



RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2019

PORTUGAL

ÍNDICE

1	NOTA DE ABERTURA	1
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL	3
2.1	Avaliação do desenvolvimento e regulação do mercado	3
2.2	Relatório sobre a implementação do Pacote de Energia Limpa	7
3	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
3.1	Regulação das redes	9
3.1.1	Funcionamento técnico	9
3.1.1.1	Balanço	9
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica	12
3.1.1.3	Medidas de salvaguarda	17
3.1.1.4	Produção em Regime Especial	17
3.1.1.5	Desenvolvimentos regulamentares	20
3.1.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	24
3.1.3	Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados	33
3.1.4	Investimentos nas redes de eletricidade	47
3.1.5	Concessões de distribuição em BT	49
3.2	Promoção da concorrência	50
3.2.1	Mercado grossista	50
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	51
3.2.2	Mercado retalhista	74
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	75
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva	89
3.3	Segurança de abastecimento	91
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	94
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	98
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	101
4.1	Regulação das redes	101
4.1.1	Funcionamento técnico	101
4.1.1.1	Balanço	101
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços de flexibilidade	102
4.1.1.3	Qualidade de serviço técnica	105
4.1.2	Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação	107
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	116
4.2	Promoção da concorrência	123

4.2.1	Mercado grossista	123
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	123
4.2.2	Mercado retalhista	135
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	135
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz.....	148
4.3	Segurança de abastecimento	150
4.3.1	Evoluções previstas da procura e da oferta.....	152
4.3.2	Medidas para garantia de abastecimento	153
5	 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE.....	155
5.1	Proteção dos consumidores	155
5.2	Gestão da conflitualidade.....	157
6	 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE	161
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte.....	161
6.2	Desenvolvimentos legislativos.....	162
6.3	Regime Sancionatório.....	165
6.4	Mobilidade elétrica.....	166
	ANEXOS.....	171
I.	Lista de siglas e acrónimos	171
II.	Lista de diplomas legais	175
A.	Legislação nacional.....	175
B.	Legislação comunitária	184
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico).....	187

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, 2019	10
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2019	11
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2019	12
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2015 a 2019	19
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2015 a 2019.....	20
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes de energia elétrica em 2019, por atividade ...	27
Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2019	28
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2019	36
Figura 3-9 - Evolução do spread e prémio de risco verificados em 2019.....	40
Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2015 a 2019.....	51
Figura 3-11 – Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2015 a 2019	53
Figura 3-12 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2018 e 2019	53
Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2019	54
Figura 3-14 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário	55
Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2019.....	56
Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2015 a 2020	57
Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2018 e 2019	58
Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2017 a 2019	59
Figura 3-19 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2017 a 2019	60
Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2015 a 2019	61
Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2019	63
Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2015 a 2019.....	64
Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2015 a 2019...65	65
Figura 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2015 a 2019	65
Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2015 a 2019	66
Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2015 a 2019	67
Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2015 a 2019.....	68
Figura 3-28 – Evolução dos preços da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis).....	76

Figura 3-29 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2018 e 2019.....	78
Figura 3-30 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2015 a 2019.....	82
Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2015 a 2019.....	83
Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2015 a 2019.....	84
Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2015 a 2019 (HHI).....	85
Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2015 a 2019.....	86
Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2015 a 2019.....	87
Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2015 a 2019.....	88
Figura 4-1 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto.....	103
Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto.....	104
Figura 4-3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....	104
Figura 4-4 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2019-2020.....	112
Figura 4-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2019-2020.....	112
Figura 4-6 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de <i>oversubscription and buy-back</i> , desde outubro 2018.....	118
Figura 4-7 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto <i>bundled</i> ou <i>unbundled</i>	119
Figura 4-8 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2019 (importação).....	119
Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2019 (exportação).....	120
Figura 4-10 – Repartição das injeções na RNTGN por infraestrutura, 2015 a 2019.....	125
Figura 4-11 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2015 a 2019.....	126
Figura 4-12 – Origem do gás natural importado, 2015 a 2019.....	127
Figura 4-13 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2019.....	128
Figura 4-14 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2019.....	129
Figura 4-15 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2019.....	130
Figura 4-16 – Trocas no TGNL, 2018 e 2019.....	131
Figura 4-17 - Trocas no AS, 2018 e 2019.....	132
Figura 4-18 – Trocas no VTP, 2018 e 2019.....	133
Figura 4-19 – Trocas no VTP em quantidades, 2018 e 2019.....	134
Figura 4-20 – Evolução dos preços da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis).....	137

Figura 4-21 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2018 e 2019.....	139
Figura 4-22 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2019.....	141
Figura 4-23 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2015 a 2019.....	142
Figura 4-24 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2015 a 2019.....	143
Figura 4-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2015 a 2019.....	144
Figura 4-26 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor gás natural, 2015 a 2019...	145
Figura 4-27 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2015 a 2019 (HHI).....	145
Figura 4-28 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2015 a 2019.....	146
Figura 4-29 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2019.....	147
Figura 4-30 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2015 a 2019.....	148
Figura 4-31 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2019.....	150
Figura 4-32 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2020 a 2024.....	152
Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede da mobilidade elétrica.....	168
Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede da mobilidade elétrica.....	168
Figura 6-3 – Energia carregada.....	169

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2019.....	13
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2019.....	14
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2019.....	15
Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica	26
Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes de energia elétrica para 2019.....	27
Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2019	35
Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2019.....	39
Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2019.....	40
Quadro 3-9 – Estatística relativa ao BALIT, 2019	44
Quadro 3-10– Défice Tarifário, 2019	91
Quadro 3-11 – Margem de capacidade do SEN.....	94
Quadro 3-12 – Abastecimento do consumo.....	95
Quadro 3-13 - Evolução do consumo por nível de tensão.....	95
Quadro 3-14 – Repartição da produção por fonte de energia.....	96
Quadro 3-15 – Potência máxima anual.....	97
Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor	97
Quadro 3-17 - Extensão das redes de transporte e de distribuição.....	98
Quadro 3-18 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2021, 2025 e 2030.....	99
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural.....	109
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural.....	110
Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2019-2020, por atividade.....	111
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2019-2020, por tipologia de clientes em cada nível de pressão	111
Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2016 e 2019.....	151
Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNGN entre 2016 e 2019.....	152

1 NOTA DE ABERTURA

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem por finalidade a regulação, em todo o território português, dos setores da eletricidade, do gás natural e do gás de petróleo liquefeito (GPL) em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis e da rede de mobilidade elétrica.

O presente relatório é elaborado de acordo com o disposto nas Diretivas 2009/72/EC (eletricidade) e 2009/73/EC (gás natural) do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho. 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.

Deste modo, a ERSE remete o presente relatório ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República à Comissão Europeia e à ACER, devendo ainda publicá-lo na sua página de internet.

O relatório apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal em 2019, 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 2019 e incluem as evoluções regulatórias com impacto no desenvolvimento futuro dos mercados.

O relatório abrange, sempre que aplicável, quer Portugal continental, quer as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Para o setor do gás natural apenas se inclui Portugal continental, por não existir nas regiões autónomas fornecimento de gás natural a clientes finais.

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

2.1 AVALIAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO E REGULAÇÃO DO MERCADO

Os mercados de eletricidade e de gás natural apresentaram melhorias no seu funcionamento durante o ano de 2019.

Produção e consumo de energia

Em Portugal continental, as condições hidrológicas de 2019 foram desfavoráveis à produção elétrica, com um índice de produtibilidade hidroelétrica de 0,81, tendo as centrais hidroelétricas representado 18% da produção de eletricidade, o que significa um decréscimo face ao peso de 24% no ano anterior. Pelo contrário, a produção eólica aumentou a sua comparticipação no *mix* de 22% em 2018 para 28% em 2019, enquanto a restante produção renovável subiu ligeiramente quota na produção total.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2019 uma quota de 44% da produção elétrica em Portugal continental, inferior aos 47% verificados em 2018 e aos 58% registados em 2017. Destes 44%, apenas 10% da produção teve origem nas centrais a carvão e 33% nas centrais a gás natural.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento global do seu peso (de 26% para 33%) na produção em 2019 face a 2018, enquanto as centrais a carvão registaram uma diminuição significativa (de 20% para 10%), o que reflete a aposta de abandono gradual do carvão (concretizada em medidas legislativas de índole fiscal que penalizam esta fonte de energia).

O ano de 2019 foi caracterizado por um decréscimo do consumo de energia elétrica de 1,1% face a 2018, em Portugal continental. No setor do gás natural, o consumo aumentou 5% face a 2018, para o qual contribuiu o aumento do consumo pelas centrais elétricas (15%) face a 2018, ao mesmo tempo que se verificou uma estagnação do consumo convencional.

Traduzindo as circunstâncias hidrológicas desfavoráveis (queda da produção de origem hídrica de 29% em termos absolutos, face a 2018), a produção elétrica de origem renovável diminuiu 7% em 2019, em termos absolutos face a 2018. No entanto, a produção não renovável também diminuiu, tendo ambas as reduções sido compensadas por importações.

A fonte de energia que registou maior incremento de potência instalada em 2019 foi a solar fotovoltaica (acrécimo de 171 MW durante 2019, correspondendo a uma variação de 31%).

Fontes de energia renováveis

Em 2019, a potência instalada em centrais de produção a partir de fontes renováveis foi de 69% da potência instalada total do sistema elétrico em Portugal continental, destacando-se um aumento de 2% da potência instalada da produção renovável.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis representou 56% do total de energia produzida, distribuída pelas tecnologias eólica (28%), hídrica (21%), biomassa (6%) e solar (2%).

Em junho de 2019, ocorreu o primeiro leilão de pontos de receção na rede para energia solar em Portugal. O leilão contou com 64 participantes concorrentes. A procura foi nove vezes superior à oferta. O leilão atribuiu reserva de capacidade de injeção em determinados pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para energia elétrica de origem solar fotovoltaica, tendo como preço de fecho um valor médio equivalente a um preço de aquisição de 20 €/MWh, o que se registou como o preço mais baixo em leilões de energia renovável no mundo, nesse momento.

Ainda relativamente ao ano de 2019, destaca-se a ligação à rede do primeiro gerador eólico *offshore*, ao largo de Viana do Castelo (consórcio Windfloat). Trata-se do primeiro de um conjunto de três aerogeradores flutuantes, com potência instalada total de 25 MW, instalados a cerca de 17 km da costa.

Aprovisionamento de gás natural

Em 2019, o GNL assumiu grande preponderância no aprovisionamento do sistema nacional de gás natural (foi registado o recorde de utilização do terminal de Sines), representando 91% do aprovisionamento do gás entrado no sistema. Este facto decorreu da redução gradual dos preços grossistas de gás natural, em particular devido ao comércio de GNL, tendo ocorrido um fenómeno semelhante nos mercados mais próximos de Portugal, desde logo em Espanha.

Durante o ano foi registado um incremento significativo da utilização das principais infraestruturas de gás natural (terminal de GNL e armazenamento subterrâneo), tendo mesmo atingido valores limite, quer na contratação da capacidade, quer na utilização (em concreto na capacidade de regaseificação e capacidade de armazenamento subterrâneo).

Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural

Ao nível do mercado grossista, o setor elétrico registou uma tendência de crescimento de nova produção, instalada e atribuída, apontando para uma maior concorrência e penetração de produção renovável. O

grau de integração do mercado ibérico manteve-se muito elevado, podendo considerar-se que os preços estão praticamente acoplados, mesmo tendo em conta diversas circunstâncias de hidraulicidade ou de preços dos combustíveis.

No caso do mercado grossista de gás natural, embora ainda não se tenha implementado a plataforma de mercado organizado, o aprovisionamento de GNL reduziu os preços e aumentou o nível de concorrência quer interna quer com o mercado espanhol. A interligação de gás natural com Espanha reduziu fortemente o seu cariz importador e foi utilizada frequentemente no sentido exportador. Os congestionamentos verificados nas infraestruturas (terminal de GNL e armazenamento subterrâneo) podem constituir limitações ao funcionamento do mercado, mas os desenvolvimentos esperados na plataforma do MIBGAS deverão contrariar esta dificuldade.

Mercados retalhistas de eletricidade e gás natural

No mercado retalhista, continuou a verificar-se uma grande variedade de ofertas comerciais, incluindo ofertas integradas de eletricidade e de gás natural. O ritmo de mudança de comercializador reduziu ligeiramente, mas continua em níveis significativos (cerca de 15% para ambos os setores).

No setor elétrico, cerca de 94% do consumo e 84% no número de clientes é abastecido por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, cerca de 98% do consumo e 83% no número de clientes é abastecido por um comercializador em regime de mercado.

No mercado de eletricidade, no final de 2019, estavam presentes 32 comercializadores em regime de mercado, dos quais 31 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA). No mercado de gás natural, estavam presentes 13 comercializadores em regime de mercado, 12 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano. Verificou-se assim um aumento de comercializadores a atuar no mercado nacional, tanto de eletricidade como de gás natural.

Desde 2018, vigora uma medida legislativa que permite aos clientes domésticos de eletricidade no mercado livre a possibilidade optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, praticado por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participasse neste novo regime, optarem por celebrar contrato com o comercializador de último recurso (CUR). Contudo, verificou-se que este novo regime não teve efeitos substantivos em termos de regresso de consumidores ao CUR.

De assinalar ainda que 13% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental e 1,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental está abrangido pelo regime da tarifa social, que atribui um desconto tarifário, transversal a todos os comercializadores.

Preços de eletricidade e gás natural

Os preços grossistas de eletricidade e de gás natural reduziram-se significativamente durante 2019 face a 2018 (-17% no preço de eletricidade e cerca de -50% nos preços grossistas do gás natural).

As tarifas reguladas de acesso às redes variaram -14,3% na eletricidade e -14,8% no gás natural.

Em resultado destes dois fatores, os preços de eletricidade e de gás natural para clientes finais caíram durante 2019.

Outros desenvolvimentos relevantes no mercado

O mercado organizado de gás natural não teve, em 2019, os desenvolvimentos esperados. No entanto, durante o ano foi preparada uma proposta de regras de mercado para a área de mercado portuguesa, que será aprovada em 2020.

O Governo aprovou um diploma com uma alteração ao regime de autoconsumo [Decreto-Lei n. 162/2019, de 25 de outubro], transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. Esta alteração veio prever a modalidade de autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável. Em 2020 esperam-se os primeiros projetos neste novo regime.

No campo da inovação regulatória, devem salientar-se algumas iniciativas, como o Regulamento dos serviços das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, o gestor integrado de garantias, e o projeto piloto de participação da procura no mercado de serviços de sistema. Estas iniciativas têm em comum a facilitação e promoção da participação dos consumidores e de novos atores no mercado de energia elétrica.

2.2 RELATÓRIO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DO PACOTE DE ENERGIA LIMPA

Em outubro de 2019, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 162/2019, que aprova o novo regime legal para o autoconsumo de energia elétrica e para as comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Assim, o novo regime prevê o autoconsumo coletivo, através da partilha de produção renovável, o qual é promovido através da simplificação dos procedimentos, designadamente com a criação de uma plataforma eletrónica de registo.

Neste âmbito a ERSE lançou uma consulta pública regulamentar, para integrar as novas modalidades de autoconsumo na regulamentação do setor elétrico. Considerando a sua natureza inovadora será expectável que, até ao final de 2020, sejam implementados projetos de autoconsumo, possibilitando, assim, às entidades públicas responsáveis pela regulamentação e regulação da atividade, ir desenvolvendo esta regulamentação à medida do desenvolvimento prático das soluções.

No âmbito no Plano Nacional de Energia-Clima para o horizonte 2021-2030, Portugal propôs-se a alcançar uma quota de 47 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030. A promoção e disseminação da produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes renováveis assume relevância, como um dos eixos a desenvolver, tendo em vista o reforço da produção de energia a partir de fontes renováveis e consequente redução de dependência energética do país.

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, bem como de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, nos termos do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR)¹ e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)².

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos que se refletem nos consumidores. 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.

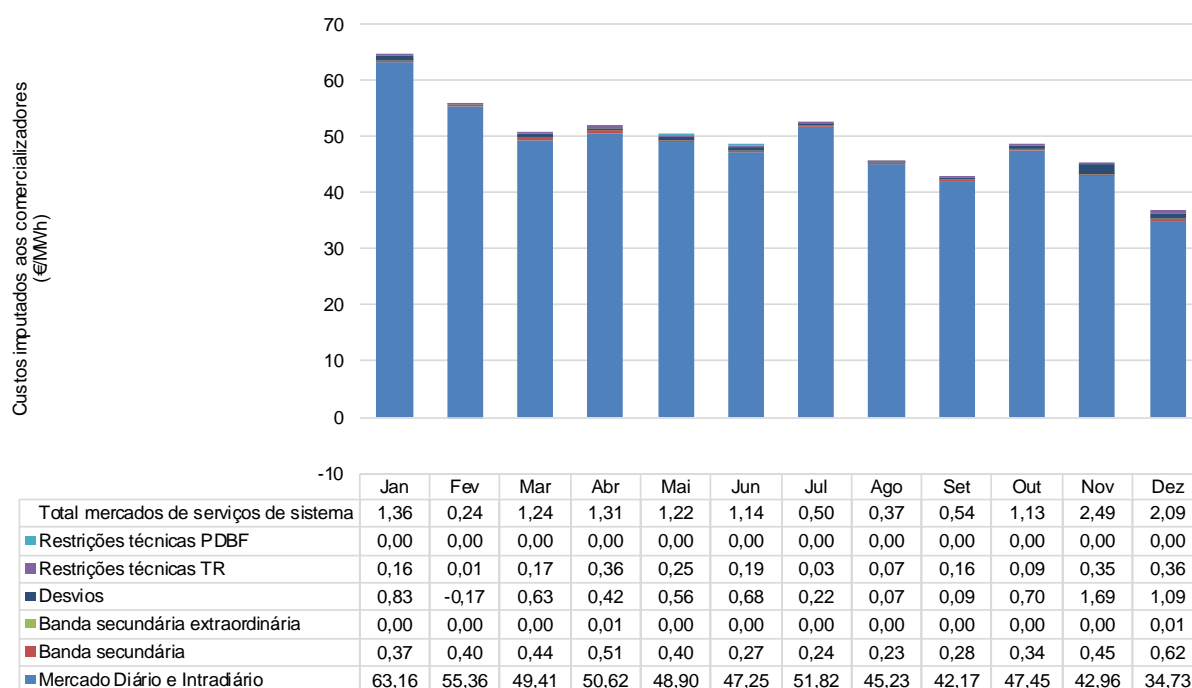
A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2019, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço do mercado de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à contratação de banda secundária e à resolução de desvios, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

1 O [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico](#) foi aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, que procede à primeira alteração ao Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico, aprovado em anexo ao Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, após consulta pública da ERSE. (Comentário PT: O atual ROR foi aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro)

2 Diretiva n.º 10/2018, de 10 de julho, entretanto alterada pelas diretivas n.º 14/2018 e n.º 9/2020

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário³ e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2019



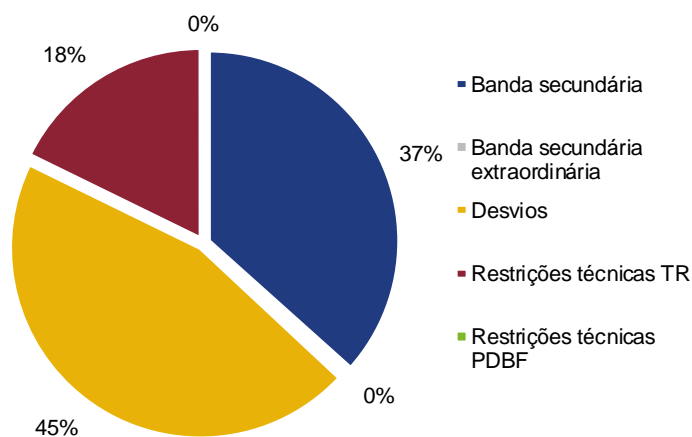
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2019, um custo médio ponderado de 1,07 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário de 48,25 €/MWh, o que traduz uma diminuição do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 17% face ao ano anterior (invertendo a tendência de subida de 30% entre 2017 e 2018), em linha com o custo médio do mercado de serviços de sistema que reduziu em 7%, redução idêntica à ocorrida em 2018.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, confirmando-se a importância da contratação de banda secundária e desvíos.

