos.

Até ao final de 2016, cerca de 600 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 DE 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>76</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 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>76</sup> Nos termos do Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, disponível em <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1507/Despacho%203677-2011.pdf>.

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 de gás natural a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou EUROSTAT, por exemplo).

Em dezembro de 2016 existiam cinco comercializadores em mercado, com um total de 15 ofertas mono gás, 18 ofertas duais de gás natural e eletricidade e 21 ofertas com venda de serviços adicionais, totalizando 54 ofertas comerciais para tipo de consumidor com as seguintes características: casal com filhos e sem aquecimento central (consumo anual de gás natural de 292 m<sup>3</sup>)<sup>77</sup>. São apresentados os dados referentes ao tipo de consumidor mais representativo no segmento doméstico, em termos de consumo de energia.

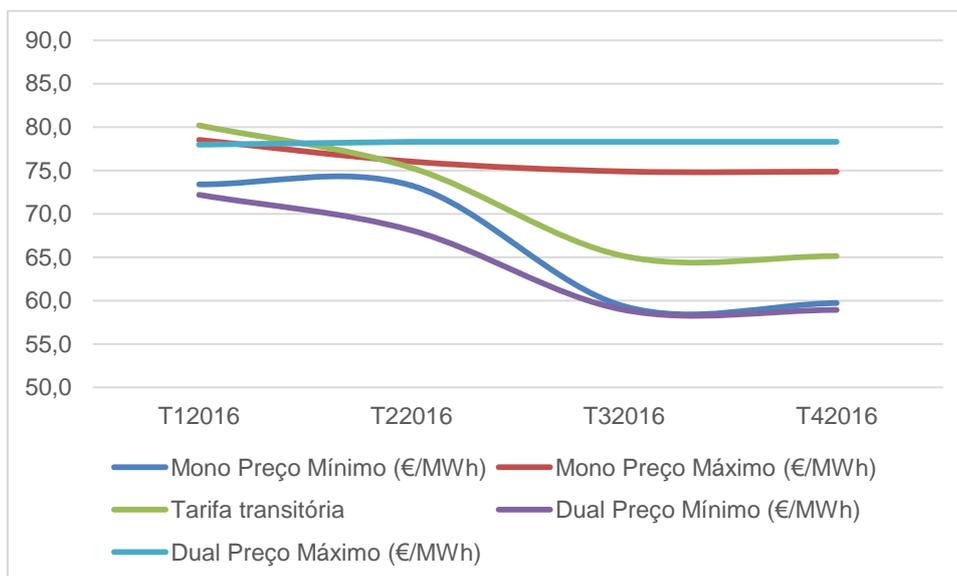
A oferta comercial com menor fatura anual apresentava o valor de 201 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual. O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 66 €/ano (25%). A oferta comercial exclusivamente de gás natural (oferta mono) com menor valor apresentava o valor de 203 €/ano apresentando um desconto de aproximadamente 24% em relação à oferta mais cara.

A Figura 4-4 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado (mono e duais), bem como os preços da tarifa transitória, em 2016. Neste período os preços máximos das ofertas comerciais mantiveram-se estáveis, com uma ligeira descida dos preços mínimos a partir do 2º trimestre de 2016, que acompanhou o preço da tarifa transitória fixada pela ERSE (em julho de 2016) e a descida dos preços do gás.

---

<sup>77</sup> Consumidor tipo 2.

**Figura 4-4 - Preço das ofertas comerciais de gás natural (mono e duais) consumidor tipo 2 em 2016**



## 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 manteve em funcionamento no seu sítio na internet um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental<sup>78</sup> para instalações com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal Continental permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador<sup>79</sup>.

De forma a 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. Nas situações em que se identifiquem discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se ao

<sup>78</sup> Disponível desde 2012 em <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>. As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não têm fornecimento de gás natural.

<sup>79</sup> O documento (qual documento?) está disponível em [http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef\\_BTN.pdf](http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef_BTN.pdf).

direito de não publicação das ofertas comerciais, no seu simulador, até os comercializadores terem ultrapassado as questões identificadas.

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, bem como das condições gerais dos contratos para estes clientes<sup>80</sup>.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, informação relativa à parcela das tarifas de acesso, indicação do volume de gás natural medido e fatores de conversão para energia (de m<sup>3</sup> para kWh)<sup>81</sup> e da rotulagem do gás natural.

As regras de acesso à informação dos consumos de gás natural, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados<sup>82</sup>.

#### **EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA**

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-5 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2016, 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 96% são assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

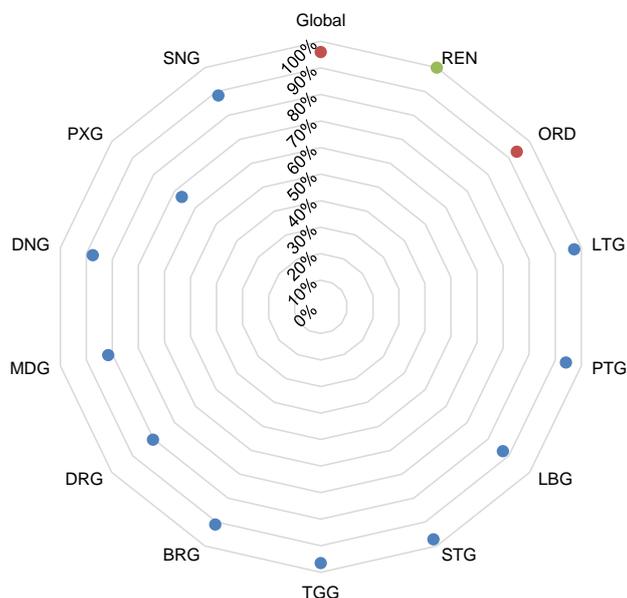
---

<sup>80</sup> Nos termos do artigo 87.º do Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural (RRC) 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>81</sup> A faturação de gás natural é efetuada em kWh, nos termos do artigo 109.º do RRC.