³ Exclui o mercado intradiário integrado e contínuo, resultante da concretização do modelo previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015 (XBID).

Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2019



Fonte: dados REN.

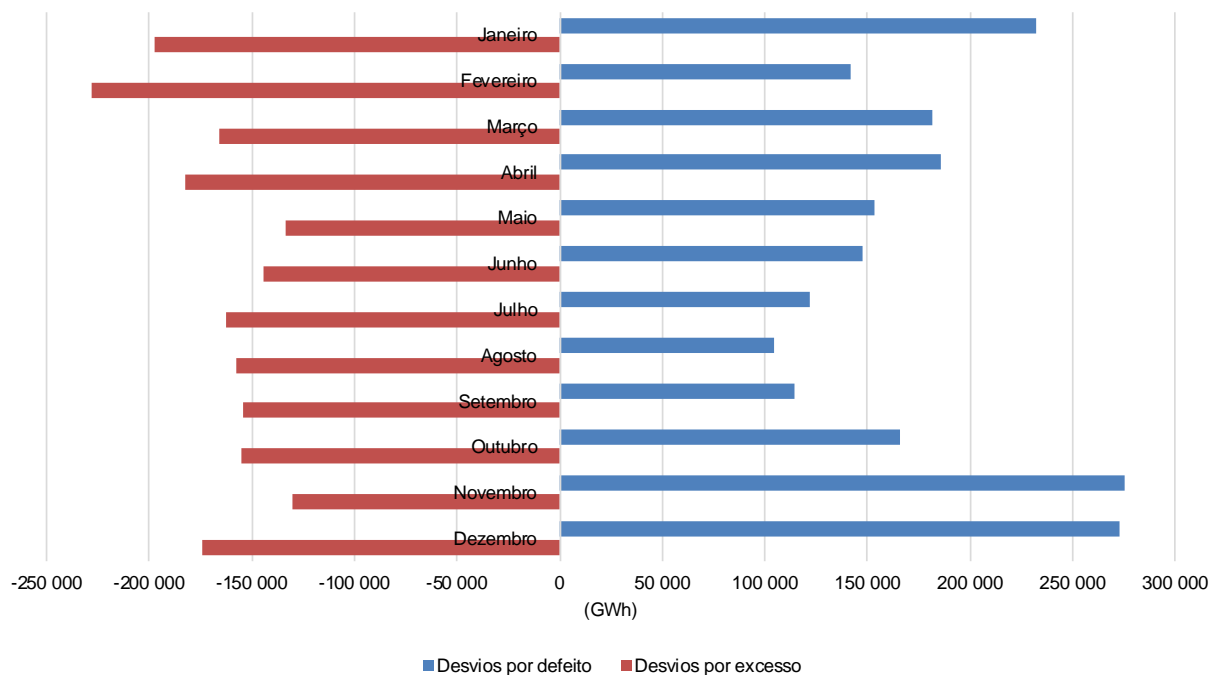
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema.

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito⁴ e por excesso⁵, verificadas ao longo de 2019. Face a 2018, registou-se uma ligeira redução dos desvios por defeito e uma redução mais acentuada dos desvios por excesso.

⁴ Um desvio por defeito, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo superior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

⁵ Um desvio por excesso, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo inferior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2019



Fonte: dados REN.

3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)⁶ e o Regulamento Tarifário (RT)⁷ apresentam disposições relativas à regulamentação da continuidade de serviço⁸.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

⁶ O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural e o respetivo Manual de Procedimentos foi aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 20 de dezembro.

⁷ O Regulamento Tarifário do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

⁸ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e distribuição, em termos de continuidade de serviço, é feita considerando não só as interrupções longas (duração superior a 3 minutos), mas também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III). O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental⁹, em 2019¹⁰.

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2019

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	0	0,72	0
	SAIFI (int)	0	0,06	0
	SAIDI (min)	0	0,46	0
	MAIFI (int)	0	0,04	0
Distribuição AT*	SAIFI (int)	0,20		
	SAIDI (min)	23,00		
	MAIFI (int)	0,90		
Distribuição MT*	TIEPI (min)	49,00		
	SAIFI (int)	1,70		
	SAIDI (min)	72,00		
	MAIFI (int)	9,30		
Distribuição BT*	SAIFI (int)	1,50		
	SAIDI (min)	69,00		

*Dados provisórios disponibilizados pela EDP Distribuição, não sendo ainda possível desagregar os indicadores de continuidade de serviço por tipo de interrupção.

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

No que respeita ao ano de 2019, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte seguem a tendência de uma progressiva e sustentada melhoria do desempenho, já

⁹ Indicadores referentes à rede de transporte da REN e da rede de distribuição (AT, MT e BT) da EDP Distribuição.

¹⁰ Informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em:

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

<https://infoqstecnica.erse.pt/>

verificada ao longo dos últimos anos. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de distribuição sofreram uma degradação na sua generalidade, comparativamente com o registado no ano anterior. Esta degradação deveu-se à ocorrência de eventos naturais extremos que fustigaram o território de Portugal continental durante o ano de 2019. 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 monetária¹¹, sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente ao ano de 2019, verificaram-se incumprimentos em 14 593 clientes, tendo conduzido a compensações no valor de cerca de 121 mil euros. Todavia, existem ainda 8 362 clientes cujo valor das compensações ainda se encontra em processamento, pelo facto de um conjunto de incidentes de grande dimensão ter ocorrido no final do ano de 2019.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2019.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2019

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	34,84	103,02	52,75
	SAIFI (int)	0,76	5,47	1,64
	SAIDI (min)	52,15	130,46	82,35
	MAIFI (int)	1,00	2,03	0,66
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,80	6,54	1,80
	SAIDI (min)	41,01	159,45	86,76

Fonte: dados EDA

Relativamente ao ano de 2019, os indicadores de continuidade de serviço na RAA sofreram uma degradação na generalidade face ao ano anterior. Para estes resultados contribuíram essencialmente a

¹¹ Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento do indicador. Não corresponde a qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

ocorrência das interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais com impacto significativo nos indicadores de continuidade de serviço.

Relativamente ao ano de 2019, registaram-se na RAA 437 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, 67 foram relativas à duração das interrupções e 370 relativas ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 4 mil euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões. Em 2018, o número de incumprimentos foi de 241, sendo 49 relativos ao número de interrupções e 192 relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN) (221), tendo sido pagos aos clientes cerca de 4 mil euros em compensações.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2019.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2019

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	17,98	25,00	0,66
	SAIFI (int)	0,38	0,78	0,80
	SAIDI (min)	30,86	36,35	0,89
	MAIFI (int)	0,07	0,32	0,00
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,39	0,59	0,02
	SAIDI (min)	31,59	24,46	0,86

Fonte: dados EEM

No que respeita ao ano de 2019, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes da RAM registou uma ligeira melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu essencialmente uma menor ocorrência de interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais quando comparado com o ano anterior com impacto menos significativo nos indicadores de continuidade de serviço.

Em 2019, o número de incumprimentos foi de 19, sendo estes relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 2 mil euros em compensações. Para o ano de 2018, foram

registados 213 incumprimentos relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 4 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

Conforme estabelecido no RQS do setor elétrico, a ERSE publica anualmente informação sobre qualidade de serviço.

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 no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 4 milhões de euros no ano de 2019. 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 Excepcionais¹².

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, tendo sido 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

¹² O RQS aprovado em 2017, e que entrou em vigor em 2018, 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 ou, no caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os produtores de energia elétrica, evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores de energia elétrica.

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

uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 1 milhão de euros no ano de 2019. 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, bem como as interrupções com origem em razões de segurança e com origem na RNT.

Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores provisórios de 39 755 GWh de energia distribuída e de 48,35 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,66 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND de cerca de 3,1 milhões de euros no ano de 2019. No que respeita ao valor do montante inerente à “componente 2”, salienta-se que ainda não há informação disponível para aferir o montante para o ano de 2019.

3.1.1.3 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 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 necessárias¹³.

Durante o ano de 2019 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

3.1.1.4 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Considera-se produção em regime especial (PRE)¹⁴ a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

¹³ Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

¹⁴ Artigo 2.º, alínea zz, do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que procede à alteração do regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)¹⁵, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional (SEN), 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. A publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, veio a concretizar o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, no seu artigo 17.º-A, sobre o acesso e funcionamento das redes.

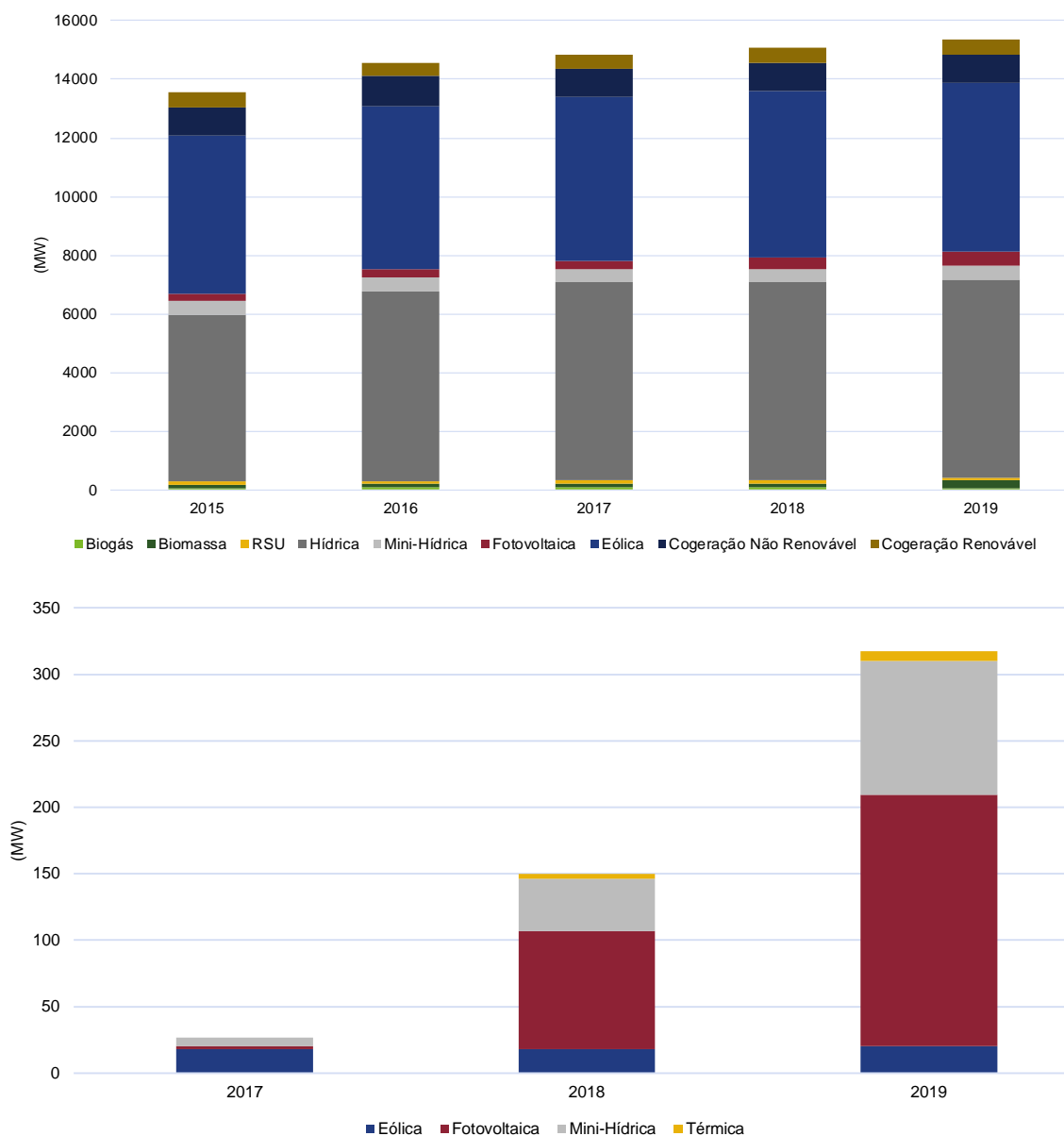
Em Portugal continental, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 76/2019, a 3 de junho¹⁶, foi revisto o quadro normativo da PRE, passando a poder ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida como ao abrigo do regime de remuneração geral. No regime remuneração garantida os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço garantido num determinado período (fixo ou indexado a um referencial, com ou sem fixação de limiares mínimos e/ou máximos), estando incluído um mecanismo concorrencial de definição de tarifa garantida. No regime de remuneração geral, os produtores vendem a eletricidade a um preço de mercado.

Em 2019, a potência instalada da PRE representou 76% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2015 a 2019, este peso variou entre 73% e 76%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2015 a 2019, bem como a potência instalada da PRE em regime de mercado para os anos de 2017, 2018 e 2019, excluindo a grande hídrica de modo a facilitar a interpretação gráfica. Destaca-se em 2019 a existência de cerca de 317 MW de potência instalada de PRE a participar diretamente em mercado, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (32 %), fotovoltaica (60 %), eólica (6 %) e térmica (2 %).

¹⁵ Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da PRE nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de PRE, ligadas à Rede Nacional de transporte de Eletricidade (RNT) ou à Rede Nacional de Distribuição (RND).

¹⁶ Que procedeu à décima primeira alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio desenvolver as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, alterando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2015 a 2019

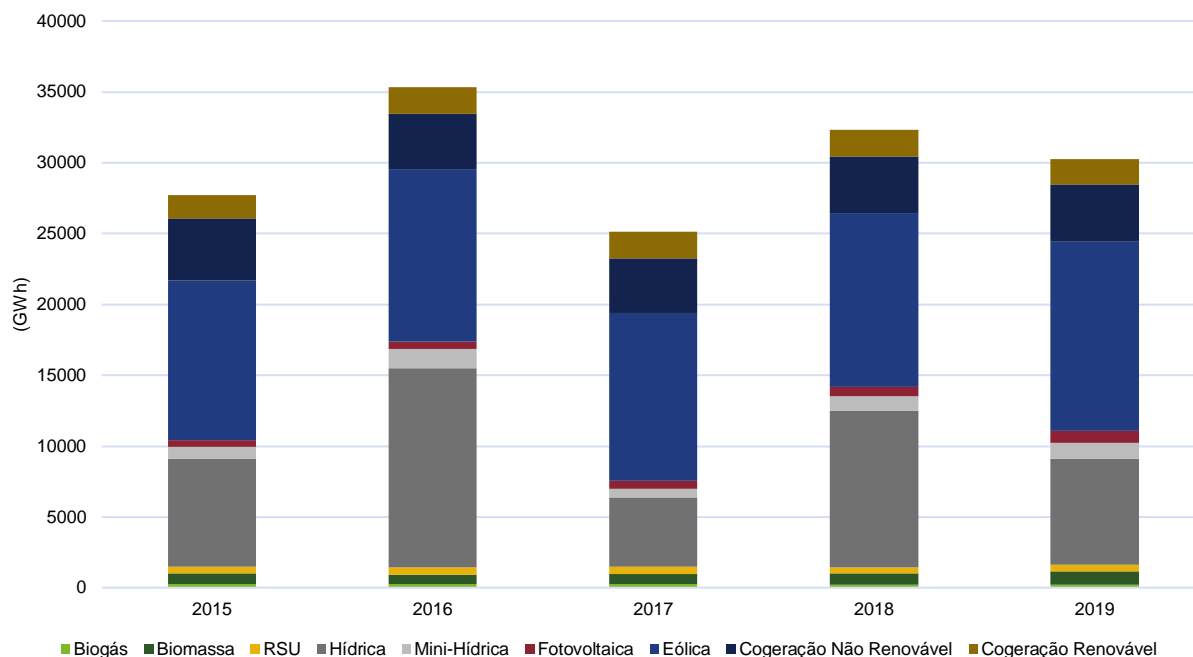


Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2019, cerca de 30 TWh tiveram origem na PRE, representando 62% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2015 e 2019, se situou entre 46% e 63%, respetivamente. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2015 a 2019, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2015 a 2019



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

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância do contributo da PRE e, em particular, das fontes de energia renováveis, no *mix* de geração do sistema elétrico português.

Ainda relativamente ao ano de 2019, há a destacar a ligação à rede (no último dia do ano) do primeiro gerador eólico *offshore*, ao largo de Viana do Castelo (consórcio Windfloat). Trata-se do primeiro de um conjunto de três aerogeradores flutuantes, com potência instalada total de 25 MW, cuja ligação, a 17 km da costa, e foi construída pelo operador da rede de transporte.

3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Alteração da Lei de bases do setor elétrico

Em junho de 2019, foi publicado o Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho que altera o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, devido à necessidade de ajustar o regime jurídico, visando o desenvolvimento das tecnologias de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, bem como a diminuição do respetivo custo de investimento.

A manifestação mais evidente deste ajuste de regime jurídico foi a abertura de possibilidade de existência de leilões para todas as modalidades de produção de energia em regime especial, ao garantir a construção

ou reforço de infraestruturas de rede sem oneração para o sistema, ou seja, sem oneração do consumidor final, através de uma comparticipação a ser suportada pelos produtores, assegurando a capacidade de injeção na rede.

Com este novo diploma, fica também prevista a possibilidade de instalação de infraestruturas de armazenamento em centros eletroprodutores, reforçando-se a capacidade de resposta no caso da eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis.

Quanto à mitigação dos riscos decorrentes da mora ou incumprimentos das obrigações do comercializador ou agente de mercado, tanto no âmbito do uso das infraestruturas de rede, como da sua participação na gestão global do SEN, o diploma estabelece o regime de gestão de riscos e garantias do SEN de modo a assegurar uma gestão prudencial do seu funcionamento.

Projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação

Através da Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, a ERSE aprovou as regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, como corolário da 67.ª Consulta Pública da ERSE.

As regras do projeto-piloto aprovadas estabelecem que poderão participar neste mercado de reserva de regulação, consumidores habilitados pelo operador da rede de transporte (ORT) que tenham capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW, obtenham junto do ORT a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação, e cujas instalações estejam ligadas à rede em nível de tensão igual ou superior a média tensão. Como projeto-piloto, as regras preveem uma duração de um ano, com início em 2 de abril de 2019.

A receção de candidaturas de instalações consumidoras para participação no projeto-piloto decorreu até 31 de janeiro de 2019, seguindo-se um período de validação e testes de qualificação até finais de fevereiro.

Os resultados preliminares obtidos sobre o funcionamento do projeto-piloto são positivos, contando em finais de 2019 com a participação ativa de 6 instalações consumidoras.

O projeto-piloto é o primeiro passo para a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, e tem como objetivo assegurar uma igualdade de tratamento na participação dos consumidores habilitados (ou por quem os represente) com os produtores que estão envolvidos no mercado de reserva de regulação.

Leilão de atribuição de capacidade de ligação à rede de produção fotovoltaica

Em 2019, a legislação base sobre o setor elétrico foi alterada, tendo sido introduzido um novo mecanismo de leilão para atribuição de capacidade de receção, para efeitos de ligação à rede de novos produtores, nomeadamente produtores renováveis de origem solar fotovoltaica.

Face ao grande interesse e procura por novos pontos de ligação às redes demonstrado por promotores de novos centros produtores de origem solar fotovoltaica, o Governo decidiu promover um leilão para tecnologia solar fotovoltaica, no qual cada promotor submeteu ofertas para pontos de ligação à rede e respetiva capacidade disponível.

O leilão combinou duas modalidades de atribuição de capacidade distintas:

- regime de remuneração garantida (“feed-in tariff”);
- regime de remuneração geral, através da participação em mercado organizado.

Para cada modalidade, as ofertas também foram diferenciadas:

- Na modalidade de remuneração garantida, o promotor oferece um desconto à tarifa base “feed-in”;
- Na modalidade de regime geral ou de mercado, o promotor compromete-se a pagar ao SEN uma contribuição monetária, cujo valor é fixo, durante um prazo de 15 anos.

O leilão realizado em julho de 2019 resultou na atribuição de 1292 MW de capacidade de receção, ou seja, 92% da capacidade total colocada a leilão (1400 MW). Dos 1292 MW, 1004 MW (78%) foram atribuídos na modalidade de remuneração garantida e os restantes 288 MW (22%) na modalidade de remuneração geral ou mercado.

Na modalidade de remuneração garantida, o preço médio foi de 20,39 €/MWh, ou seja, um desconto à tarifa base de 54,76%, tendo ainda sido registado um preço médio mínimo de 14,76 €/MWh, correspondentes a uma capacidade de 150 MW.

Já na modalidade de remuneração geral ou de mercado, a contribuição média resultante foi de 21,35 €/MWh.

É importante ainda referir que o mecanismo de leilão apenas atribui capacidade de receção para ligação às redes dos novos produtores, devendo, posteriormente, os promotores desses aproveitamentos obter a

respetiva licença de produção, bem como suportar os encargos de ligação às redes, tal como previsto na subregulamentação específica aplicável¹⁷.

Regulamento dos serviços das redes inteligentes de energia elétrica

A ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica¹⁸ que determina um conjunto de serviços mínimos a prestar pelas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica e um quadro de incentivos, dirigidos aos respetivos operadores, para a implementação destas redes.

Partindo da constatação de que Portugal tinha um número muito relevante de contadores inteligentes de eletricidade já instalados (cerca de 2 milhões no final de 2018, i.e., 30% dos consumidores de baixa tensão) e uma substituição programada dos restantes, o novo Regulamento veio definir os serviços a prestar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão e pelos comercializadores quanto à leitura e disponibilização de dados de consumo e de produção, aos serviços ao cliente prestados remotamente ou à facilitação de serviços de energia prestados por terceiros. O novo quadro de serviços das redes inteligentes representa um significativo avanço na perspetiva de todos os agentes do setor, a começar pelos consumidores. A implementação dos serviços, designadamente pelos operadores de rede, está a avançar gradualmente.

Autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

O Governo aprovou um novo regime legal para o autoconsumo de energia elétrica e para as comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro]. O novo regime prevê o autoconsumo coletivo, através da partilha de produção renovável por várias instalações de consumo na proximidade da unidade de produção. Foram ainda simplificados os procedimentos administrativos de acesso ao autoconsumo e foi criada uma plataforma eletrónica de registo. O mesmo diploma legal estabeleceu também o regime das comunidades de energia renovável. Na sequência da aprovação do novo quadro legal, a ERSE lançou uma

¹⁷ <https://dre.pt/application/conteudo/122145181>

¹⁸ [Regulamento n.º 610/2019](#), de 2 de agosto, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

consulta pública regulamentar, para integrar as novas modalidades de autoconsumo na regulamentação do setor elétrico, a qual foi lançada em dezembro de 2019, tendo terminado em março do ano seguinte [Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março].

3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

À ERSE compete, nomeadamente, a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor elétrico, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição e das tarifas transitórias (estas últimas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso)¹⁹.

A metodologia de cálculo tarifário e as metodologias de regulação obedecem ao estipulado no RT, que é elaborado e aprovado pela ERSE, após realização de consulta pública e emitidos os pareceres obrigatórios, mas não vinculativos, dos seus órgãos consultivos, concretamente o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas vigentes em 2019, incluindo as tarifas de acesso às redes de energia elétrica, resultam das regras estabelecidas no atual RT, aprovado pelo [Regulamento n.º 619/2017](#), de 18 de dezembro, e alterado pelo [Regulamento n.º 76/2019](#), de 18 de janeiro.

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

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Estas tarifas são pagas, na situação geral²⁰, pelos comercializadores em representação dos seus clientes.

¹⁹ Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, na redação dada pelo [Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho](#).

²⁰ 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 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 a aplicar aos produtores pela entrada na RNT e na RND, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT e Operação Logística de mudança de comercializador²¹. As variáveis de faturação incluem termos de potência, de energia ativa e de energia reativa.

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 nos princípios da uniformidade tarifária, de modo a que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das regiões autónomas e da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiasões cruzadas e é promovida uma utilização eficiente dos recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga por determinada atividade (por exemplo, pelo uso da rede de transporte em AT) e ainda em que variáveis de faturação é que esse valor é considerado (que, no caso do exemplo referido, são a potência e a energia ativa). Esta metodologia permite ainda garantir transparência na forma como o Regulador determina os proveitos e as tarifas.

O Quadro 3-4 apresenta o conjunto de tarifas de acesso e as respetivas variáveis de faturação.

²¹ Desde 2018, na sequência da publicação do [Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março](#), que estabelece a figura do operador logístico de mudança de comercializador. Até essa data, a operação logística de mudança de comercializador era realizada pelo operador da rede de distribuição em média e alta tensão.

Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica ²²

Tarifas de acesso às redes	Variáveis de faturação	Clientes em MAT	Clientes em AT	Clientes em MT	Clientes em BTE	Clientes em BTN
Tarifa de Uso Global do Sistema	Potência	●	●	●	●	●
	Energia ativa	●	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Potência	●	●	●	●	
	Energia ativa	●	●	●	●	●
	Energia reativa	●				
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Potência		●	●	●	●
	Energia ativa		●	●	●	●
	Energia reativa		●	●	●	
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	Potência	●	●	●	●	●

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica em vigor em 2019, os pontos que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à rede elétrica de serviço público, suportam o pagamento das tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica aplicam-se aos utilizadores do veículo elétrico e são constituídas por um preço de energia por período horário em euros por kWh.²³

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2019²⁴ correspondem, para a procura prevista para esse ano, a um decréscimo tarifário de 14,3% face a 2018, com as variações por nível de tensão que se apresentam no Quadro 3-5.

²² O quadro não inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores pela entrada na RNT e na RND considerando que a mesma não integra as tarifas de acesso às redes, sendo o seu pagamento assegurado diretamente pelos utilizadores.

²³ Para mais informação sobre a mobilidade elétrica ver ponto 6.4 neste documento.

²⁴ [Diretiva n.º 5/2019](#), de 18 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019.

Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes de energia elétrica para 2019

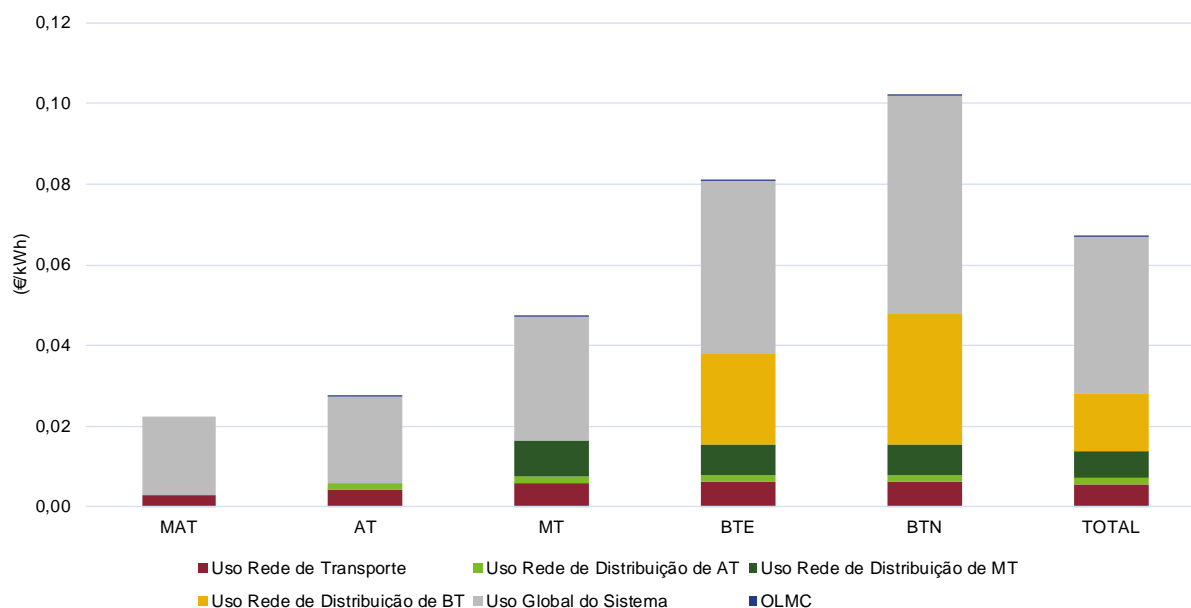
	Tarifas 2018 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2019 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,07825	0,06703	-14,3%
Acesso às Redes em MAT	0,02482	0,02220	-10,6%
Acesso às Redes em AT	0,03040	0,02719	-10,6%
Acesso às Redes em MT	0,05263	0,04707	-10,6%
Acesso às Redes em BTE	0,09033	0,08079	-10,6%
Acesso às Redes em BTN	0,12242	0,10201	-16,7%

* Aplicação das tarifas de 2018 à procura prevista para 2019.

Fonte: dados ERSE

A decomposição, em 2019, do preço médio das tarifas de acesso às redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-6, enquanto na Figura 3-7 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão ²⁵.

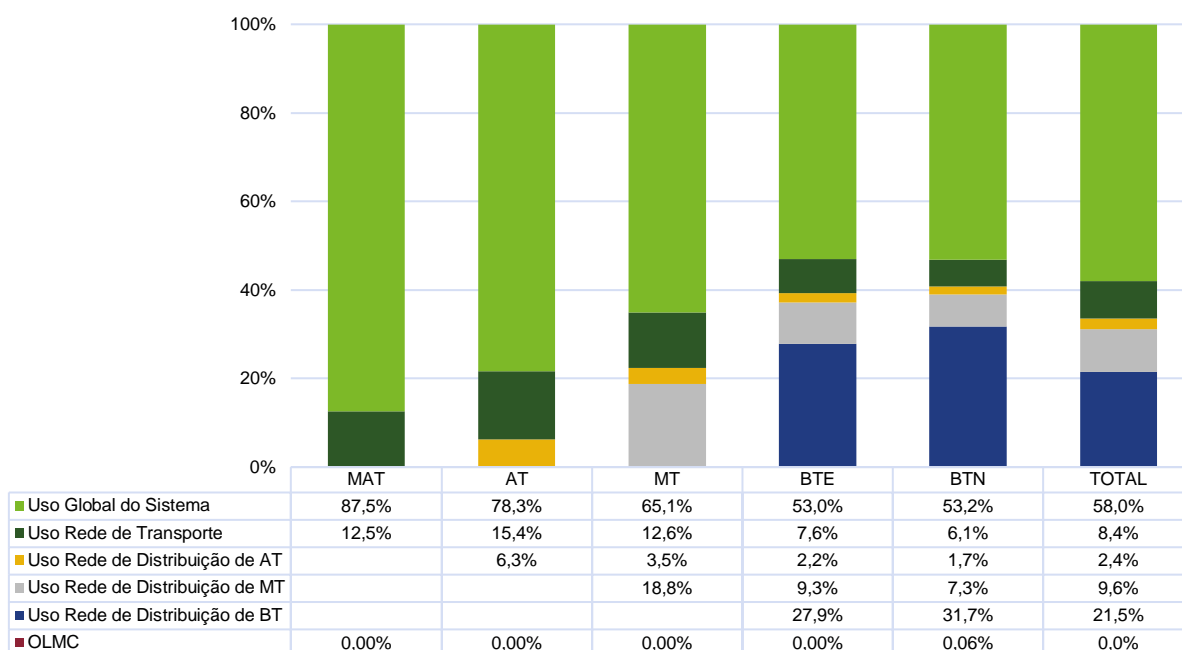
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes de energia elétrica em 2019, por atividade



Fonte: dados ERSE

²⁵ Em MAT o valor da tarifa do OLMC, apesar de aplicável, não é visível no gráfico.

Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2019



Fonte: dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Projeto piloto de tarifas dinâmicas

Em fevereiro de 2018, a ERSE aprovou²⁶ as regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. As regras aprovadas foram previamente discutidas em processo de consulta pública²⁷ com todos os interessados.

Foram aprovados dois projetos-piloto, designadamente, o Projeto-piloto 1, denominado “Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental” e o Projeto-piloto 2, denominado “Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental”, implementados desde junho de 2018, com uma duração de 12 meses.

²⁶ [Diretiva n.º 6/2018](#), de 27 de fevereiro.

²⁷ [59.ª Consulta pública](#) da ERSE.

A 31 de maio de 2019 terminou o projeto-piloto 1 para aperfeiçoamento da estrutura da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental. Nesta sequência, foram desenvolvidos trabalhos entre a ERSE, a EDP Distribuição e o INESC TEC²⁸ para preparar a avaliação dos resultados obtidos. Por fim, a ERSE iniciou a análise dos resultados do piloto, na sequência do envio pela EDP Distribuição do relatório final preparado pelo INESC TEC.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2019 é o segundo ano do atual período de regulação. De seguida, resume-se, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios aplicados neste período:

- Para Portugal continental:
 - Operador da rede de transporte (ORT) – Atividade de transporte: modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*²⁹ com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX³⁰); (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 à racionalização económica dos custos com os investimentos. Na atividade de gestão global do sistema os proveitos são determinados com base numa metodologia do tipo *revenue cap*, com separação dos custos controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência³¹.
 - Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap*³² aplicada ao (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital³³, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas no que respeita aos proveitos da atividade de

²⁸ Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência

²⁹ 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 rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

³⁰ *Operational expenditure*.

³¹ O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

³² Os indutores de custos em AT/MT são a energia distribuída e a extensão de rede (km); em BT, são a energia distribuída e o número de clientes. O fator de eficiência é de 2,5%, ao qual se soma a inflação.

³³ A remuneração do ativo líquido e amortizações.

distribuição de energia elétrica em alta e média tensão. Aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* ao TOTEX (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes³⁴; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas. Em 2019 foi definido um novo incentivo do tipo *output-based* (focado no desempenho e não nos custos) com o objetivo do operador de rede de distribuição fornecer aos consumidores serviços de valor acrescentado sustentados por redes inteligentes. Esse incentivo baseia-se na partilha entre o operador e os consumidores dos benefícios gerados por esses serviços.

- o Operador logístico de mudança de comercializador – a partir de 2018 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi individualizada³⁵ e sujeita a uma metodologia de regulação de *revenue cap* ao nível do OPEX³⁶ e de custos aceites ao nível do CAPEX.
- o Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price cap*³⁷, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Esta parcela de custos deve ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.
- Para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia de *revenue cap*³⁸; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price*

³⁴ No período de regulação 2015-2017 este incentivo passou a ser calculado com base em valores reais e auditados e passou a ter uma duração de 6 anos.

³⁵ Até 2017 a atividade de operação logística de mudança de comercializador era desenvolvida pelo operador de rede de distribuição em média e alta tensão.

³⁶ Para o período de regulação 2018-2020 a meta de eficiência foi fixada em 1,5%.

³⁷ O indutor de custo é o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 1,5%.

³⁸ Fator de eficiência fixado em 1,5%.

*cap*³⁹; (iii) definição de custos de referência para os combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) consumidos na produção de energia elétrica, bem como para os custos decorrentes dos processos de descarga e armazenamento destes combustíveis⁴⁰. Em 2019, à semelhança de Portugal continental foi estabelecido o novo incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

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

No que diz respeito ao custo de capital⁴¹, aplica-se uma metodologia de indexação parcial às *yields* das obrigações do tesouro (OT), a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios e alheio.

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, em Portugal continental, incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados CIEG.

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, incidem na produção de energia elétrica.

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, mas integralmente regulada (Agente Comercial, nos termos do RRC). 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. O efeito do sobrecurso CAE terminará em 2024 com o fim do último desses dois CAE.

³⁹ Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as regiões autónomas (RA) são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custo é o número de clientes. Em ambas as RA as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades variam entre 3% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Taxas de remuneração do ativo para 2019 para Portugal continental e regiões autónomas – transporte: 5,17%; distribuição: 5,42%.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros eletroprodutores passaram a estar enquadrados por uma figura jurídica – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) - que confere aos produtores o direito a receberem uma compensação pecuniária destinada a garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE. Este regime, tal como indicado no relatório do ano anterior, terminou em 2017. Os efeitos decorrentes do ajustamento final previsto legalmente durarão 10 anos, a partir de 2018.

Para além daqueles custos existem outros, que atualmente são claramente mais significativos, relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE, com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente, com as rendas de concessão pagas pelos operadores da rede de distribuição em BT aos municípios e com as compensações pagas às empresas das regiões autónomas dos Açores e da Madeira pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao do continente.

Em 2019, não se registaram alterações relevantes na natureza das parcelas incluídas nos CIEG.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de energia elétrica comporta custos que dependem da instalação a ligar (nível de tensão, exigências técnicas), da rede a que é feita a ligação (aérea, subterrânea, radial, malhada), da tipologia da ligação (aérea, subterrânea), da distância da instalação a ligar à rede existente e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de energia elétrica, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), da responsabilidade da ERSE.

Em 2019 foi publicada a subregulamentação que revê os parâmetros aplicáveis às regras definidas pela ERSE.

As condições comerciais estabelecidas (que abrangem também a obrigação de ligação à rede, a construção e propriedade dos elementos de ligação, o tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou os deveres de informação dos diversos intervenientes), incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a sua compreensão e a reduzir o nível de conflitos no setor.

As redes são pagas pelos consumidores de energia elétrica através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE) e das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica (o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante por via dos encargos de ligação é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede).

3.1.3 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES, AÇÕES DE BALANÇO TRANSFRONTEIRIÇO E ACOPLAMENTO DE MERCADOS

Em 2019, não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários 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*⁴².

Relembra-se que o MIBEL entrou 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 de Acesso às Redes e às Interligações⁴³ da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha⁴⁴ da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico⁴⁵ da ERSE.

⁴² 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.

⁴³ O [Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico](#) (RARI) foi aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 de 22 de dezembro. De notar que este regulamento foi alterado pelo Regulamento n.º 620/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

⁴⁴ O [Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha](#) foi aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 10/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de julho.

⁴⁵ O [Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico](#) (MPGGS) foi aprovado através da Diretiva da ERSE n.º 14/2018, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 10 de agosto, com as alterações introduzidas pela Diretiva da ERSE n.º 1/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 7 de janeiro.

Em 2019 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstos nos:

- Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (*Forward Capacity Allocation Guideline (FCA GL)*), e
- 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 (*Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM GL)*), incluindo as respeitantes às Regiões de Cálculo da Capacidade, definidas pela Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, designadamente a região do Sudoeste da Europa (*Capacity Calculation Region South-west Europe (CCR SWE)*), constituída pelas interligações entre Portugal, Espanha e França.

A concretização destas normas terá influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e 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 balanço⁴⁶ com vista a garantir a capacidade de interligação contratada no mercado diário e intradiário; 2) investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2019, 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 4,07 milhões de euros, um valor ligeiramente inferior ao registado em 2018 (4,55 milhões de euros). Esta evolução resultou, não tanto de uma eventual redução no número de horas em que a interligação esteve congestionada (que foi quase idêntico ao ano anterior), mas sim da conjugação do número de horas com o valor médio do diferencial absoluto de preços.

⁴⁶ A Ação Coordenada de Balanço aplica-se, nos termos do MPGGS, quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas.

No Quadro 3-6 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.

A redução do montante global de rendas de congestionamento face a 2018, ainda que muito ligeira, está associada à estabilidade do nível de diferenciais de preço e do número de horas de congestionamento, que, como referido, tiveram reduções igualmente pouco significativas. No entanto, e destaca-se que em alguns meses do 1º trimestre de 2019 se registam variações significativas do volume de rendas associadas a *spreads* horários bastante elevados (por exemplo janeiro, com um elevado diferencial de preços no sentido importador e um elevado número de horas de congestionamento), esta tendência já se havia verificado nos últimos meses de 2018.

Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2019

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT <-- ES)	Exportação (PT --> ES)	Renda Congestionamento
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 ³ €
Janeiro	97	14%	62,69	61,99	0,70	416 210	360 306	862
Fevereiro	105	6%	54,71	54,01	0,71	742 373	46 394	887
Março	54	11%	49,20	48,82	0,38	829 758	97 073	610
Abril	40	10%	50,65	50,41	0,25	506 279	256 701	448
Maió	46	3%	48,75	48,39	0,36	663 962	200 054	606
Junho	9	2%	47,21	47,19	0,02	501 491	99 988	30
Julho	6	3%	51,46	51,46	0,00	424 895	229 062	13
Agosto	3	2%	44,96	44,96	0,00	748 148	61 291	2
Setembro	12	1%	42,14	42,11	0,03	809 316	126 648	46
Outubro	15	4%	47,20	47,17	0,04	627 584	256 859	115
Novembro	17	2%	42,13	42,19	-0,06	324 628	569 209	140
Dezembro	49	4%	33,68	33,80	-0,13	231 653	989 107	313
								4 072

Fonte: dados OMIE⁴⁷

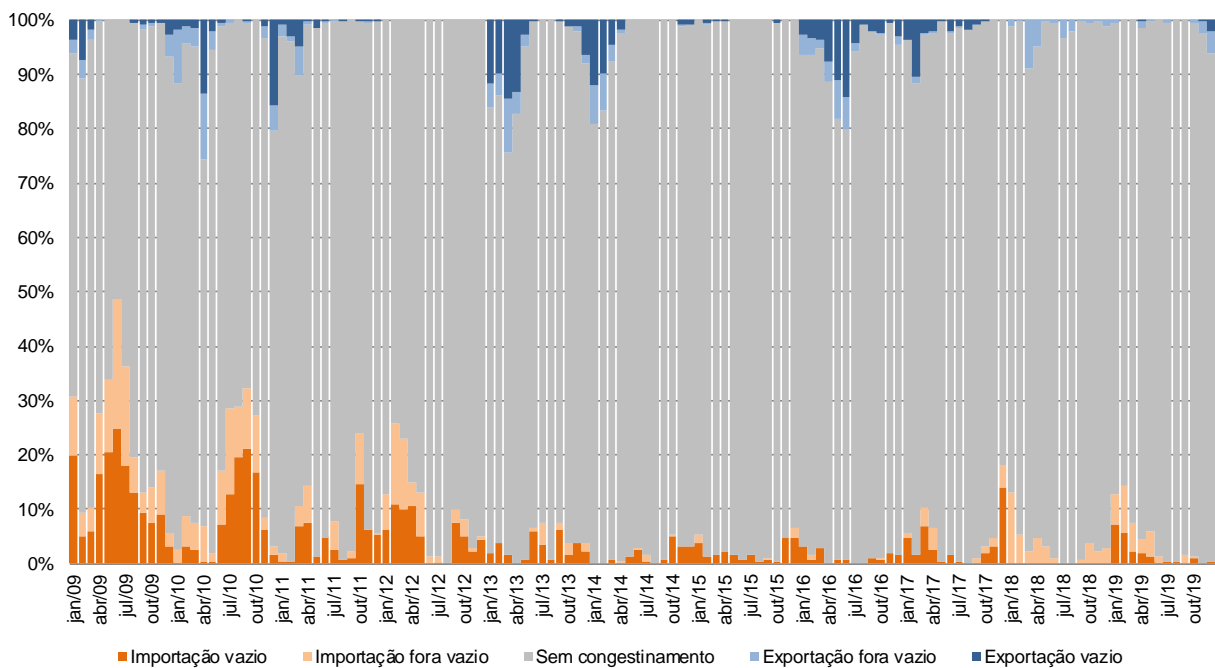
⁴⁷ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español

Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 456 horas em 2018 para 453 horas em 2019 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma forte integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preço, em 2019 verificou-se um *spread* médio positivo de 0,19 €/MWh, no sentido importador, ligeiramente acima do registado em 2018, igualmente no sentido importador de 0,15 €/MWh, com um crescimento até junho de 2019 reduzindo-se posteriormente o valor ao longo do ano e invertendo até o sentido do congestionamento.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2019, sendo possível identificar a redução do número de horas de congestionamento em ambos os sentidos, mas sendo visível o maior número de horas de congestionamento no sentido importador registado nos 1º trimestres de 2018 e 2019.

Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2019



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, e com os reguladores de Espanha e de França, no quadro dos trabalhos inerentes à Região de Cálculo da Capacidade do Sudoeste da Europa⁴⁸ (CCR SWE) no âmbito da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2019 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, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa.

Tal como referido no relatório do ano anterior, 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 (FCA GL), a ERSE aprovou em novembro de 2016 as regras harmonizadas de atribuição (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) de capacidade nas interligações elétricas a nível europeu, bem como o respetivo anexo com as especificidades referentes à fronteira Portugal-Espanha.

⁴⁸ 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. (comentário PT: esta nota de rodapé parece-me dispensável, repetindo o que já se mencionou na página 29, 2.º bullet)

Em finais de 2017, após proposta de todos os ORT, de acordo com o disposto no artigo 51.º do Regulamento (UE) 2016/1719, foi publicada a Decisão da ACER n.º 3/2017, de 2 de outubro, relativa às regras harmonizadas de atribuição de direitos de utilização de capacidade a longo prazo na União Europeia.

Nos termos do n.º 2 do artigo 38.º do Regulamento (UE) 2016/1719, a atribuição a prazo da capacidade de interligação deve concretizar-se através de uma plataforma única de atribuição europeia, cujas funções foram delegadas pelos operadores de rede de transporte europeus na *Joint Allocation Office* (JAO), tendo sido concluído o processo de migração dos leilões para esta plataforma no mês de dezembro de 2018.

Assim sendo, no leilão de dezembro de 2018 foram leiloados contratos de maturidade anual, trimestral e mensal com entrega em 2019, de acordo com as regras de atribuição harmonizadas de direitos de transporte a longo prazo (do inglês *Harmonised Allocation Rules - HAR*), previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da região de cálculo da capacidade do Sudoeste (CCR SWE).

O referido anexo estabelece orientações sobre a atribuição da capacidade a prazo e a metodologia de repartição da capacidade nas diferentes maturidades para a interligação Portugal-Espanha (*Structure for the Allocation of Capacity among different Timeframes for Portuguese – Spanish Interconnection - IPE Splitting Rules*), aprovadas pela ERSE e pela Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC).

Na sequência da publicação dessas regras de atribuição harmonizadas e da metodologia de repartição de capacidades na interligação Portugal-Espanha, a ERSE procedeu à alteração do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, previsto no Regulamento de Acesso às Redes e Infraestruturas, através da publicação da Diretiva ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Entre dezembro de 2018 e novembro de 2019, ocorreram na plataforma única de atribuição, os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2019, como se apresenta no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2019

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	11/12/18	0,12	250	16	8
PT-ES YR	Anual	11/12/18	0,08	350	16	9
ES-PT Q1	Trimestral	17/12/18	0,11	168	9	6
PT-ES Q1	Trimestral	17/12/18	0,08	310	9	7
ES-PT M1	Mensal	21/12/18	0,17	220	17	5
PT-ES M1	Mensal	21/12/18	0,06	559	16	12
ES-PT M2	Mensal	23/01/19	0,18	310	17	8
PT-ES M2	Mensal	23/01/19	0,04	559	14	12
ES-PT M3	Mensal	22/02/19	0,27	310	17	10
PT-ES M3	Mensal	22/02/19	0,10	560	15	6
ES-PT Q2	Trimestral	14/03/19	0,21	290	9	5
PT-ES Q2	Trimestral	14/03/19	0,09	168	7	5
ES-PT M4	Mensal	25/03/19	0,00	0	1	0
PT-ES M4	Mensal	25/03/19	0,07	208	14	7
ES-PT M5	Mensal	26/04/19	0,35	0	13	1
PT-ES M5	Mensal	26/04/19	0,05	520	11	7
ES-PT M6	Mensal	24/05/19	0,17	230	15	7
PT-ES M6	Mensal	24/05/19	0,06	260	13	6
ES-PT Q3	Trimestral	14/06/19	0,22	280	9	3
PT-ES Q3	Trimestral	14/06/19	0,02	329	7	5
ES-PT M7	Mensal	25/06/19	0,15	250	17	7
PT-ES M7	Mensal	25/06/19	0,11	140	15	3
ES-PT M8	Mensal	24/07/19	0,09	240	15	6
PT-ES M8	Mensal	24/07/19	0,05	520	15	6
ES-PT M9	Mensal	23/08/19	0,15	270	19	4
PT-ES M9	Mensal	23/08/19	0,04	470	17	8
ES-PT Q4	Trimestral	13/09/19	0,22	260	8	5
PT-ES Q4	Trimestral	13/09/19	0,01	418	6	6
ES-PT M10	Mensal	24/09/19	0,25	300	18	6
PT-ES M10	Mensal	24/09/19	0,06	480	16	6
ES-PT M11	Mensal	23/10/19	0,19	170	17	6
PT-ES M11	Mensal	23/10/19	0,04	450	14	8
ES-PT M12	Mensal	22/11/19	0,12	210	16	7
PT-ES M12	Mensal	22/11/19	0,02	450	16	13

O Quadro 3-8 apresenta a liquidação anual, em 2019, dos leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha.

Quadro 3-8 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2019

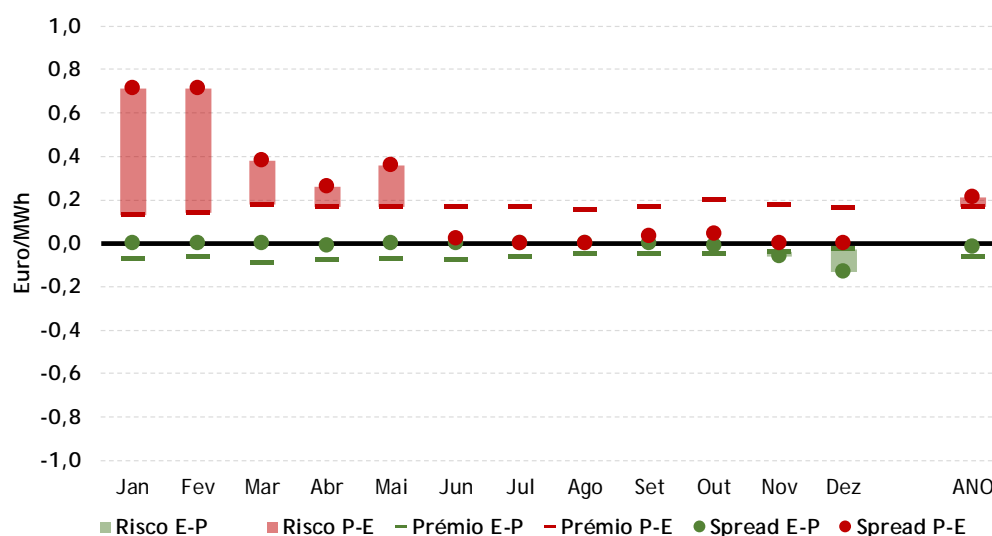
Liquidação anual acumulada	GLOBAL	ES > PT	PT > ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 088 + 709	1088	709
Energia (MWh)	9 529 300 + 6 207 682	9 529 300	6 207 682
Prémio (€/MWh)	----	0,06	0,17
Spread (€/MWh)	----	0,02	0,21
Rendas MD (euros)	4 071 750	512 340	3 559 410
Risco liquidado FTR (euros)	1 387 006	197 616	1 189 390
Receita Prémio FTR (euros)	1 588 450	563 704	1 024 746
Receita Líquida FTR (euros)	201 444	366 088	-164 644
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	4 273 194	878 428	3 394 766

MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registou em 2019 um prémio de risco⁴⁹ de 0,06 €/MWh e um *spread*⁵⁰ observado de 0,02 €/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2019 um prémio de risco de 0,17 €/MWh e um *spread* observado de 0,21 €/MWh.

A Figura 3-9 apresenta a evolução do *spread* observado e o prémio de risco verificados em 2019.

Figura 3-9 - Evolução do *spread* e prémio de risco verificados em 2019



⁴⁹ Prémio de Risco corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2019, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

⁵⁰ Spread corresponde ao diferencial de preços médios observados no mercado diário do OMIE entre a zona portuguesa do MIBEL e a zona espanhola do MIBEL, imputável a cada sentido do trânsito observado na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador).

Assim sendo, os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal–Espanha, com entrega em 2019, resultaram num ganho líquido para o sistema de aproximadamente 201 mil euros.

METODOLOGIA DE DISTRIBUIÇÃO DAS RECEITAS ASSOCIADAS A CONGESTIONAMENTOS PREVISTA NO REGULAMENTO (UE) 2016/1719 DA COMISSÃO

O Artigo 57.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo no setor elétrico (Código de Rede FCA), prevê que, no prazo máximo de seis meses após a aprovação da metodologia de partilha das receitas associadas a congestionamentos referida no Artigo 9.º do Regulamento (UE) 2015/1222 (Código de Rede CACM), os operadores das redes de transporte (ORT) elaborem, em conjunto, uma proposta de metodologia de partilha das receitas associadas a congestionamentos (*“Congestion Income Distribution Methodology”*) resultantes da atribuição de capacidade a prazo. Esta metodologia deve ter em conta a metodologia de partilha das receitas associadas a congestionamentos prevista no Artigo 73.º do Regulamento (UE) 2015/1222.

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE a proposta que foi aprovada por todos os ORT europeus de eletricidade para envio às respetivas entidades reguladoras, para efeitos do cumprimento do disposto no Artigo 57.º do Regulamento (UE) 2016/1719, tendo sido acordado pelas entidades reguladoras solicitar um pedido de alteração à proposta dos ORT.

Na sequência deste pedido de alteração, a REN enviou à ERSE, em março de 2019, a proposta alterada que foi aprovada por todos os ORT europeus de eletricidade para envio a todas as entidades reguladoras.

Após avaliação técnica da referida proposta alterada enviada pelos ORT, foram acordados de forma unânime, em maio de 2019, os termos da aprovação, por todas as entidades reguladoras dos Estados Membros em que os ORT emitiram direitos de transporte a longo prazo, da proposta dos ORT (tendo a ERSE aprovado formalmente a decisão acordada e informado a nível nacional o respetivo ORT).

METODOLOGIAS COMUNS DE REDESPACHO E TROCAS COMPENSATÓRIAS COORDENADAS E DE PARTILHA DOS CUSTOS PREVISTAS NO REGULAMENTO (UE) 2015/1222 DA COMISSÃO

O Artigo 35.º do 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 no setor elétrico (Código de

Rede CACM), prevê que, no prazo de 16 meses após a aprovação da proposta de regiões de cálculo da capacidade (CCR), em conformidade com o Artigo 15.º, todos os operadores das redes de transporte (ORT) em cada uma das regiões de cálculo da capacidade, devem apresentar uma proposta de metodologia comum de redespacho e trocas compensatórias coordenados (*“Common methodology for coordinated redispatching and countertrading”*). Esta metodologia deve incluir medidas de importância transfronteiriça e permitir que todos os ORT da região de cálculo da capacidade atenuem eficazmente eventuais congestionamentos físicos.

O Artigo 74.º do mesmo Regulamento (UE) 2015/1222 prevê que, no prazo de 16 meses após a aprovação da proposta de regiões de cálculo da capacidade, todos os ORT em cada uma das regiões de cálculo da capacidade, devem apresentar uma proposta de metodologia comum de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias (*“Common methodology for redispatching and countertrading cost sharing”*). Esta metodologia deve incluir soluções de partilha de custos para as medidas de importância transfronteiriça.

A REN – Rede Eléctrica Nacional S.A.(REN), na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE as propostas que foram aprovadas por todos os ORT da região de cálculo da capacidade do Sudoeste da Europa (SWE), constituída por Portugal, Espanha e França, para envio a todas as entidades reguladoras do SWE, para efeitos do cumprimento do disposto nos Artigos 35.º e 74.º do Regulamento (UE) 2015/1222, tendo sido acordado pelas entidades reguladoras do SWE, após análise, solicitar um pedido de alteração às propostas dos ORT.

Na sequência deste pedido de alteração, a REN enviou à ERSE, em março de 2019, as propostas alteradas, que foram aprovadas por todos os ORT da região de cálculo da capacidade do SWE, para envio a todas as entidades reguladoras do SWE.

Após avaliação das referidas propostas alteradas enviadas pela REN, foram acordados, em maio de 2019, de forma unânime, por todos os reguladores de energia da região SWE, os termos da aprovação das propostas alteradas de todos os ORT do SWE (tendo a ERSE aprovado formalmente a decisão acordada e informado a nível nacional o respetivo ORT).

METODOLOGIAS INCLUÍDAS NOS ACORDOS OPERACIONAIS DA ZONA SÍNCRONA “EUROPA CONTINENTAL” PREVISTOS NO REGULAMENTO (UE) 2017/1485 DA COMISSÃO

O artigo 118.º do Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (Código de Rede SO), prevê que, no

prazo máximo de 12 meses após a data de entrada em vigor do regulamento, os operadores das redes de transporte (ORT) da zona síncrona “Europa Continental” (CE), devem elaborar em conjunto propostas comuns relativas a:

- a) Regras de dimensionamento da reserva de contenção da frequência (RCF), em conformidade com o artigo 153.º;
- b) Metodologias para determinação dos limites da quantidade de reservas de restabelecimento da frequência (RRF) trocada e partilhada entre zonas síncronas, definidas nos termos do artigo 176.º e do artigo 177.º;
- c) Metodologias para determinação dos limites da quantidade de reservas de reposição (RR) trocada e partilhada entre zonas síncronas, definidas nos termos do artigo 178.º e do artigo 179.º.

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE as propostas que foram aprovadas por todos os ORT europeus de eletricidade da zona síncrona CE para envio a todas as entidades reguladoras, para efeitos do cumprimento do disposto no artigo 118.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Após avaliação técnica das propostas enviadas pela REN, foram acordados, de forma unânime, por todas as entidades reguladoras da zona síncrona CE, em março de 2019, os termos das aprovações das propostas de todos os ORT da zona síncrona CE (tendo a ERSE aprovado formalmente a decisão acordada e informado a nível nacional o respetivo ORT).

PLATAFORMAS EUROPEIAS COMUNS PARA O PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS E PARA TROCA, ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE, DE ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DAS RESERVAS ESTABELECIDAS NO REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO

Durante o ano de 2019 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*).

O Quadro 3-9 mostra, para Portugal, os valores de energia acumulados em 2019 de RR transacionada no âmbito do BALIT e o seu peso na RR total⁵¹. 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 3-9 – Estatística relativa ao BALIT, 2019

	PT-ES Importação	PT-ES Exportação
Energia (GWh)	70	66
Nº horas ativadas	458	471
Peso do BALIT na RR (%)	10%	6%
Preço Médio (€/MWh)	58	38

Fonte: dados REN

Com a publicação, em 28 de novembro de 2017, do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (*Guideline on Electricity Balancing*, EB GL), foram estabelecidas plataformas europeias comuns para o processo de coordenação de desvios (IN), e para troca de energia de regulação proveniente das reservas de contenção da frequência (FCR), das reservas de restabelecimento da frequência (com ativação automática (aFRR), e com ativação manual (mFRR)) e de reservas de reposição (RR), as quais têm como objetivo a integração dos mercados de energia de regulação.

Os projetos europeus em que a ERSE está a participar e que estão associados a estas plataformas são o IGCC para o IN, o PICASSO para o aFRR, o MARI para o mFRR e o TERRE para o RR⁵². A participação nestas plataformas é obrigatória com exceção do TERRE, que é exclusiva dos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação.

As plataformas dos projetos TERRE (RR) e IGCC (IN) mantiveram como data indicativa de entrada em funcionamento o mês de janeiro de 2020, enquanto se prevê que as plataformas dos projetos PICASSO (aFRR) e MARI (mFRR) deverão entrar em funcionamento no início de 2022.