<sup>82</sup> Aprovado pelo Despacho n.º 1801/2009, de 14 de janeiro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/812/Despacho%201801\\_2009.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/812/Despacho%201801_2009.pdf).

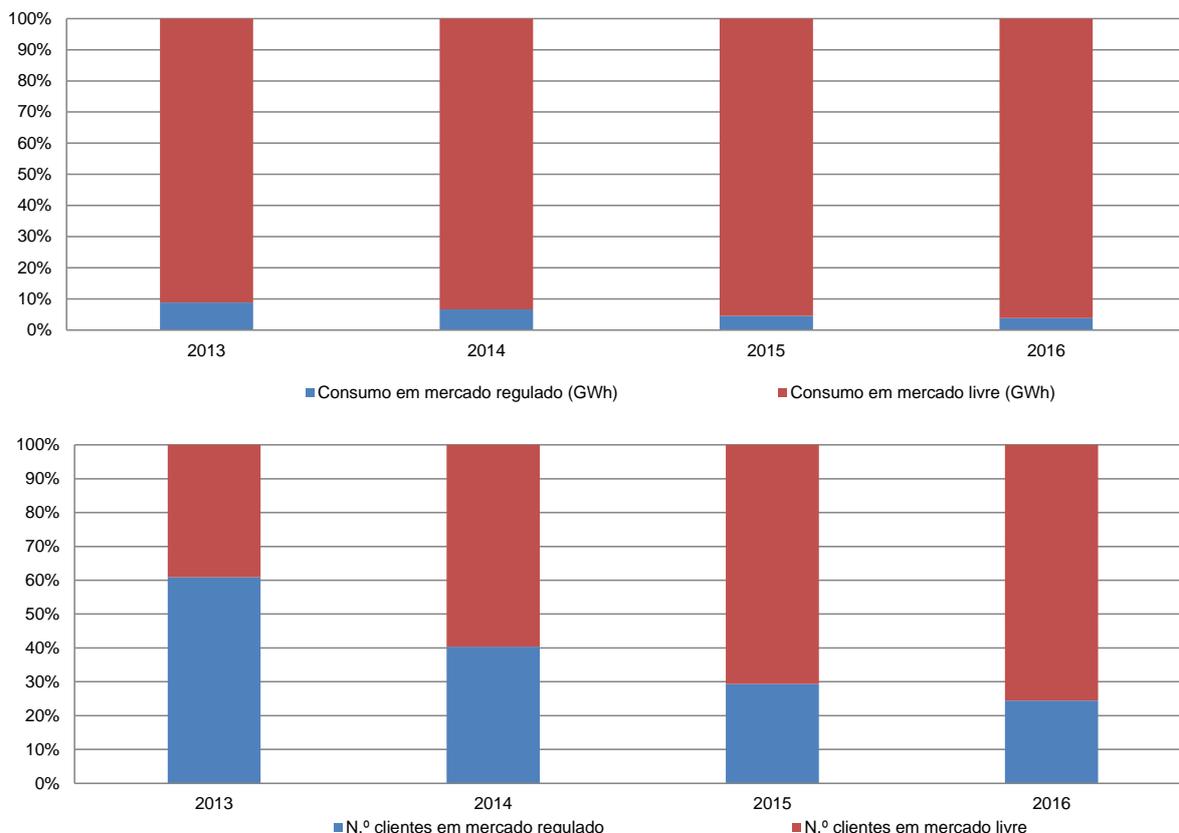
**Figura 4-5 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2016**



Fonte: dados REN Gasodutos. Nota: BRG – Beiragás, DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – EDP Gás Distribuição; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN;.

O aumento da dimensão do mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-6, 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 2016 o consumo em mercado já representa mais de 96% do consumo total.