⁵¹ Por exemplo 10% representa o peso da energia de importação mobilizada pela REN junto da Red Eléctrica de España relativamente ao valor total de RR em 2019 (em Portugal).

⁵² IGCC: International Grid Control Cooperation; PICASSO: Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation; MARI: Manually Activated Reserves Initiative; TERRE: Trans European Replacement Reserves Exchange

O projeto TERRE, iniciado em 2013, é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas do Código de Rede de *Balancing*, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. Este projeto teve em 2019 os últimos desenvolvimentos antes da entrada em exploração. De realçar a aquisição dos últimos módulos, os de monitorização do sistema informático e do serviço de faturação, no que diz respeito à contratação dos fornecedores da plataforma informática. Adicionalmente decorreram os testes em fábrica, dos *User Acceptance Tests*, dos testes de interoperabilidade e dos testes dos sistemas dos ORT com os agentes de mercado nacionais. Para além da REN, os ORT membros deste projeto piloto são a REE (Espanha), a RTE (França), a National Grid (Grã-Bretanha), a Swissgrid (Suíça), a TERNA (Itália), a PSE (Polónia), a CEPS (República Checa) e a Transelectrica (Roménia). Com exceção da CEPS, todos os restantes ORT apresentaram derrogações para o início da utilização desta plataforma tendo a ERSE, em simultâneo com a CNMC, concedido derrogações por um período de nove meses.

No que diz respeito às propostas de enquadramento do IN, do mFRR e do aFRR, nenhuma delas foi aprovada em 2019. No que diz respeito ao IN, os reguladores aprovaram um *Request for Amendment* que foi enviado aos ORT, enquanto no caso do mFRR e do aFRR, as diferenças de opinião entre os reguladores levaram a que a ACER apresentasse aos ORT, depois de vários meses de reuniões de trabalho com os reguladores, as suas decisões sobre estas propostas de enquadramento.

Em paralelo, decorreram ainda na ACER os trabalhos de elaboração de várias metodologias previstas no EB GL, trabalhos que decorreram em conjunto com os reguladores e os ORT. Destacam-se destas metodologias as de *“TSO-TSO settlement”* (Artigo 50(1) do EB GL), *“Pricing”* (Artigo 30(F1) do EB GL) e de *“Imbalance settlement harmonisation”* (Artigo 52(2) do EB GL).

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, quatro meses após a sua entrada em vigor, 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 OMIE⁵³, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2019, não houve desenvolvimentos relativos à designação do OMIE enquanto ONME.

PROJETO XBID

O projeto XBID (*European Cross-Border Intraday initiative*) é uma iniciativa conjunta entre as bolsas de energia europeias e os operadores de rede de transporte, para criar um mercado intradiário integrado e contínuo em toda a Europa, resultante da concretização do modelo previsto no 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. Fruto desta iniciativa, decorreu a 13 de junho de 2018 a entrada da primeira fase do *go-live* do projeto XBID que proporcionou a negociação intradiária em contínuo de eletricidade nos seguintes países: Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha e Suécia. A Bulgária, a Croácia, a República Checa, Hungria, Polónia, Roménia e Eslovénia são os países que entraram na segunda fase do *go-live* do XBID a 19 de novembro de 2019. Os restantes países europeus deverão participar na terceira fase do *go-live* do XBID que decorrerá no final de 2020.

A plataforma XBID foi estabelecida como um SIDC (*Single Intraday Coupling*), que permite a negociação transfronteiriça em contínuo por toda a Europa. O XBID é baseado num sistema informático comum com um livro de ordens partilhado, um módulo de gestão das capacidades de interligação e um módulo de encontro das ofertas. Isso significa que os agentes de mercado numa determinada zona de preço podem estabelecer transações, em contínuo, com qualquer agente que atue em qualquer outra zona de preço que esteja envolvido no projeto, desde que haja capacidade de interligação transfronteiriça disponível para a concretização dos negócios. A solução visa o aumento da eficiência geral da negociação intradiária em contínuo.

Para concretizar o novo desenho de mercado, no dia 11 de junho de 2018, foi aprovada pela ERSE o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

⁵³ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

Ainda no âmbito do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, foi aprovada a Decisão da ACER n.º 4/2018, relativa aos horários de abertura e de fecho do mercado intradiário contínuo, que estabeleceu como horário de abertura às 15h00 CET (*Central European Time*) e o horário de fecho 60 minutos antes do início da entrega da energia para a hora relevante negociada no mercado intradiário contínuo.

Com o objetivo de implementar a referida Decisão da ACER n.º 4/2018, os ORT ibéricos (Rede Elétrica Nacional e Red Eléctrica de España) e o Operador Nomeado do Mercado Eléctrico para Portugal e Espanha (OMIE) procederam a uma consulta pública sobre a alteração dos horários das sessões de leilões intradiários na Península Ibérica para melhor acomodar a abertura do mercado intradiário contínuo às 15h00 CET. De acordo com os resultados dessa consulta, estabeleceu-se que se manteria a realização de 6 leilões intradiários com algumas alterações nos respetivos horários. Para concretizar a implementação da abertura do mercado intradiário contínuo às 15h00 CET, foi aprovado um aviso da GGS submetido pelo ORT português que visou alterar os horários regulamentarmente previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN.

3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade

A REN - Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da RNT, apresentou à DGEG uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, já em 2020, entre os dias 13 de janeiro e 26 de fevereiro, a proposta de PDIRT-E 2019⁵⁴.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2019, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRT-E 2019, designadamente a dois projetos estruturais, um dos quais incluído no *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP 2018, e

⁵⁴ <https://www.erse.pt/media/3mufb0qj/parecer-%C3%A0-proposta-de-pdirt-e-2019.pdf>

classificado de Projeto de Interesse Comum (PIC) (incluindo a interligação Portugal - Espanha), e outros essenciais para a segurança de operação do sistema. Sobre os restantes projetos, a ERSE solicitou uma revisão e redução do investimento de modo a evitar um aumento dos proveitos unitários ao longo do horizonte do plano.

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade

A EDP Distribuição, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), apresentou à DGEG uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 (proposta de PDIRD-E 2018). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018 recebida, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho⁵⁵, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, em 2019, no período entre 1 de março e 15 de abril, a proposta de PDIRD-E 2018, tendo emitido o seu parecer a 5 de junho de 2019, disponível na página de internet da ERSE⁵⁶.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2018, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2018. Apesar disso, e de modo a garantir a não degradação da qualidade de serviço entre 2019 e 2023, a ERSE considerou que o operador da RND deveria reformular a proposta no sentido de concretizar os projetos de investimento associados ao vetor estratégico Qualidade de Serviço Técnica, previstos no cenário superior proposto pelo operador da rede (a que corresponde um acréscimo de investimento de 16,6 M€ no triénio 2019-2021, face ao cenário central de investimento proposto). Em complemento, e de modo a garantir a neutralidade tarifária, mesmo para um cenário inferior de procura, o Parecer da ERSE recomendou uma redução de 23 M€ nos últimos 2 anos do plano, designadamente, recalendarizando projetos de investimento que não sejam urgentes nem tenham impacto na Qualidade de Serviço.

⁵⁵ <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/76/2019/06/03/p/dre>

⁵⁶ [Parecer da ERSE](#) à proposta de PDIRD-E 2018.

3.1.5 CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A atividade de distribuição de eletricidade no Sistema Elétrico Português, em particular no Continente, é exercida em regime de concessão de serviço público em dois níveis: i) uma única concessão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em média tensão (MT) e alta tensão (AT) atribuída pelo Estado central; ii) as concessões municipais de distribuição em baixa tensão (BT) atribuídas pelos 278 municípios.

Os contratos de concessão em BT têm um prazo de 20 anos, ocorrendo o seu término em momentos diferentes, entre 2016 e 2026, dependendo das diversas concessões. A maioria cessará entre 2021 e 2022. A sua atribuição deve decorrer de concurso público.

O Parlamento português determinou que o lançamento dos concursos para atribuição de concessões de distribuição em BT deve ser sincronizado, apesar de cessarem em momentos diferentes. A lei aprovou os princípios gerais relativos à organização dos concursos públicos e estabeleceu que cada concurso tem uma área territorial delimitada, nos termos previstos na própria lei (incentivando que não venham a resultar 278 novos operadores de rede), tendo determinado ainda que os concursos deveriam ser lançados em 2019, o que não se verificou. O regulador elaborou, nos termos da lei, uma proposta de delimitação territorial da área das concessões com base em estudos técnicos e económicos, cabendo aos municípios, enquanto entidades concedentes, a definição das áreas em concurso, designadamente aceitando a proposta da ERSE ou mediante a elaboração de estudos económicos que demonstrem vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público (n.º 3 do artigo 5.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio). As peças-tipo dos concursos têm que ser aprovadas pelo Governo.

O Parlamento e o Governo atribuíram ao regulador a elaboração de propostas técnicas, quer quanto à delimitação dos concursos, quer quanto aos aspetos a constar das peças-tipo dos concursos. Assim, durante o ano de 2018, a ERSE elaborou as Propostas para as Peças Tipo dos Procedimentos de Atribuição das Concessões e a Proposta de Delimitação das Áreas Territoriais dos Concursos para a Atribuição de Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão, publicadas a 21 de janeiro de 2019. Estas propostas foram sujeitas a um processo de consulta pública e a discussão com os envolvidos (desde logo, com a Associação Nacional de Municípios, mas também com os operadores de rede e potenciais interessados na atividade). O Governo deverá aprovar as peças-tipo dos concursos para que o respetivo lançamento se possa iniciar.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2019, observou-se uma ligeira diminuição da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico desfavorável à produção hídrica por parte do operador dominante⁵⁷. EDP Produção. Esta situação contribuiu para um aumento do nível de participação das centrais térmicas, face a 2018, verificando-se, no entanto, uma diminuição da produção proveniente das centrais a carvão, e um aumento da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

Face a 2018, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as áreas MIBEL manteve-se praticamente inalterada, como já referido no ponto 3.1.3.

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 modo geral, o ano de 2019, devido a piores condições de hidraulicidade, ficou marcado por uma evolução desfavorável para o operador dominante EDP Produção, detentor da totalidade da capacidade hídrica instalada, traduzida na diminuição da concentração global da produção de eletricidade. Persiste, ainda assim, 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.

⁵⁷ 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.

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

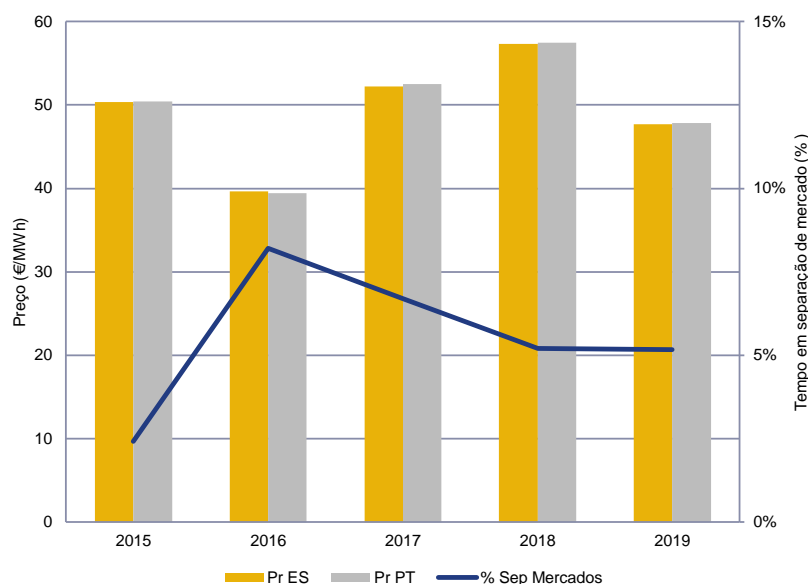
Preços no mercado *spot*

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, assim como o tempo em separação de mercados, está apresentada na Figura 3-10.

Figura 3-10 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2015 a 2019



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2019, situou-se em 47,87 €/MWh, cerca de 17% abaixo do preço registado em 2018 (57,45 €/MWh).

Apesar do ano hidrológico menos favorável e consequente diminuição da produção hídrica, e do aumento dos preços do mercado das licenças de emissão de CO₂, a tendência de diminuição dos custos de aprovisionamento de gás natural e do carvão contribuiu para a referida diminuição no preço médio em mercado *spot* para Portugal.

O valor do preço médio de mercado em 2019 para Portugal está cerca de 2% acima do custo marginal⁵⁸ 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 5% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão estimado pela ERSE (45,79 €/MWh).

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.

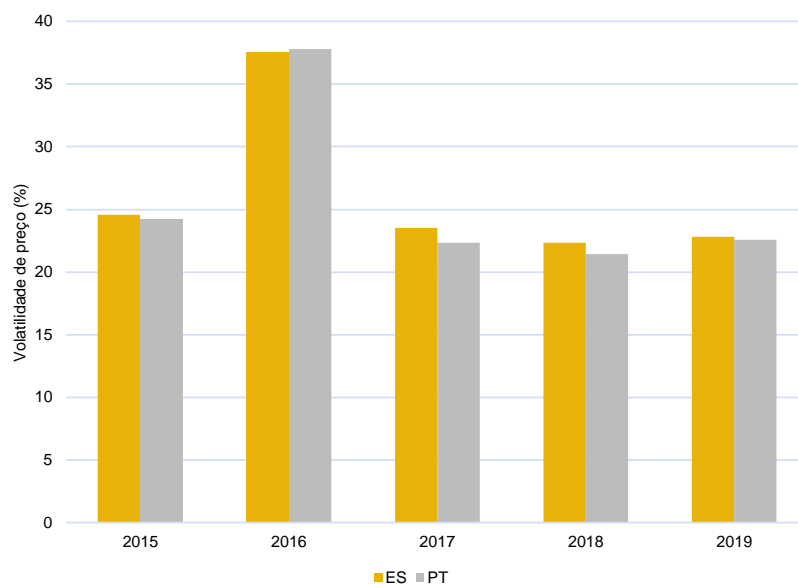
Em 2019, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 23%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 37 €/MWh e os 59 €/MWh.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2015 a 2019, tanto para Portugal como para Espanha, observando-se um ligeiro aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2018 e 2019.

⁵⁸ Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Elétrico, 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>.

Figura 3-11 – Volatilidade do preço *spot*, 2015 a 2019

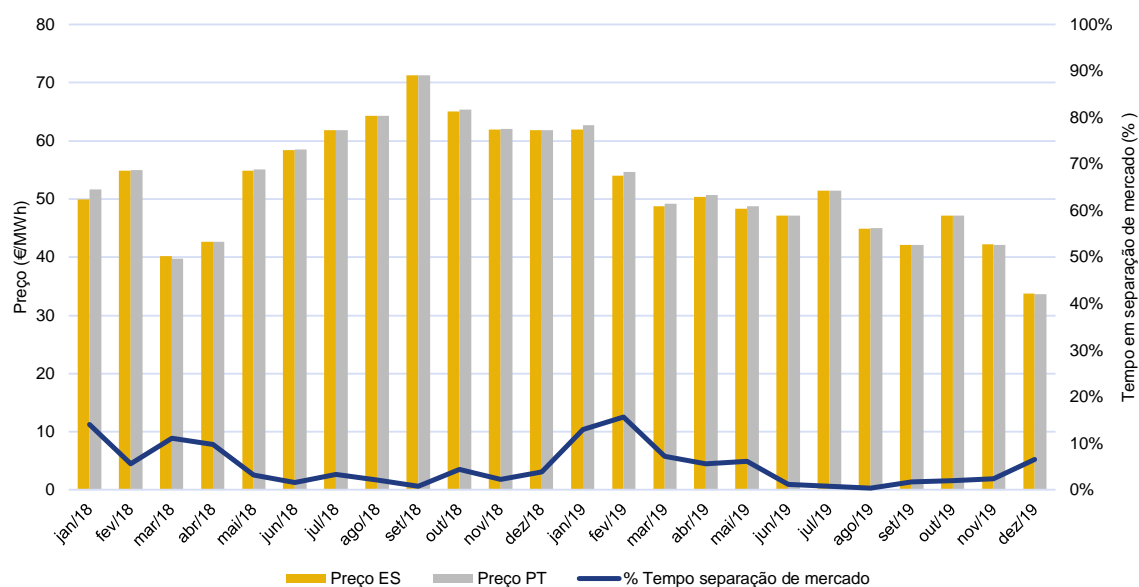


Fonte: dados OMIE

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

A Figura 3-12 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 2018 e 2019.

Figura 3-12 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2018 e 2019



Fonte: dados OMIE

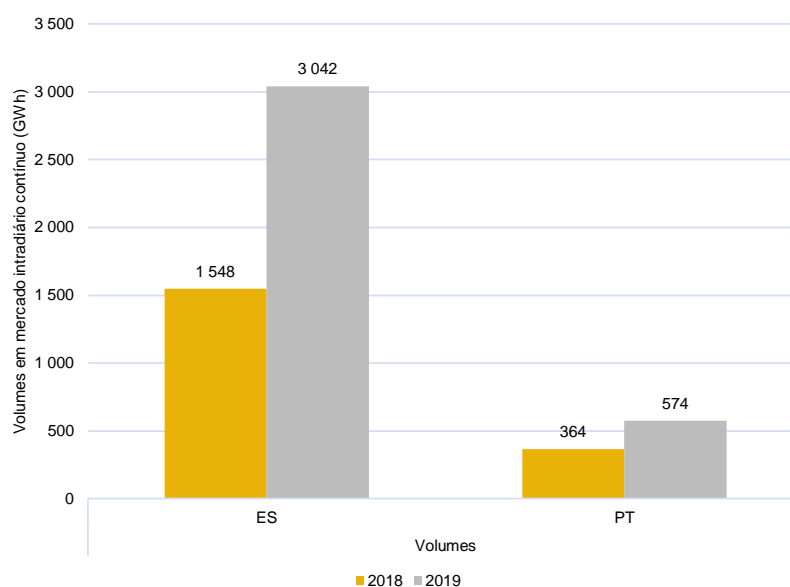
No que respeita a 2019, é de notar: (i) uma diminuição do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2018; (ii) a existência de um regime hidrológico mais seco; (iii) uma ligeira diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2018.

Preços no Mercado Intradiário contínuo (XBID)

O projeto XBID (*European Cross-Border Intraday Initiative*) teve início a 13 de junho de 2018 com a entrada *go-live* da primeira fase, proporcionando negociação intradiária em contínuo de eletricidade em diversos países europeus, incluindo Portugal e Espanha.

A Figura 3-13 apresenta o volume negociado⁵⁹ desde junho de 2018 até ao final de 2019, para Portugal e Espanha.

Figura 3-13 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2019



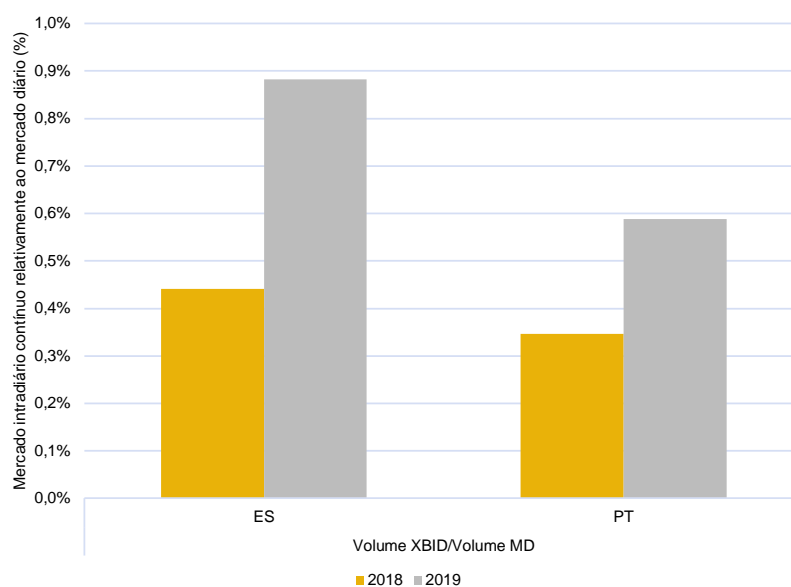
Fonte: dados OMIE

Como seria de esperar, atendendo ao facto do projeto XBID ter-se iniciado a cerca de metade do ano de 2018, verifica-se um crescimento do volume negociado pelos agentes em cada zona de preço (Portugal e Espanha).

⁵⁹ Para efeitos do apuramento do volume negociado em cada zona de preço, considerou-se o volume de energia negociado, nomeadamente as compras e vendas, pelas contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

A Figura 3-14 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde junho de 2018 até ao final de 2019, para Portugal e Espanha.

Figura 3-14 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário



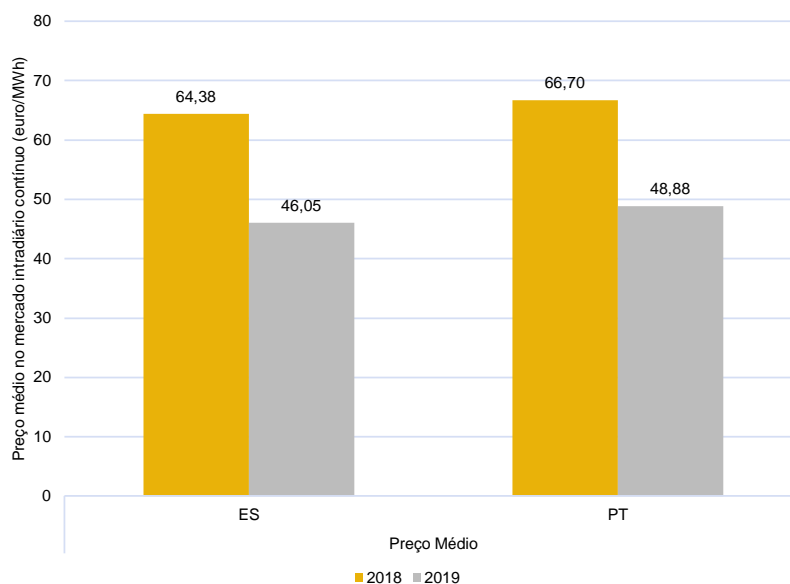
Fonte: dados OMIE

Em 2019, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 0,6 % do volume negociado no mercado diário (cerca de 574 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2018, o que se justifica pelo facto de existir um período de negociação mais alargado.

A Figura 3-15 apresenta a evolução do preço médio ponderado⁶⁰ do mercado intradiário contínuo desde junho de 2018 até ao final de 2019, para Portugal e Espanha, observando-se uma descida generalizada dos preços médios ponderados para Portugal e Espanha, em linha com o que já foi observado como tendência de evolução dos preços no mercado spot.

⁶⁰ Para efeitos do cálculo do preço médio ponderado em cada zona de preço, considerou-se a ponderação dos preços pelos volumes de energia negociados, compras e vendas, aplicado às contrapartes do contrato que fazem parte dessa zona de preço.

Figura 3-15 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2019



Fonte: dados OMIE

Preços no mercado a prazo

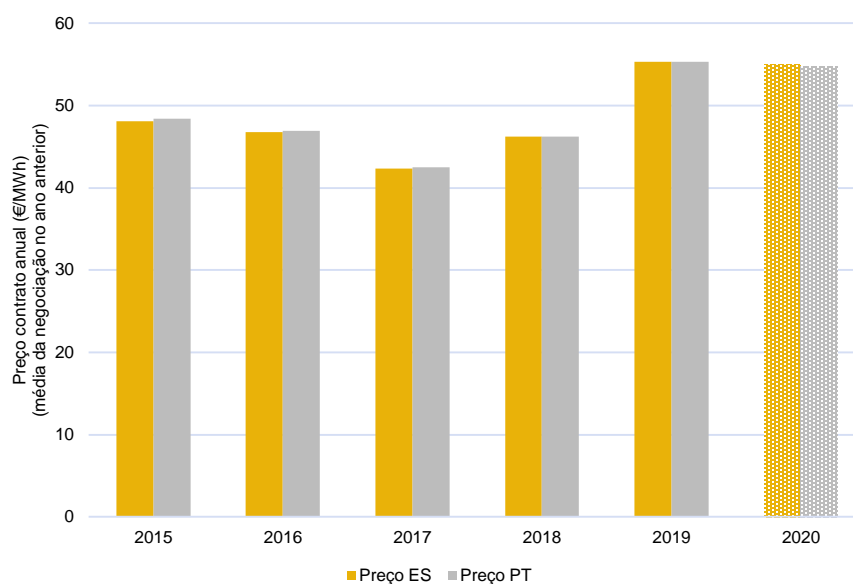
O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida aos clientes finais. 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, e durante 2019, no caso português, cerca de 71% do consumo é satisfeito através de contratação⁶¹ 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).

⁶¹ Inclui mercado diário e leilões intradiários.

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou um aumento entre 2018 e 2019, e uma ligeira diminuição entre 2019 e 2020. Os agentes de mercado que, em 2018, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2019, teriam pago um preço médio (55,28 €/MWh para Portugal⁶²) cerca de 15% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-16 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 3-16 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2015 a 2020



Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2020 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2019).

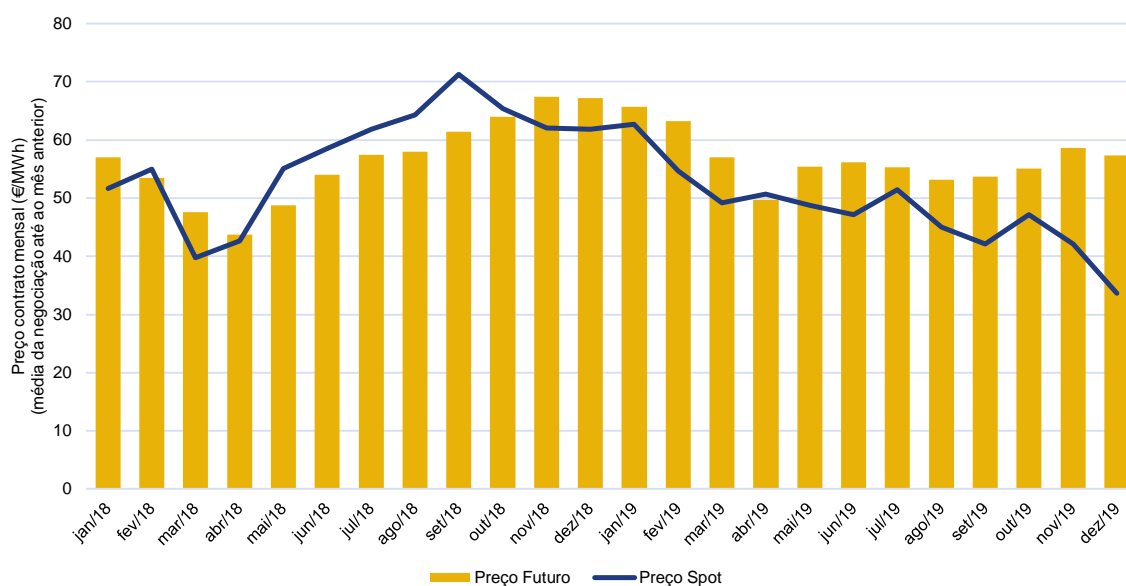
A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente) na contratação a prazo ao longo de todos os meses, exceto abril, onde a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo. Durante este mês, os agentes que asseguraram antecipadamente a

⁶² O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2019 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-17 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 para os contratos mensais exibiu, em média, uma tendência de descida durante o primeiro trimestre e início do segundo trimestre de 2019, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de maio.

Figura 3-17 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2018 e 2019



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2019, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados seis 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 seis leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de cerca de 650 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 400 MW para os três primeiros trimestres e 395 MW para o quarto trimestre) e no produto anual (de 250 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 11% do consumo nacional.

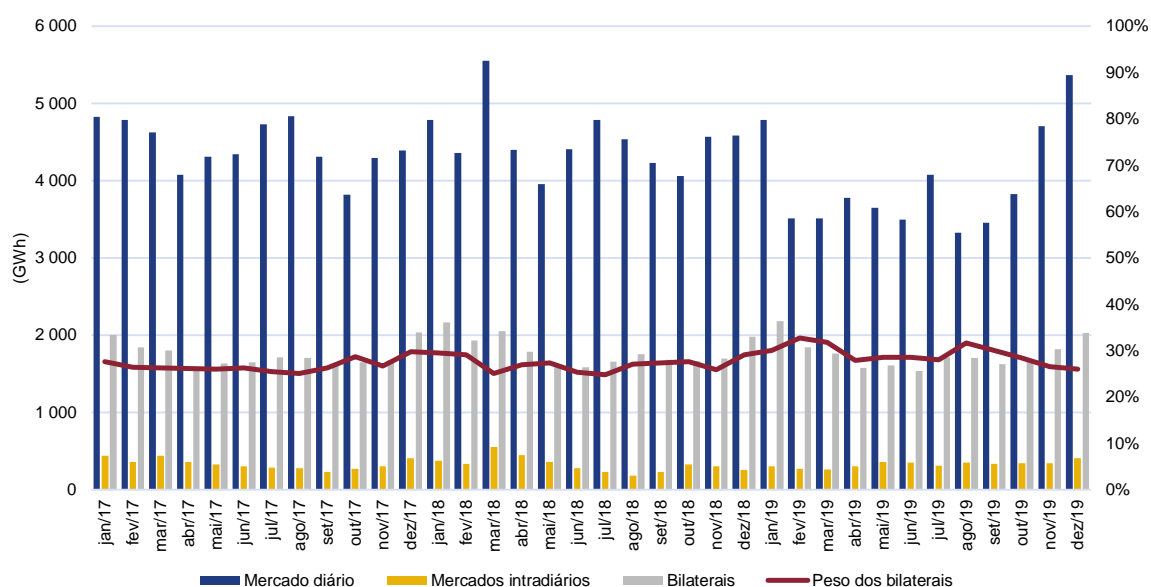
Os leilões realizados para entrega no ano de 2019 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta

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.

Em 2019, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foi realizado um leilão, com a colocação de dois produtos distintos para entrega em 2019 (carga base trimestral). Desse leilão decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de cerca de 85 MW. O leilão realizado para entrega no ano de 2019 assegurou a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia do CUR.

Quanto à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral (ver Figura 3-18). Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-18 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2017 a 2019



Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2019 observou-se um ligeiro aumento do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2018, verificando-se, no entanto, uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (decréscimo de 2%, equivalente a 0,5 TWh). É de referir que o volume de energia associado à contratação bilateral considera a tomada de posições firmes de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado.

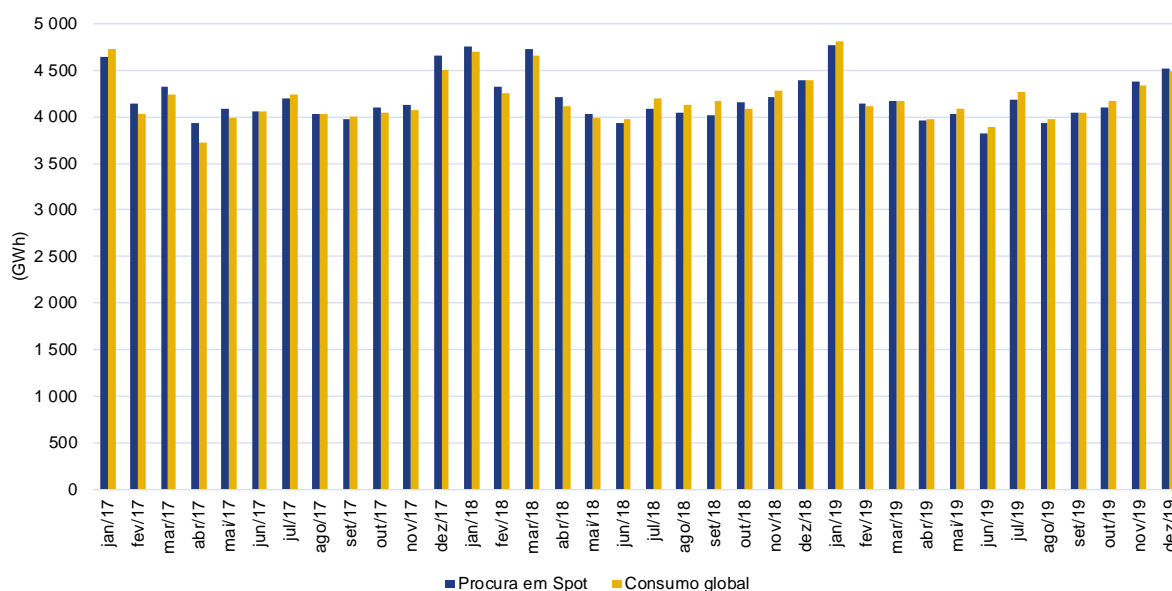
Evolução do mercado

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 com remuneração garantida que é o CUR, que agrega a previsão de produção e submete as correspondentes ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-19, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

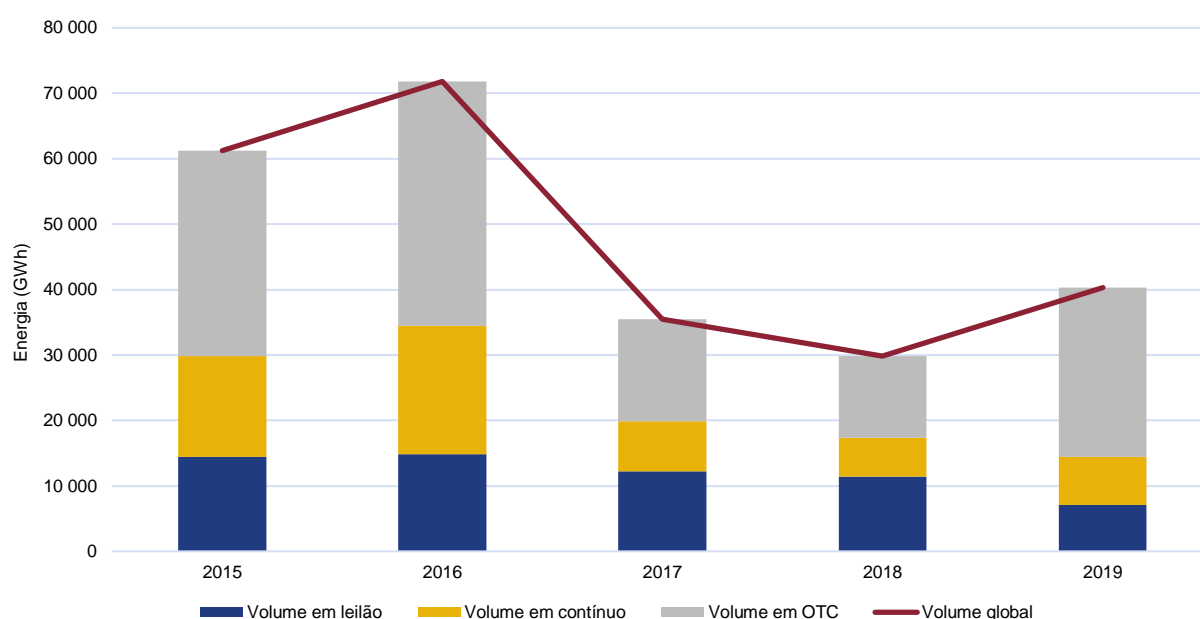
Figura 3-19 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2017 a 2019



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-20 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo, entre 2015 e 2019, sendo observável em 2016 um acréscimo na liquidez global de 17%. Em 2017, verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 51% (36 TWh). Em 2018, observou-se uma nova redução, neste caso de 16% ou 5,7 TWh. Em 2019, verificou-se um aumento, neste caso de 35% ou 10,5 TWh, apesar da passagem da negociação dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação entre Portugal e Espanha para a plataforma única de atribuição (JAO), após 5 anos de operacionalização do mecanismo da gestão de interligação entre Portugal e Espanha pelo OMIP.

Figura 3-20 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2015 a 2019



Fonte: dados OMIP

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 impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a obrigação de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC SE foi implementada há cerca de 8 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*⁶³) 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 8.º 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 8.º do REMIT, bem como outra informação de mercado relevante referente às nomeações definitivas de capacidade no transporte de eletricidade entre zonas de licitação.

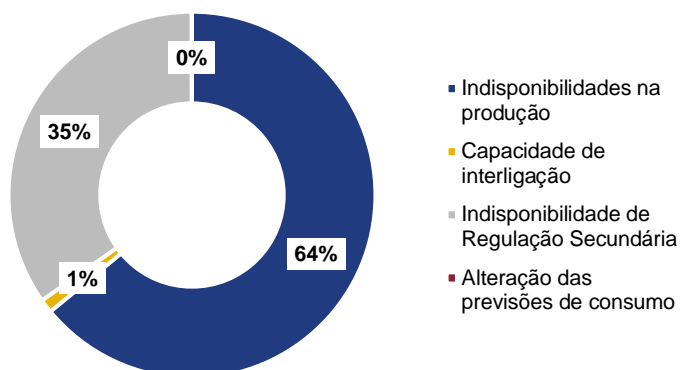
De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades de rede (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade 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 REN⁶⁴. Durante o ano de 2019, foram comunicados 6578 factos relevantes. Destes, cerca de 64% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 35% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, e 1% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-21.

⁶³ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

⁶⁴ <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Paginas/default.aspx>

Figura 3-21 – Comunicação de factos relevantes, 2019



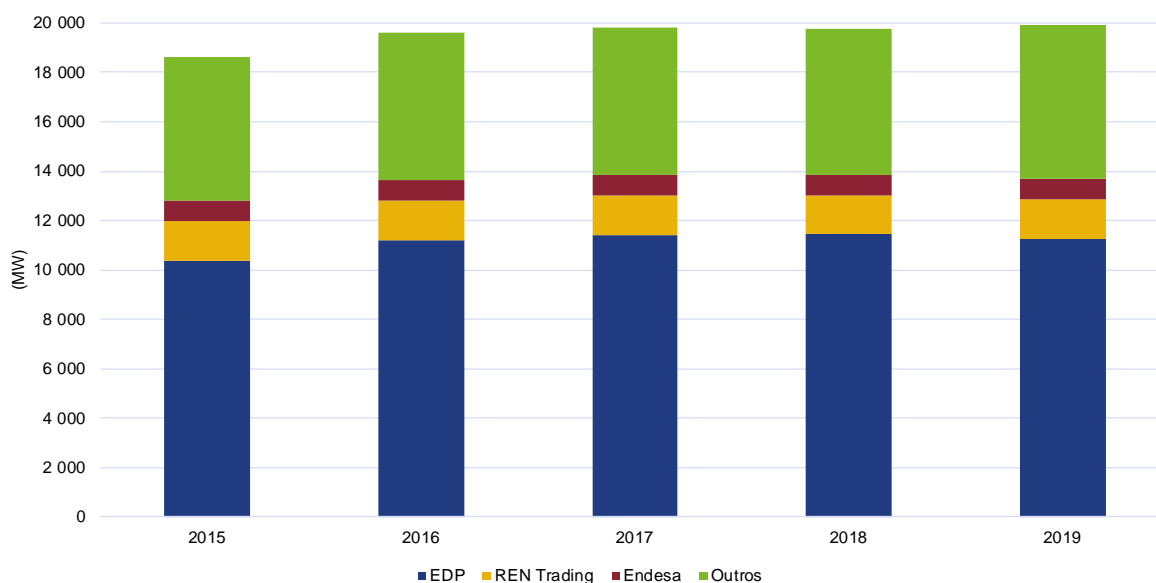
Fonte: dados REN

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no 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 3-22, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

Figura 3-22 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2015 a 2019



Fonte: dados REN, grupo EDP

Nota: "Outros" incluem todas as entidades empresariais que detêm ativos de PRE. Os valores referem-se ao final de cada ano.