Figura 4-6 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2013 a 2016

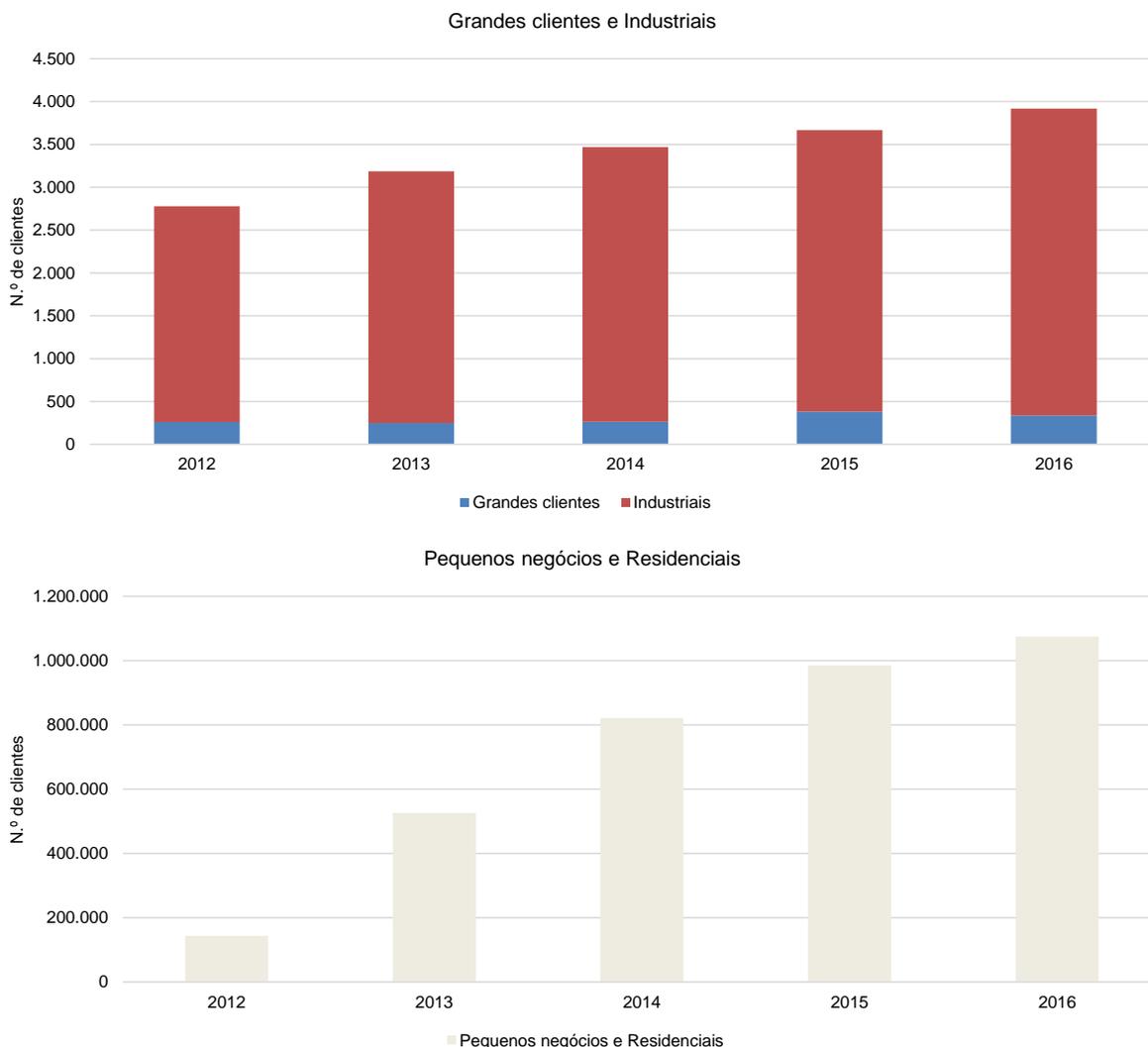


Fonte: dados REN Gasodutos

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 9% face ao ano anterior (vide Figura 4-7). Em 2016, cerca de 76% do número de clientes já está no mercado livre.

Na Figura 4-7 pode observar-se ainda que, em 2016, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes com um consumo superior a 1 milhão de m<sup>3</sup>, registou um ligeiro decréscimo de 11% face a 2015, 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 9%.

**Figura 4-7 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2012 a 2016**

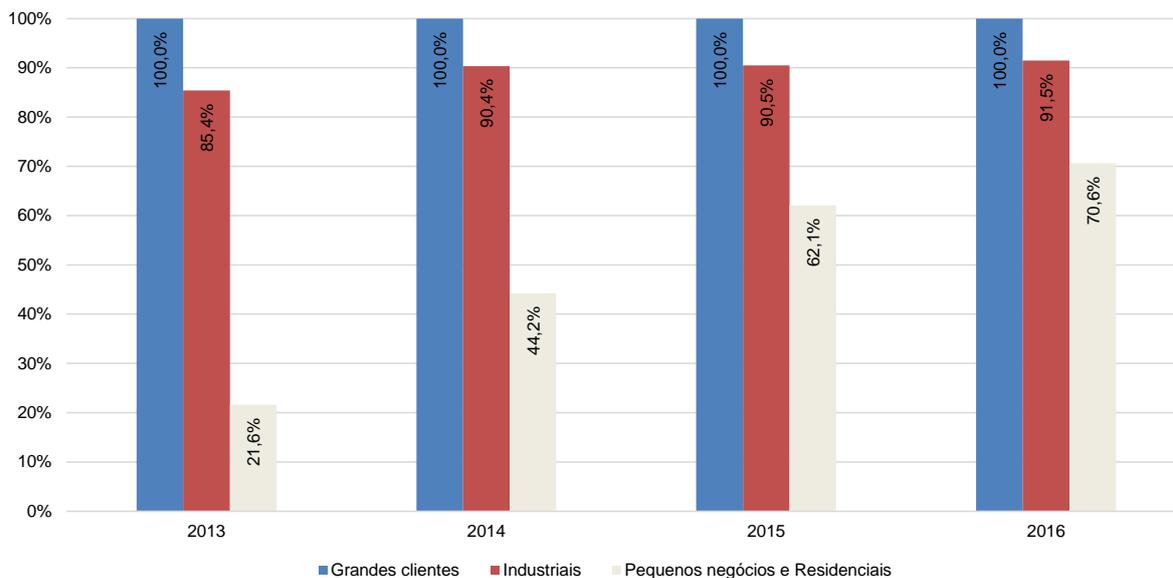


Fonte: dados REN Gasodutos

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-8, sendo observável que, no ano de 2016, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurada por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a mais de 91% do consumo de clientes industriais.

Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, quase 92% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

**Figura 4-8 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2013 a 2016**



Fonte: dados REN Gasodutos

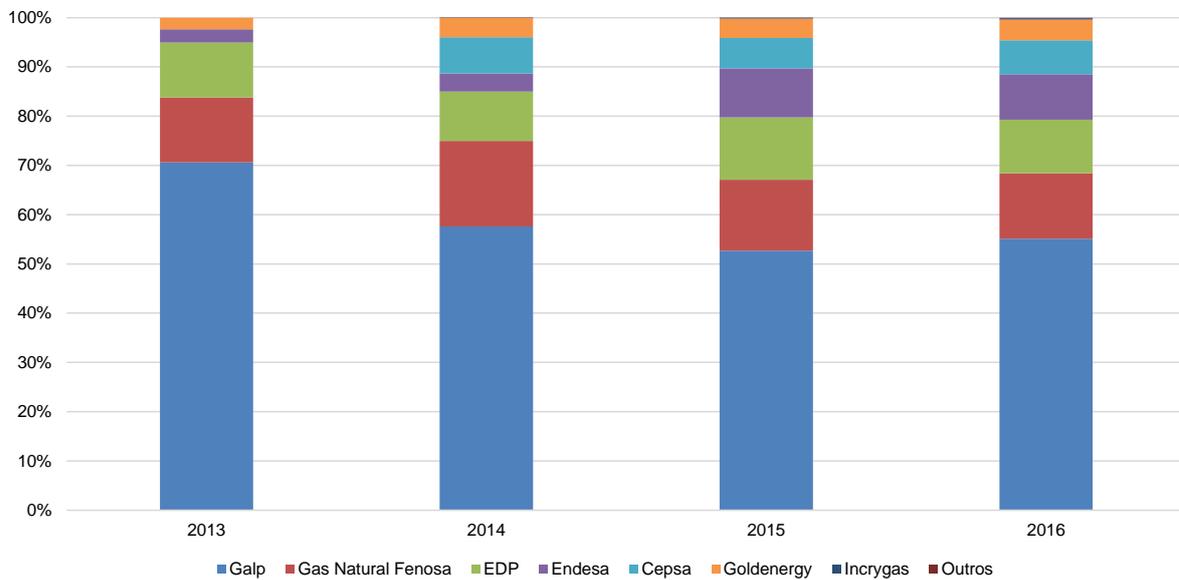
No mercado liberalizado, o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais com uma competitividade elevada, sendo que existe um comercializador com quota superior a 50% no final de 2016, tendo a presença do número de comercializadores neste último 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 7% do consumo total neste mercado.

O crescimento do mercado liberalizado e a redução da concentração global empresarial em 2016, associados a uma maior e melhor disponibilização de informação aos consumidores, resultou numa 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, visível a partir de 2014 (70% em 2013), registou um ligeiro aumento, entre 2015 e 2016, para 55%, conforme se pode extrair da Figura 4-9.

**Figura 4-9 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2013 a 2016**

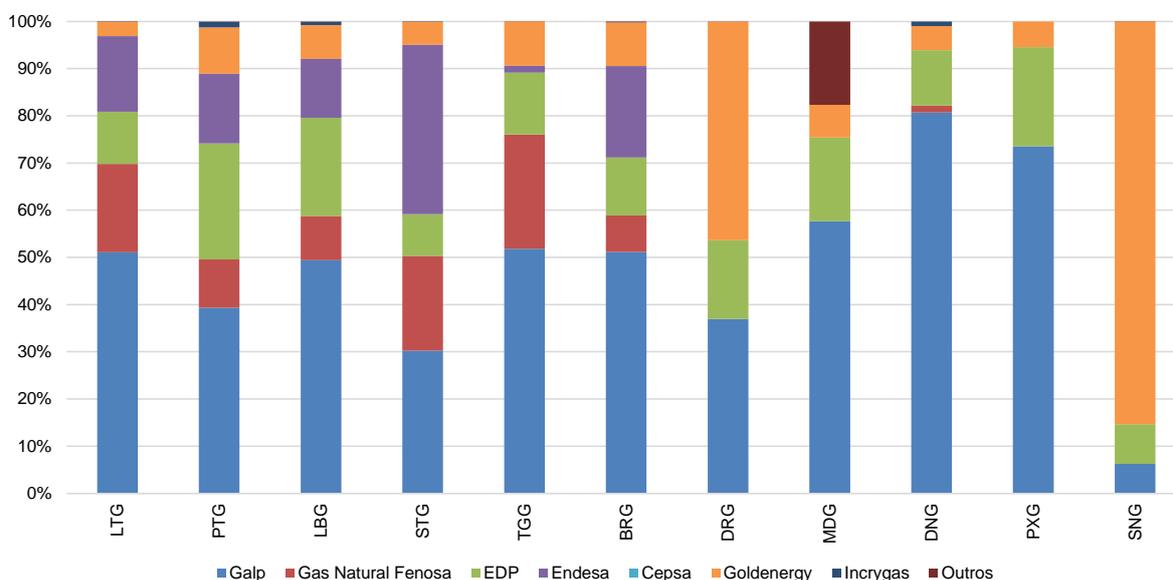


Fonte: dados REN Gasodutos

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, tendo cerca de 20% dos consumidores de gás natural mudado de fornecedor em 2016.

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-10. Em 2016 o grupo Galp deteve uma quota de mercado superior a 50% em mais de metade das redes de distribuição.

**Figura 4-10 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2016**



Fonte: dados REN Gasodutos

Em 2016, a EDP Comercial continuou a ocupar a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição mais expressiva nas redes de distribuição operadas pela EDP Gás Distribuição (PTG), LisboaGás (LBG), PaxGás (PXG) 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 e a Gás Natural Fenosa têm posições relevantes nas áreas concessionadas pela Lusitaniagás (LTG), EDP Gás Distribuição (PTG), LisboaGás (LBG), Setgás (STG) e Beiragás (BRG).

Em 2016 foram detetadas inconsistências na informação prestada por um dos ORD no âmbito da informação relativa à mudança de comercializador, pelo que, foi despoletada pela ERSE uma auditoria independente aos procedimentos do tratamento de informação e reporte, bem como respetiva rastreabilidade, a ser realizada por entidade externa, com previsão de conclusão durante 2017.

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.

Esta divulgação foi interrompida até que a auditoria referida anteriormente seja concluída, por forma a garantir uma fiabilidade dos dados que integram estes relatórios.

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

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

No contexto de tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> em 2016, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

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

A ERSE recolhe semestralmente dados, para posterior divulgação, decorrente da Recomendação n.º 2/2013, de 1 de março, relativa a aspetos da contratação de gás natural relevantes para os consumidores, sobre 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 através da publicação da Diretiva n.º 6/2015, 27 de abril, acerca da prestação pré-contratual e contratual aos consumidores mencionada anteriormente.

### **4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

A segurança do abastecimento é assegurada pelo Governo, que delegou na DGEG a sua monitorização<sup>83</sup>, com a colaboração do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN). No entanto, a ERSE acompanha a evolução da oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos bem como as condições de garantia da segurança do abastecimento de gás natural.

---

<sup>83</sup> Nos termos do 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.

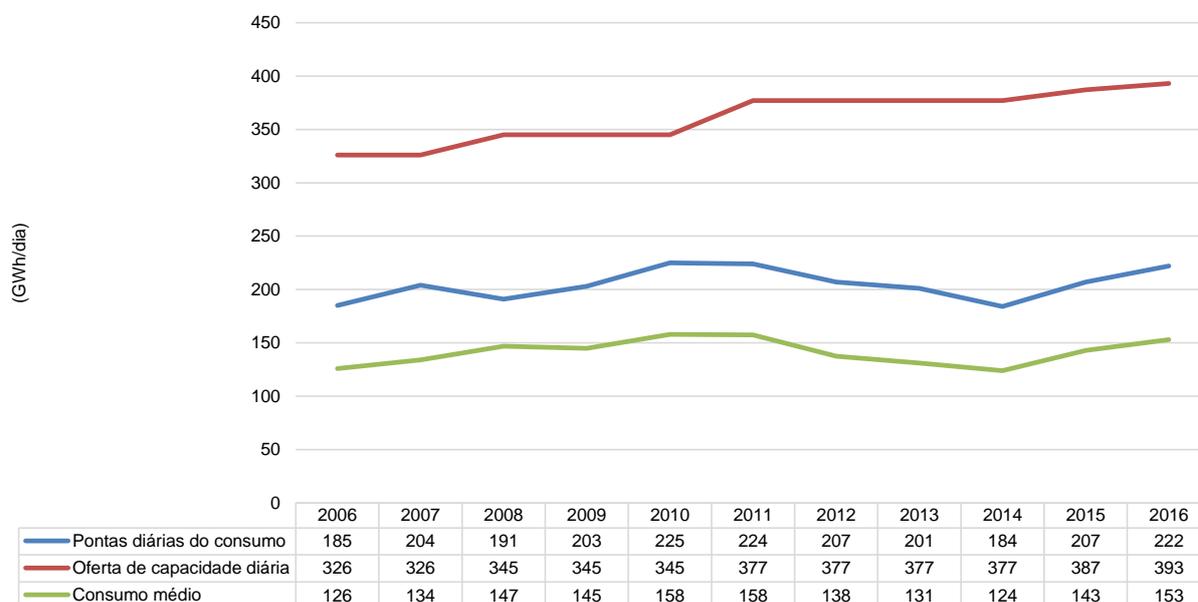
#### 4.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

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

Na Figura 4-11 apresenta-se a evolução da capacidade de oferta no SNGN<sup>84</sup>, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2006 e 2016. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 2% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNGN ocorreu em 2010, tendo sido registado um valor de 225 GWh/dia.

Da análise da figura é possível constatar que a capacidade de oferta diária registou um crescimento entre 2006 e 2016, mantendo-se estável entre 2008 e 2010 e entre 2011 e 2014. Para além disso, verifica-se que a oferta de capacidade no SNGN é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. No ano de 2016, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 39% e 56,5% da oferta de capacidade de entrada no SNGN, respetivamente.