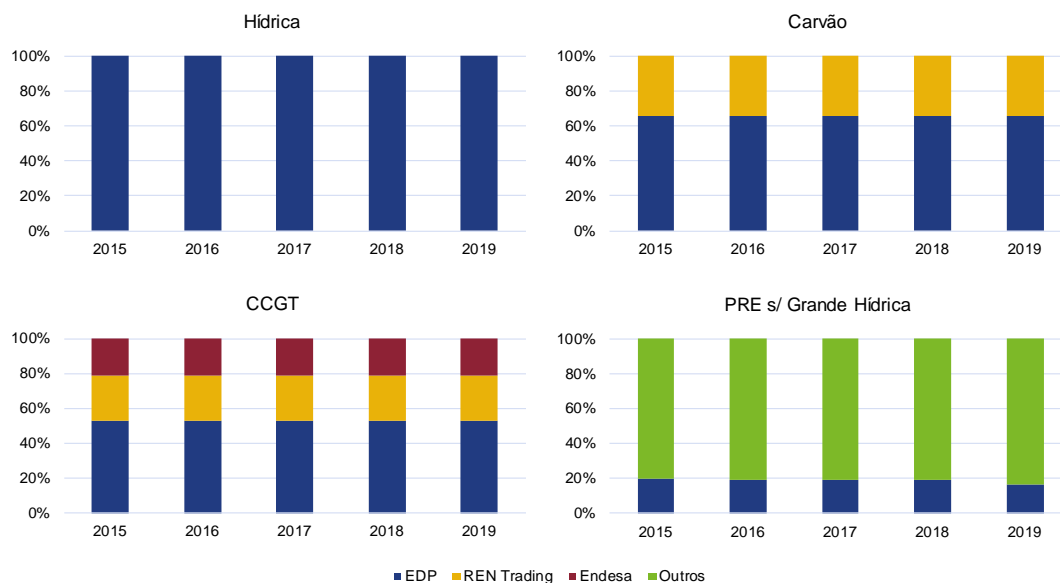
Assim, continuando a tendência dos anos anteriores, durante 2016 e 2017, o grupo EDP registou um novo aumento do seu parque eletroprodutor, como resultado do comissionamento das centrais de Venda Nova III (780 MW) e Foz Tua (263 MW).

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 3-23. 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 3-24, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI⁶⁵), que mede a concentração empresarial.

⁶⁵ 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.

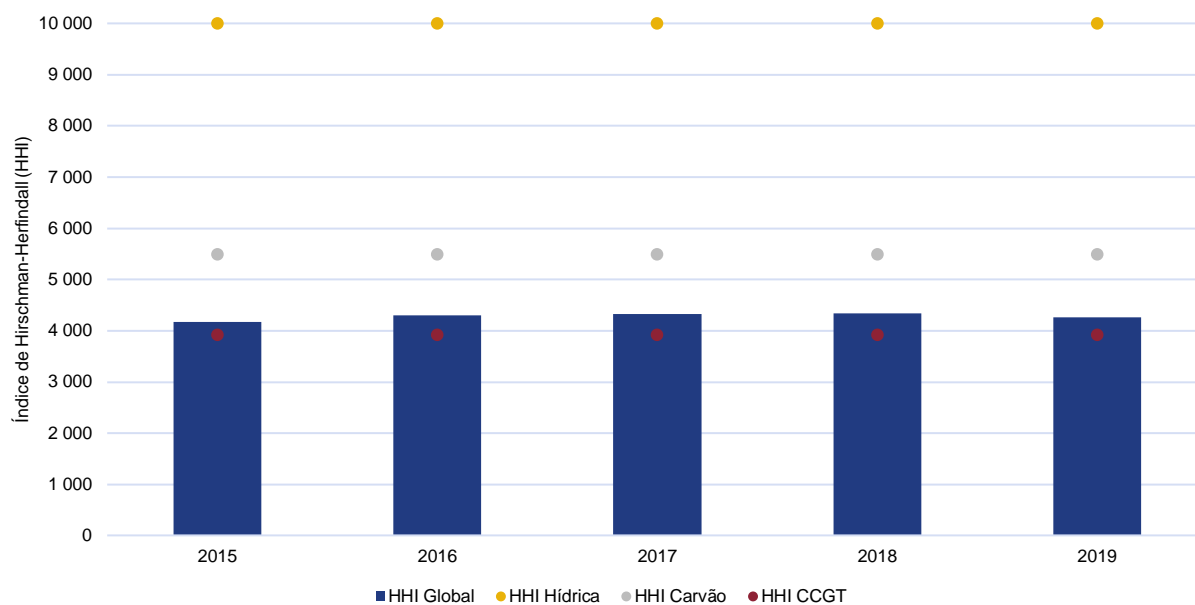
Figura 3-23 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2015 a 2019



Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento da hídrica, do carvão e do ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações relevantes na concentração de mercado.

Figura 3-24 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2015 a 2019

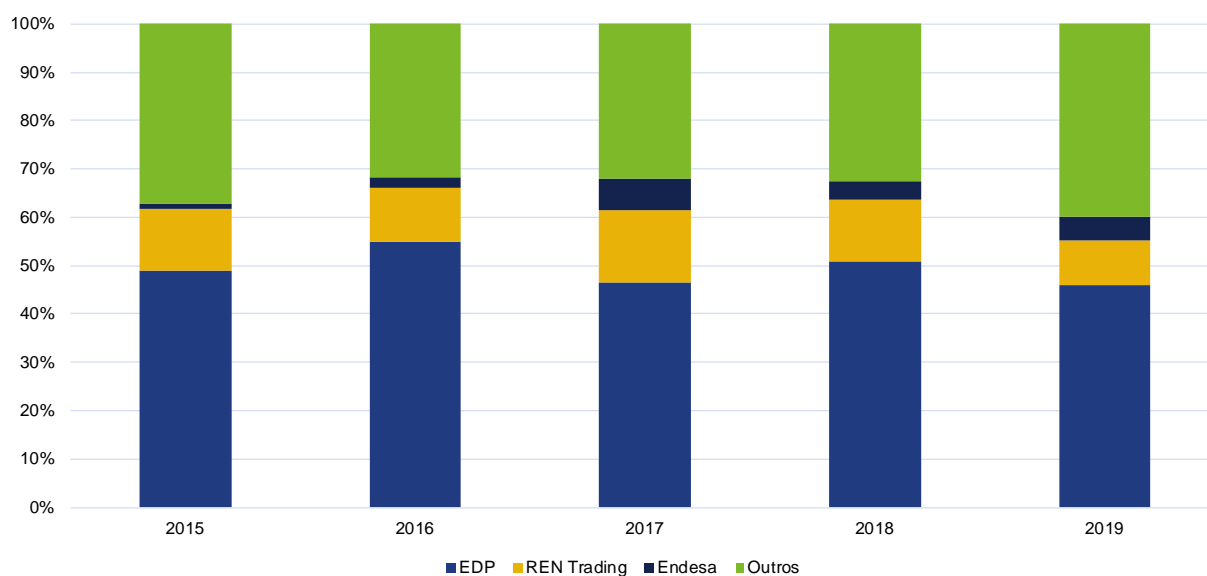


Fonte: dados REN e grupo EDP

Em 2016 e 2017, de forma análoga, os centros eletroprodutores de Venda Nova III e Foz Tua contribuíram para o aumento da concentração no sistema português.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-25.

Figura 3-25 – Quotas de energia produzida por agente, 2015 a 2019

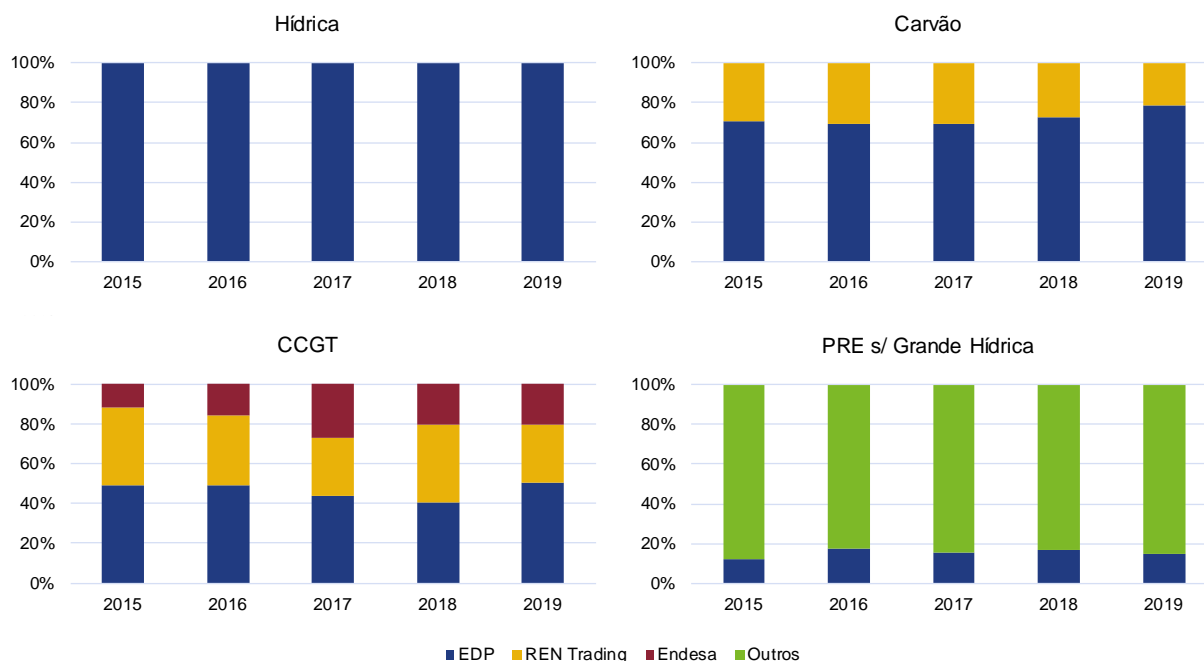


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da Interligação entre Portugal e Espanha.

Do ponto de vista global, em 2019, há a ressaltar uma diminuição da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente, como já se referiu, em resultado da diminuição da produção hídrica devido a um regime hidrológico menos favorável.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-26.

Figura 3-26 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2015 a 2019



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2015 e 2019 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP em cada uma das diferentes tecnologias. Na PRE, verificou-se um incremento da quota anual do grupo EDP em 2016, em resultado da consolidação dos ativos eólicos com a capacidade instalada de 613 MW da ENEOP⁶⁶, ocorrida no final do terceiro trimestre de 2015. Entre 2017 e 2019, a situação manteve-se praticamente inalterada.

Relativamente à tecnologia hídrica, em 2019 mantém-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos.

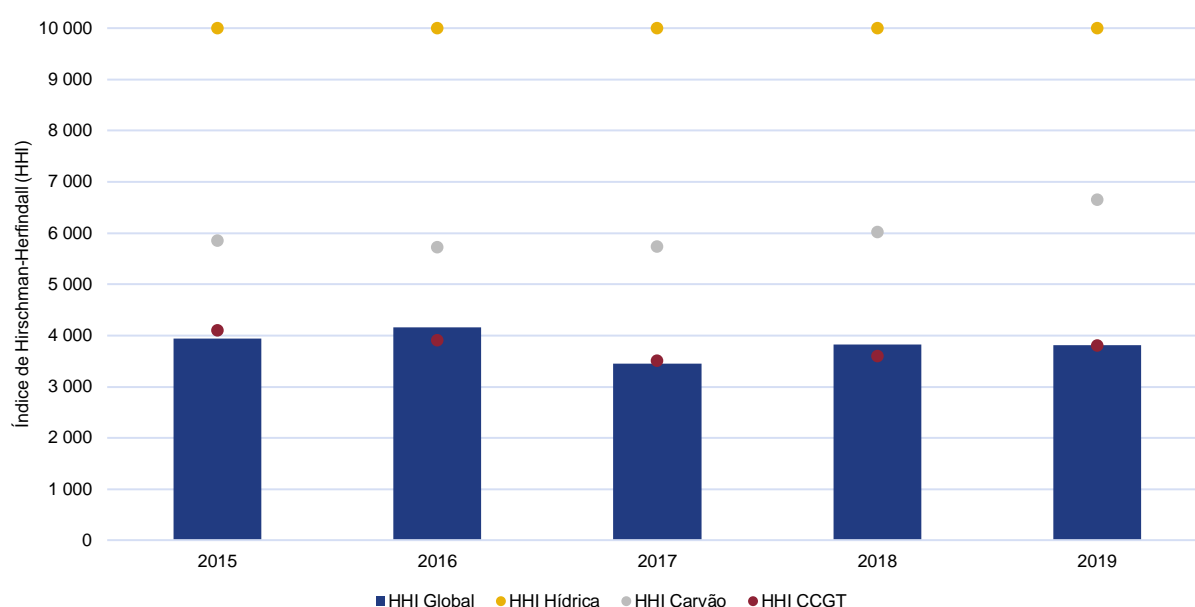
No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento global significativo na produção em 2019, face a 2018. Este acréscimo, de cerca de 1,5 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente do aumento de produção do portfólio de geração dos ciclos combinados a gás natural do grupo EDP e da Endesa (central do Pego). A exceção foi o ativo de produção gerido pela REN Trading (central da Turbogás), para a qual se verificou uma diminuição da produção.

⁶⁶ ENEOP – Eólicas de Portugal, antigo consórcio de empresas participantes (a EDP Renováveis, a Enel Green Power e a Geneng) em projetos eólicos em Portugal, que instalou um conjunto de parques com 1 200 MW de potência.

Relativamente às centrais a carvão, verificou-se uma diminuição significativa na produção em 2019, face a 2018. Este decréscimo ascendeu a cerca de 6,0 TWh em termos absolutos, e resultou de diminuições de produção tanto por parte do grupo EDP, como da central gerida pela REN Trading (Central do Pego).

Os indicadores de concentração global relativos a 2019 registam uma concentração empresarial ligeiramente menor do que a que ocorrera em 2018. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção na fileira de geração hídrica do grupo EDP.

Figura 3-27 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2015 a 2019



Fonte: dados REN e grupo EDP

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a PRE sem grande hídrica 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 sem grande hídrica, 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 da regulação setorial, a ERSE possui competências próprias em matérias relacionadas com a promoção da concorrência 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 práticas eventualmente contrárias ao Direito da concorrência.

Durante o ano de 2019, foram emitidos sete pareceres, solicitados pela Autoridade da Concorrência, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico:

- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da Blueotter SGPS S.A. (“Blueotter”), da EGEO Circular S.A. (“EGEO Circular”), sendo a primeira atuante nas seguintes atividades: fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis e gás industriais, produção elétrica de origem eólica, geotérmica e solar, tratamento e eliminação de resíduos perigosos e não perigosos, valorização de resíduos não metálicos. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, considerando a inexistência de verticalização de atividades com impacte no setor elétrico;
- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da Total Eren S.A. (“Total Eren”), da sociedade Novenergia Holding Company S.A. (“Novenergia”), ambas atuantes na produção de energia elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, considerando que os ativos envolvidos na operação teriam uma influência muito reduzida na formação do preço no mercado grossista;
- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo da PH Energia, Lda. (“PH Energia”) pela Green-2-Market Holding, ApS (“G2M”). A operação incidiu sobre a atividade de comercialização de energia (eletricidade e gás natural) e, subsidiariamente, de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, por não resultar em entraves à concorrência efetiva no mercado, nem reforçar qualquer posição dominante;

- Operação de concentração que consiste na aquisição do controlo exclusivo, por parte da Capwatt, SGPS, S.A. (“Capwatt”), da sociedade Futura Energía Inversiones, S.L. (“Futura Energía”) e, indiretamente, de quatro subsidiárias desta última (Futura Carbono S.L.; Futura Green Renovables S.L.; Futura Energía e Gás S.L.; e Ecofutura Luz Energía S.L.). A operação incidiu sobre as seguintes atividades: produção de energia elétrica, compra e revenda de licenças de emissão de gases de efeito de estufa (GEE) em Espanha, Portugal e Reino Unido, prestação de serviços de representação aos produtores de eletricidade em Espanha e serviços de cobertura de preço de eletricidade para produtores em Espanha e Portugal nos mercados espanhol e alemão de opções e futuros (MEFF, EEX), comercialização retalhista (em Espanha) de gás natural e grossista (em Espanha, Portugal e na Holanda), comercialização retalhista de eletricidade em Espanha. A ERSE expressou a sua não oposição à operação, condicionada a que se mantenha o cumprimento das disposições legais quanto à separação de atividades;
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela New Finerge, S.A. (“New Finerge”), do controlo exclusivo sobre a Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó, S.A. (a adquirida “EESS”), empresa atualmente controlada conjuntamente pela New Finerge e pela Eneólica Renováveis, S.A. (“Eneólica”), através da aquisição do capital social detido pela Eneólica. A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar;
- Operação de concentração que consiste na aquisição, pela Finerge, S.A. (“Finerge”), do controlo exclusivo sobre a BIF Portugal Wind – Unipessoal Lda. (“BIF”). A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, condicionada ao envio de documentação complementar.

Em 2019, a ERSE também emitiu um parecer, na sequência de solicitação por parte da Autoridade de Concorrência, nos termos previstos no n.º 2 do artigo 35.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio (Lei da Concorrência), sobre o projecto de decisão final relativo a um processo contraordenacional no qual é visada a empresa EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., devido à sua conduta de atuação no mercado de banda de regulação secundária em Portugal, no período compreendido entre 1 de janeiro de 2009 e 1 de abril de 2014, definindo e implementando uma estratégia de restrição de oferta de capacidade, tendente à transferência de atividade económica das centrais em regime CMEC (Contratos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual) para as centrais em regime de mercado e a um aumento significativo dos preços no mercado relevante. A ERSE emitiu parecer globalmente favorável ao projeto de decisão final da Autoridade de Concorrência, que culminou numa contraordenação punível com coima dirigida à visada.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime da gestão de riscos e garantias

A ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos e meios de prestação e atualização das garantias e seus custos e às consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema.

As conclusões dessa consulta permitiram concretizar uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, o que veio a concretizar-se em 2017. Com a publicação do RRC SE, em dezembro de 2017, consagrou-se a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual foi objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos.

O quadro regulamentar aprovado prevê a existência de uma entidade única, encarregue de efetuar a aferição de riscos e gestão de garantias, que centraliza a atividade de gestão de garantias relativa aos dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, com a vantagem de os comercializadores passarem a ter uma entidade única com quem se relacionam no âmbito da prestação de garantias para além das vantagens associadas à redução do risco de incumprimento. Até à concretização desta entidade, a ERSE aprovou um conjunto de regras transitórias, que afirmem o essencial dos princípios já consagrados no RRC SE e que preveem que se promova uma gestão abrangente das garantias, a diferenciação dos comportamentos dos agentes e, consequentemente, uma afirmação mais efetiva da concorrência no setor elétrico português, a par de contenção do risco de sistema.

As regras aprovadas na Diretiva n.º 11/2018⁶⁷, de 16 de julho, e previamente sujeitas a consulta dirigida de interessados, envolvendo o ORT, os ORD e os comercializadores que atuam no SEN, visou robustecer a aferição e prevenção de riscos para este sistema e previram flexibilidade para que os comercializadores possam escolher o prazo de pagamentos aos operadores de redes, que é acompanhada de uma diferenciação positiva dos agentes cumpridores.

No seguimento da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que vem alterar o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade

⁶⁷ [Diretiva n.º 11/2018](#), estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.

e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as subsequentes alterações, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial.

Nesse mesmo diploma, no seu artigo 58.º-D, delega na ERSE, a definição regulamentar da atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias, visando a sua concretização num modelo definitivo.

Com a conclusão do quadro legal e a avaliação da experiência de aplicação do modelo transitório importa concretizar a adoção de um modelo definitivo, que consagre a atuação do gestor integrado de garantias, estabeleça o seu limiar de regulação e adequa as regras de gestão de riscos e garantias a esta nova realidade.

Neste âmbito, a ERSE colocou em consulta pública, no mês de dezembro de 2019, uma proposta de regime de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, visando a operacionalização do regime no início do 2.º semestre de 2020.