**Figura 4-11 – Evolução da capacidade de oferta no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2006 a 2016**



Fonte: dados REN Gasodutos

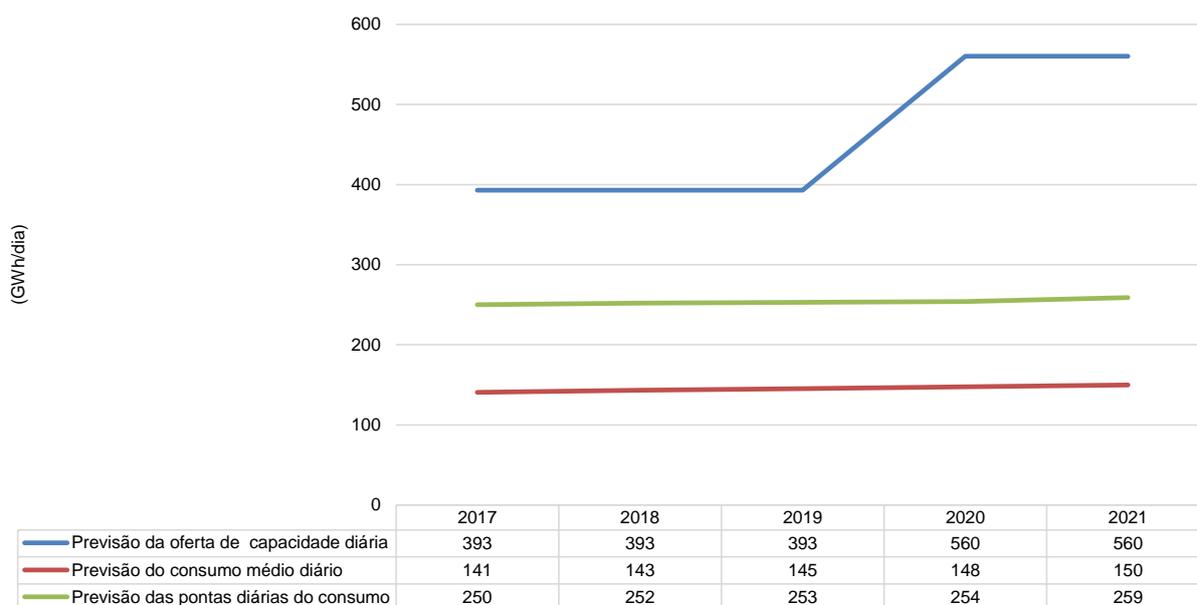
<sup>84</sup> A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

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

A Figura 4-12 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2017 até 2021.

Com base nos dados da REN Gasodutos, a previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. No ano de 2021 prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão cerca de 27% e 46% da oferta de capacidade de entrada no SNGN, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos, o aumento da capacidade disponível que se verifica a partir de 2020 deve-se à 3ª interligação entre Portugal-Espanha.

**Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2017 a 2021**



Fonte: REN - Dados Técnicos 2016 e REN Gasodutos – PDIRGN 2016-2025

#### 4.3.3 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

A promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural do SNGN é feita através de medidas do lado da oferta e do lado da gestão da procura.

Apesar do SNGN continuar a depender de um grande país fornecedor de gás - a Argélia (assegurando cerca de 65% do aprovisionamento do sistema nacional) a diversificação de origens de aprovisionamento foi potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração decorreu em 2004.

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.

Uma outra forma de garantir a segurança do abastecimento de gás natural consiste na constituição e manutenção de reservas de segurança. Tendo por base as conclusões do Relatório sobre “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, período 2017-2025” (publicado pela DGEG), a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas, Armazenamento e Terminais de GNL possui capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança.

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.

## 5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

### 5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia como atribuição geral da ERSE foi levada a cabo em 2016 através de medidas de diferentes natureza e alcance. Neste âmbito, salientam-se as medidas legislativas com efeitos diretos na atuação da ERSE, a atividade regulamentar em prol da implementação das opções legislativas publicadas, a adoção de mecanismos de verificação do cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis, bem como a informação e o esclarecimento dos consumidores e a tentativa de resolução extrajudicial dos litígios emergentes das relações comerciais e contratuais entre os prestadores dos serviços de eletricidade e de gás natural e os seus consumidores.

A ERSE 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 em sessões de informação e de formação sobre as questões que mais preocupam os consumidores de eletricidade e de gás natural. Em 2016, destaca-se, desde logo, a retoma formal do programa ERSEFORMA, tendo como destinatários colaboradores de entidades públicas e privadas que têm a seu cargo a informação e o apoio aos consumidores, incluindo de energia, assim como de instâncias de resolução alternativa de litígios, como são os centros de arbitragem de conflitos de consumo. Em 2016 foram realizadas três sessões de formação, subordinadas aos seguintes temas: Medição e faturação de energia; contratos de energia; energia em mudança – dinâmica da contratação. Em complemento, e em simultâneo com as referidas sessões do ERSEFORMA, foi desenvolvida a iniciativa “Ligue à Ficha”, tendo sido elaboradas e divulgadas junto dos formandos e do público em geral cerca de 45 fichas informativas, contendo perguntas e respostas frequentes sobre os temas objeto de formação.

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, a ERSE fomenta 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 2016 pela ERSE.

## 5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

A ERSE intervém diretamente na resolução de litígios, promovendo o recurso à arbitragem voluntária<sup>85</sup> 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 2016, a ERSE participou ativamente num projeto piloto, gerido pela Direção Geral do Consumidor, que tem em vista a implementação de uma plataforma única de acesso ao consumidor para exercer os seus direitos à informação e de reclamação, nestes casos contra os prestadores de serviços públicos essenciais. Estão abrangidas pelo referido projeto, além da ERSE, a reguladora nacional de comunicações (ANACOM) e a reguladora da água e resíduos sólidos (ERSAR). Está prevista para 1 de julho de 2017 a entrada em vigor desta medida, que inclui a criação do chamado Livro de Reclamações Eletrónico.

Durante o ano de 2016, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE registou um total de 25 949 processos de solicitações de consumidores. Cerca de 95% deste valor representou o número de reclamações recebidas (24 681), contra apenas 5% de pedidos de informação (1 268).

Do total das reclamações recebidas, 11 571 foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações das empresas reclamadas, sendo que deste total 8 911 respeitam ao setor elétrico, 1 778 ao setor do gás natural e 882 ao fornecimento dual (eletricidade e gás natural), neste último caso registadas apenas no 2.º semestre de 2016.

Uma das alterações introduzidas no novo sistema de tratamento de reclamações, implementado em janeiro de 2016, foi efetivamente esta classificação tripartida : eletricidade, gás natural e dual, respondendo assim ao crescente número de solicitações dirigidas à ERSE sobre contratos únicos de fornecimento dual.

---

<sup>85</sup> Tratando-se de um serviço público essencial, como o fornecimento de eletricidade e de gás natural, se o consumidor enquanto pessoa singular optar expressamente por recorrer a um centro de arbitragem de conflitos de consumo, a arbitragem torna-se obrigatória para o operador da rede ou comercializador que mantém diferendo com o consumidor (arbitragem necessária).

A faturação de eletricidade representou cerca de 1/3 das reclamações recebidas sobre o mesmo setor durante o ano em apreço, seguida dos temas referentes à contratação e à medição (funcionamento de contadores, leituras, etc.). No setor do gás natural, além da faturação, a ocorrência de interrupções do fornecimento ocupou o segundo lugar das reclamações.

Os destinatários preferenciais das reclamações apresentadas pelos consumidores de energia foram, no mesmo ano, os comercializadores (incluindo os comercializadores de último recurso) em cerca de 80%, sendo os restantes 20% das reclamações dirigidas aos operadores das redes de distribuição.

Em 2016, a ERSE recebeu igualmente um total de 1 268 pedidos de informação, sendo de destacar as solicitações de informação referentes a temas não especificados (inclui questões sobre organização dos setores, legislação e regulamentação, entre outros), a que se seguem os pedidos de informação sobre tarifas e preços.

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>86</sup>.

---

<sup>86</sup> O consumidor paga o custo de uma chamada local, sendo o resto do custo imputado à ERSE.



## **6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE**

### **6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE**

A REN – Rede Elétrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE, em 2015, como ORT em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*).

Desde então a ERSE tem vindo a fazer o permanente acompanhamento e fiscalização do cumprimento das condições da certificação concedida. Neste âmbito, destaca-se a notificação da situação de incompatibilidade verificada entre o exercício de direitos e designação de um membro do órgão de administração pela Gestmin SGPS, S.A. na REN SGPS e o início do desenvolvimento da atividade de comercialização de eletricidade e de gás natural pela empresa OZ Energia, controlada pela mesma Gestmin SGPS, S.A. Esta situação foi solucionada pelo ORT, tendo sido suspenso o exercício de funções no seu órgão de administração do membro designado por aquele acionista, bem como todos os direitos de natureza não patrimonial. Em maio de 2016, a Gestmin deixou de integrar os órgãos sociais da empresa, tendo ainda, no dia 27 de julho de 2016, após alienação de ações, deixado de deter uma participação qualificada na REN.

### **6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS**

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, para tanto:

- Aprova regulamentos;
- Emite decisões vinculativas sobre as empresas de gás natural;
- Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de gás natural;
- Tem a capacidade de exigir às empresas de gás naturais informações relevantes para o cumprimento das suas funções;
- Solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE;
- Desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção;
- Sanciona os comportamentos das empresas de gás natural que constituam infrações classificadas como contraordenação;

- Promove a informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios;
- Emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2016 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.

Em 2016 foram publicados, no âmbito do setor do gás natural, os seguintes regulamentos da ERSE:

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

No âmbito de medidas de natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2016:

- Possibilidade de fornecimento de eletricidade pelo comercializador de último recurso de instalações eventuais (feiras, circos, etc.) em caso de ausência de ofertas no mercado (Diretiva n.º 3/2016, de 15 de janeiro).
- Aprovação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro).
- Tarifas transitórias a aplicar aos consumidores de gás natural que continuam a ser abastecidos por um comercializador de último recurso (Diretiva n.º 9/2016, de 4 de maio).
- Procedimentos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico. (Diretiva n.º 11/2016, de 9 de junho)
- Informação a constar obrigatoriamente da fatura de eletricidade (Diretiva n.º 14/2016, de 26 de julho).

- Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema. (Diretiva n.º 17/2016, de 7 de agosto)
- Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN e disposições relativas à aplicação do seu regime transitório. (Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro)

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2016 foram recebidas 40 denúncias e foram abertos 9 processos de contraordenação (eletricidade e gás natural).

### **6.3 MOBILIDADE ELÉTRICA**

Estão sob o estatuto da rede piloto MOBI.E todos os postos de carregamento em domínio público de acesso público. Esta rede será composta por 1604 pontos de carregamento normal e 50 pontos de carregamento rápido prevendo-se o fim da sua instalação no final de 2018.

A MOBI.E, S.A. que assegurou a atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica, inicialmente até ao final do ano de 2014, viu o seu mandato ser prolongado até 12 de junho de 2018, renovável por períodos mínimos de um ano.

Adicionalmente a legislação atribuiu à MOBI.E as seguintes competências:

- Lançar o procedimento para a exploração, operação e manutenção dos pontos da 2.ª fase da Rede Piloto MOBI.E (prevista entre 2016 e 2018), também a seu cargo.
- Adjudicar através de um procedimento concursal a implementar até ao final de 2018, operadores de pontos de carregamento para a sua exploração e manutenção, cessando nessa altura o estatuto de rede piloto.

Em 2016, a ERSE iniciou e desenvolveu os contactos com a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), com o objetivo de dinamizar o estabelecimento do Manual de Procedimentos da EGME<sup>87</sup>, previsto no Regulamento da Mobilidade Elétrica.

Por sua iniciativa a ERSE iniciou a instalação de um projeto piloto de mobilidade elétrica nas suas instalações, implementando a figura do detentor de um ponto de carregamento privado de uso privativo, prevista na legislação, a utilizar potencialmente de forma alargada em condomínios. Esta figura permite

---

<sup>87</sup> Este Manual de Procedimentos (MP), de divulgação pública, deverá conter uma descrição clara dos fluxos de informação energéticos e de faturação que envolvem os diversos agentes em jogo como sejam os Comercializadores, o ORD e os detentores de veículos elétricos. Adicionalmente o MP conterá os fluxos de informação relativos à qualidade de serviço e uma descrição do conjunto de informação a prestar à ERSE.

que, num condomínio, sejam separados os consumos de energia elétrica da mobilidade elétrica dos restantes consumos de energia do condomínio. A ERSE publicou ainda em 2016 os preços das tarifas da mobilidade elétrica.

## ANEXOS

### I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia

ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*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 (unidade de energia)

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 do 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)

MW – Megawatt (unidade de potência)

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*

p.p. – pontos percentuais

PCI – *Project of Common Interest*

PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento

PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

PRE – Produção em Regime Especial

RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações

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 Eléctrico Nacional

SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural

SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)

TR – Tempo Real

VIP – *Virtual Interconnection Point*



## II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

### A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2016 sublinham-se as seguintes iniciativas legislativas:

- Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, a qual aprovou o Orçamento de Estado para 2016. Esta lei introduziu significativas alterações ao regime da tarifa social vigente para os serviços de fornecimento de eletricidade (Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro) e de gás natural (Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro), traduzindo-se, desde logo, na atribuição automática da tarifa social, sem necessidade de os clientes economicamente vulneráveis solicitarem expressamente a sua aplicação. Este processo de atribuição automática foi coordenado pela DGEG, exigindo a participação ativa dos operadores das redes e dos comercializadores. A verificação da aplicação das regras aplicáveis à tarifa social manteve-se na esfera de atuação da ERSE, que também colaborou na divulgação pública e outros esclarecimentos do novo regime legal.
- Decreto-Lei n.º 7/2016, de 22 de fevereiro, que procede à terceira 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.
- Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, que aprovou os novos procedimentos, modelo e demais condições necessárias à aplicação da tarifa social no fornecimento de eletricidade.
- Portaria n.º 178-C/2016, de 1 de julho, que aprovou os novos procedimentos, modelo e demais condições necessárias à aplicação da tarifa social no fornecimento do gás natural.
- Lei do Orçamento de Estado para 2017 (Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro) que deu início aos trabalhos que irão conduzir ao alargamento das atribuições da ERSE ao Sistema Petrolífero Nacional (SPN), o que inclui o setor do gás de petróleo liquefeito (GPL), em todas as suas categorias (engarrafado, canalizado e a granel), o setor dos combustíveis derivados do petróleo e o setor dos biocombustíveis. Entre outras medidas, a mesma lei prevê ainda a criação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), comum ao SEN e ao SNGN, como uma entidade jurídica e funcionalmente independente, responsável pelo processo de mudança de comercializador e a segurança, eficácia e celeridade deste processo, bem como a disponibilização de informação aos consumidores em matéria de dados de consumo, leituras e gestão dos equipamentos de medição.

- Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro - Aprova o dever de dedução pelo CUR do Sistema Elétrico Nacional da energia elétrica produzida em regime especial que beneficia de remuneração garantida, dos valores recebidos pelos centros eletroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.
- Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março - Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.
- Despacho n.º 5138-A/2016, de 14 de abril - Determina o desconto a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de julho de 2016.
- Despacho n.º 5138-B/2016, de 14 de abril - Determina o desconto a aplicar sobre as tarifas sociais de gás natural.
- Despacho n.º 10840/2016, de 5 de setembro - Determina manter até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC o mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais CMEC.
- Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro - Fixa o desconto a aplicar aos clientes finais economicamente vulneráveis nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2017.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 33-A/2016, de 9 de junho - Cria as condições para a aplicação automática da tarifa social de energia elétrica e de gás natural, determinando a troca de informações entre os serviços competentes da Administração Pública.
- Portaria n.º 173/2016, de 21 de junho - Estabelece os termos e condições para a atribuição de potência de injeção de energia elétrica em determinado ponto da RESP aplicáveis no âmbito da modalidade especial do regime de remuneração da produção em cogeração titulado por licença.

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte 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, criando 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, de 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 Excepcionais 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

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte 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.º 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 (APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO)

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.