Mecanismos de aprovisionamento de energia pelo CUR

Em 2018 foi realizada uma alteração ao RT⁶⁸, visando a adaptação dos mecanismos de aquisição de energia do CUR, com reflexo na tarifa de energia, considerando o contexto de volatilidade acrescida dos preços de eletricidade dos mercados grossistas, decorrente das variações dos preços das emissões de gases com efeito estufa, do gás natural, do carvão e do petróleo. Os preços de energia praticados pelo CUR são fixados anualmente pela ERSE, não estando anteriormente prevista a possibilidade de correção ao longo do ano. O desalinhamento destes preços com a evolução do mercado grossista dificulta a repercussão dos preços de energia do mercado organizado nas ofertas dos comercializadores de mercado, com impactes negativos no funcionamento do mercado e, conseqüentemente, nos consumidores.

Visando dotar o CUR de um modelo mais adequado à dinâmica do mercado grossista, a ERSE aprovou um mecanismo que prevê a aplicação do preço de energia com base na evolução verificada no mercado de futuros. Adicionalmente, aprovou regras que permitem à ERSE fixar alterações ao preço da tarifa de

⁶⁸ Aprovado pelo [Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro](#).

energia, de forma automática, caso se verifiquem desequilíbrios significativos entre o custo de energia efetivo e a tarifa de energia aprovada no processo anual de tarifas e preços.

Para concretização desse mecanismo, foi aprovada, em maio, depois de consulta pública durante o período de 7 de dezembro de 2018 a 9 de março de 2019, a Diretiva da ERSE n.º 13/2019, de 18 de julho⁶⁹ que estabelece os “Termos e Condições do mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso”. O mecanismo de leilões para o aprovisionamento do CUR consiste na realização de leilões abertos à participação de outros comercializadores em regime de mercado, no caso de existir liquidez suficiente por parte da oferta e desde que o CUR atinja os seus objetivos de aprovisionamento.

Aplicação do regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, com a alteração dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estabelece “um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal”.

No âmbito da aplicação do mecanismo regulatório, os centros electroprodutores abrangidos devem suportar o valor do impacte que é gerado na formação do preço com os eventos externos, sendo aplicável tal encargo unitário à sua produção, que, no caso dos centros electroprodutores hídricos equipados com bombagem, assume um valor líquido de bombagem e, no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, deve ser considerada, para efeitos de faturação de encargos, a parte da produção que exceda o limiar de funcionamento definido no n.º 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto.

Para que a aplicação das disposições previstas no Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, e demais legislação complementar, possa decorrer adequadamente, importa estabelecer um conjunto de procedimentos a seguir pelos agentes abrangidos por esta legislação de forma a assegurar o normal funcionamento do relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores no âmbito da aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal continental. Por outro lado, o RRC SE dispõe, no seu artigo 42.º, que “as regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores, relativo à

⁶⁹ Disponível em <https://dre.pt/application/file/a/123257054>.

aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal continental, são aprovadas pela ERSE."

Esse conjunto de procedimentos, sistematizado numa Diretiva já em 2020, precedida de consulta de interessados, visa estabelecer os prazos e a informação a remeter à ERSE, pelo operador da rede de transporte e pelos centros electroprodutores abrangidos, para que se possam calcular os valores dos eventos extramercado internos e operacionalizar a aplicação dos valores unitários no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial, incidindo com especialização por tecnologia e por exercício a que reportem os valores totais de produção injetada nas redes do SEN. A Diretiva prevê igualmente a periodicidade de faturação e o conteúdo da fatura a emitir pelo operador da rede de transporte aos agentes de mercado abrangidos.

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2019 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, 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, continuam a permitir a entrada de novos 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 2019, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 32 comercializadores, dos quais 31 a fornecer em BTN.

A mudança de comercializador em 2019 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 residenciais: cerca de 87% dos consumidores residenciais já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2019 (mais 2 pontos percentuais (p.p.) face ao final de 2018). A intensidade de mudança de comercializador continua elevada quando comparada com a registada nos restantes países europeus, com uma taxa de mudança de cerca de 16% em 2019.

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 das competências da ERSE relativas à monitorização do mercado de energia elétrica e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, a ERSE recebe dos comercializadores informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista⁷⁰, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT).

A informação sobre os preços médios praticados, reportada trimestralmente, suporta a ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, servindo ainda como ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados, sendo utilizada por organismos oficiais de dados estatísticos (Instituto Nacional de Estatística- INE, a nível nacional, ou Eurostat, a nível europeu, por exemplo).

A Figura 3-28 destaca a evolução dos preços da eletricidade tanto para os consumidores domésticos como não domésticos. O preço da energia depende de uma série de diferentes condições de oferta e procura, o cabaz energético nacional, a diversificação das importações, os custos da rede, os custos da proteção ambiental, as condições climáticas severas ou os níveis de impostos e tributação. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem impostos, taxas e IVA para consumidores domésticos, mas excluem o IVA e os impostos e as taxas recuperáveis, para consumidores não domésticos.

⁷⁰ Nos termos do [Despacho n.º 18637/2010](#), de 15 de dezembro.

Figura 3-28 – Evolução dos preços da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis)



Fonte: Eurostat, ERSE.

Os preços de referência entendem-se como 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, duração dos contratos

e condições de revisibilidade dos preços. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, o que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais. Esta informação deve ser enviada em base anual (fim de janeiro) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

A informação sobre as ofertas comerciais é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet⁷¹, as quais são descritas, mais adiante, no ponto dedicado à transparência. Desde o segundo trimestre de 2017, estas ferramentas foram complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BTN⁷².

Da análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que, no final de 2019, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais⁷³, existiam 19 comercializadores em mercado, com 123 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 73 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 196 ofertas comerciais, mantendo-se a tendência de crescimento do número de ofertas.

Em igual período, a oferta comercial de eletricidade com menor fatura anual tem o valor de 799 euro/ano, o que corresponde a um desconto de cerca de -12% e uma poupança de 94 euro/ano em relação ao Mercado Regulado. Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a oferta comercial dual com menor fatura anual tem o valor de 820 euro/ano (componente de eletricidade), o que corresponde a um desconto de -9% e uma poupança de 72 euro/ano em relação ao Mercado Regulado.⁷⁴

A Figura 3-29 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os valores da tarifa transitória referentes às opções simples e bi-horária, em 2018 e 2019. Em 2019, as ofertas comerciais revelaram uma descida dos preços máximos face ao último trimestre de 2018, aproximando-se dos preços da tarifa transitória. No que respeita aos preços mínimos a tendência foi de estabilidade de preços ao longo do ano de 2019, com pequenas oscilações nos dois sentidos.

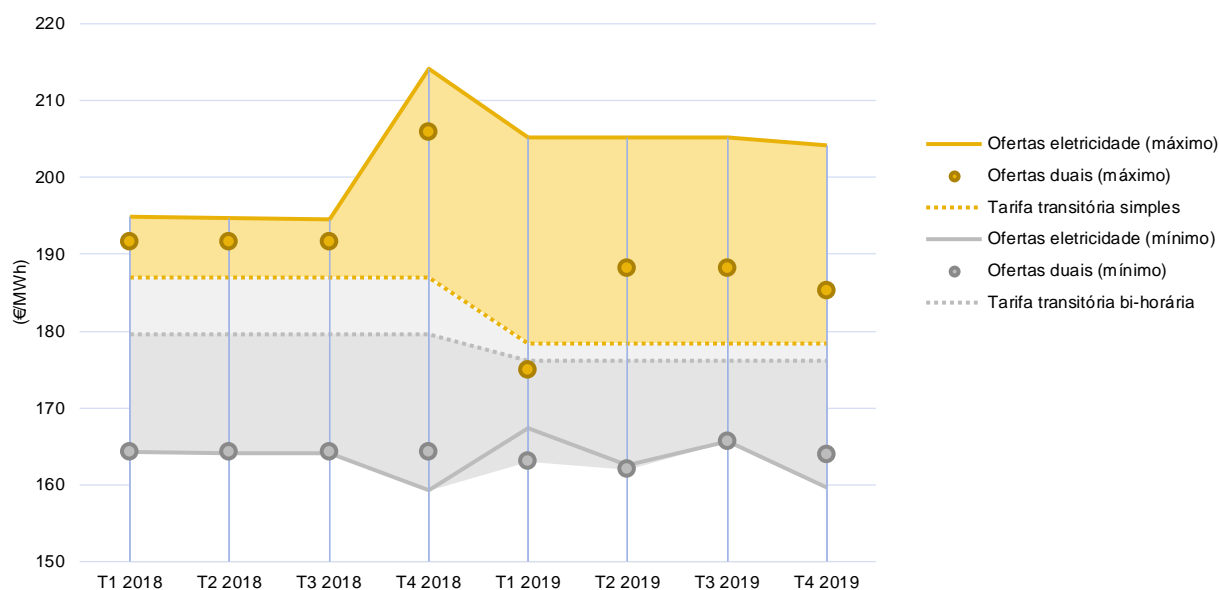
⁷¹ Em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

⁷² [Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade](#).

⁷³ Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2, com consumo anual de 5 000 kWh, dos quais 40% em período de vazio, e potência contratada de 6,9 kVA.

⁷⁴ Preços reais, sem taxas e impostos aplicáveis.

Figura 3-29 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2018 e 2019



Fonte: dados ERSE

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 disponibiliza no seu sítio na internet os seguintes simuladores, que asseguram informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado:

- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN⁷⁵;
- Simulador de potência contratada⁷⁶;
- Simulador de rotulagem de eletricidade⁷⁷.

⁷⁵ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

⁷⁶ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/>.

⁷⁷ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/>.

A 29 de maio de 2019, dia Mundial da Energia, a ERSE lançou um novo simulador de potência contratada, mais interativo e de mais fácil utilização, que permite aos consumidores, com potências contratadas até 10,35 kVA, escolher a potência contratada mais adequada ao seu caso particular. Este simulador permite ainda ao consumidor, se tiver informação sobre os preços dos escalões de potência contratada praticados pelo seu comercializador, usar a calculadora, disponibilizada pela ERSE, para calcular o impacto na sua fatura.

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 publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

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 de comparação de ofertas em BTN, visando garantir o acesso à informação a todos os interessados.

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 estabeleceu⁷⁸ regras que preveem obrigações de divulgação e de conteúdo (que passa a ser 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, facilitando a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado.

No âmbito do exercício do regime equiparado⁷⁹, os comercializadores continuam a ser obrigados a apresentar na fatura do seu cliente o valor da diferença entre a tarifa praticada pelo comercializador e a que se lhe equivale no regime de tarifas transitórias ou reguladas. No caso de a tarifa transitória ou regulada

⁷⁸ [Diretiva n.º 6/2015](#), de 27 de abril.

⁷⁹ Aprovado pela [Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto](#) e [Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro](#).

apresentar um preço inferior ao preço praticado pelo comercializador, o cliente poderá, a todo o tempo, rescindir o contrato de fornecimento com o comercializador e mudar para o CUR ou outro comercializador que pratique preços equiparados aos preços da tarifa transitória ou regulada. O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado foi aprovado pela ERSE em 2018.⁸⁰

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes⁸¹ divulgarem publicamente⁸² as suas ofertas comerciais, bem como as 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 máximo de 12 dias úteis, nos restantes casos, 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 relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG⁸³ e à rotulagem de energia elétrica⁸⁴.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, os comercializadores de energia elétrica continuam a ser obrigados⁸⁵ a 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 Dados⁸⁶. No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura

⁸⁰ [Diretiva n.º 1/2018](#), de 3 de janeiro.

⁸¹ Nos termos do n.º 3 do artigo 105.º do [RRC do setor elétrico](#), “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”.

⁸² Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

⁸³ Nos termos dos artigos 121.º e 132.º do [RRC do setor elétrico](#).

⁸⁴ Nos termos dos artigos 105.º e 133.º do [RRC do setor elétrico](#).

⁸⁵ [Diretiva n.º 14/2016](#), de 26 de julho, através da qual a ERSE aprovou obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica.

⁸⁶ [Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro](#).

remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarti-horários. Nas instalações ligadas em BTN, a recolha da leitura é realizada localmente, de três em três meses, para 2/3 das instalações e é realizada remotamente, todos os meses, para cerca de 1/3 das instalações.

O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico para comunicação de leituras, sem custos para o cliente⁸⁷. As leituras do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

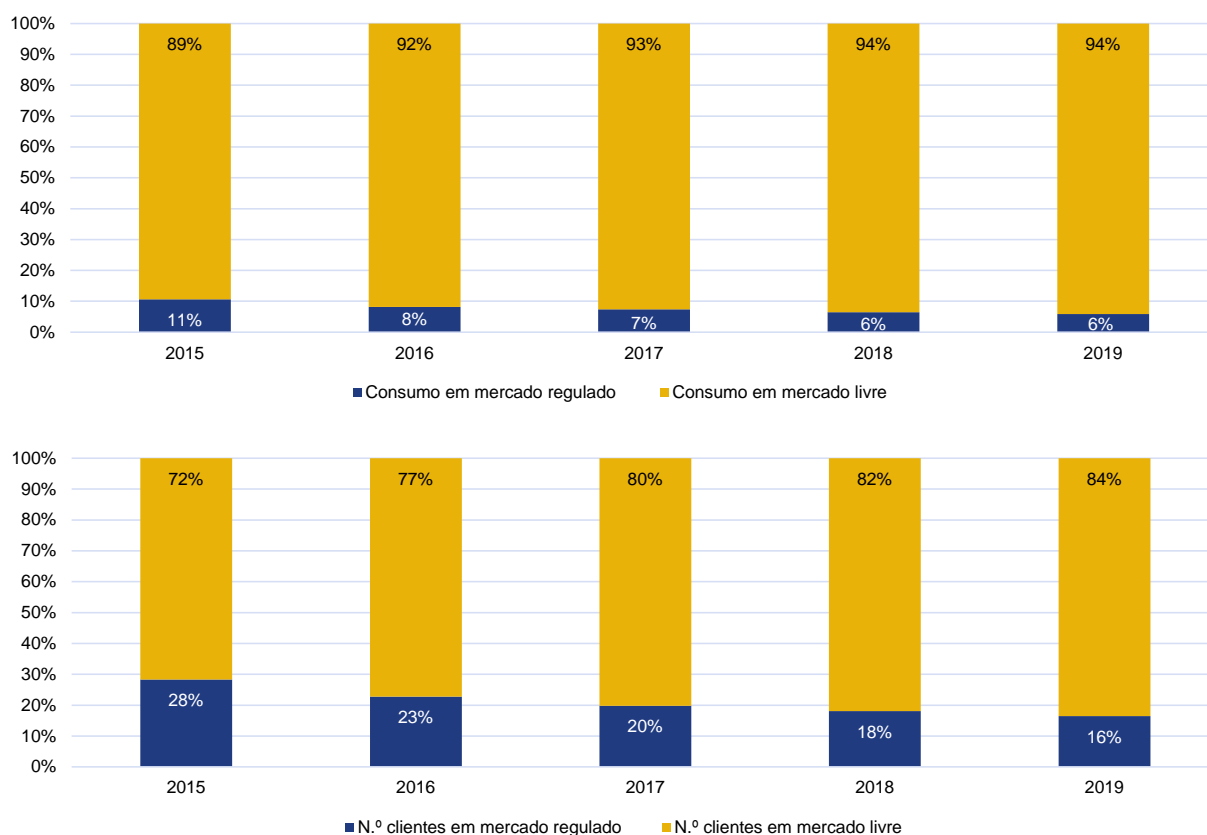
EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

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 devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todo o conjunto de clientes, incluindo os clientes residenciais.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal continental, entre 2015 e 2019, pode ser observada na Figura 3-30.

⁸⁷ Nos termos do artigo 35.º do [Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural](#).

Figura 3-30 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2015 a 2019



Fonte: dados REN e EDP Distribuição

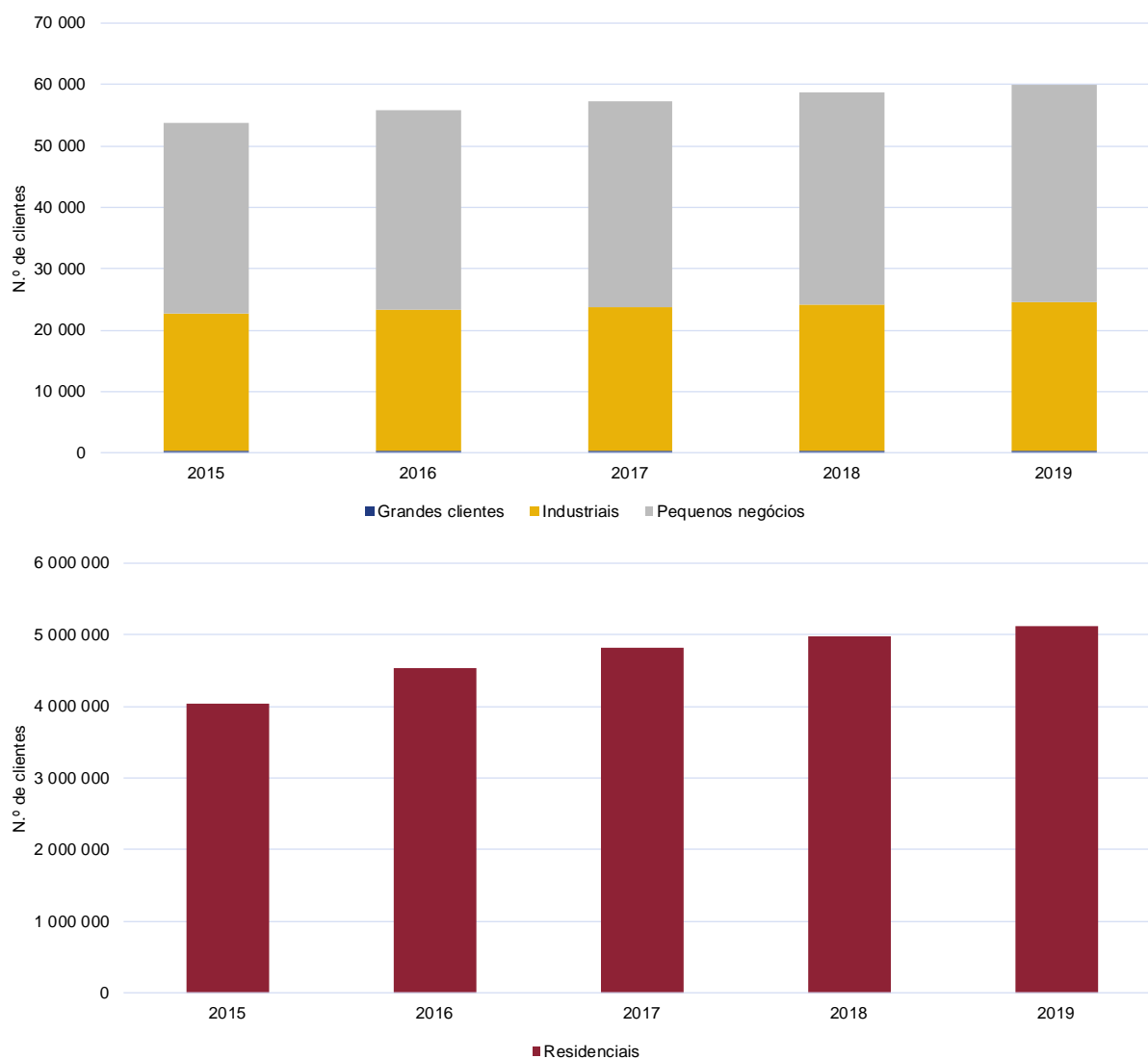
O processo de extinção de tarifas reguladas, como referido anteriormente, contribuiu significativamente para o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Com esta evolução, no final de 2019 o consumo em mercado representava já cerca de 94% do consumo total.

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 2019, aumentou cerca de 3% face ao ano anterior.

Na Figura 3-31 é possível observar que, em 2019, os segmentos com maior consumo – grandes clientes (MAT⁸⁸ e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 2% e os 3% no mercado livre.

⁸⁸ Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Figura 3-31 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2015 a 2019

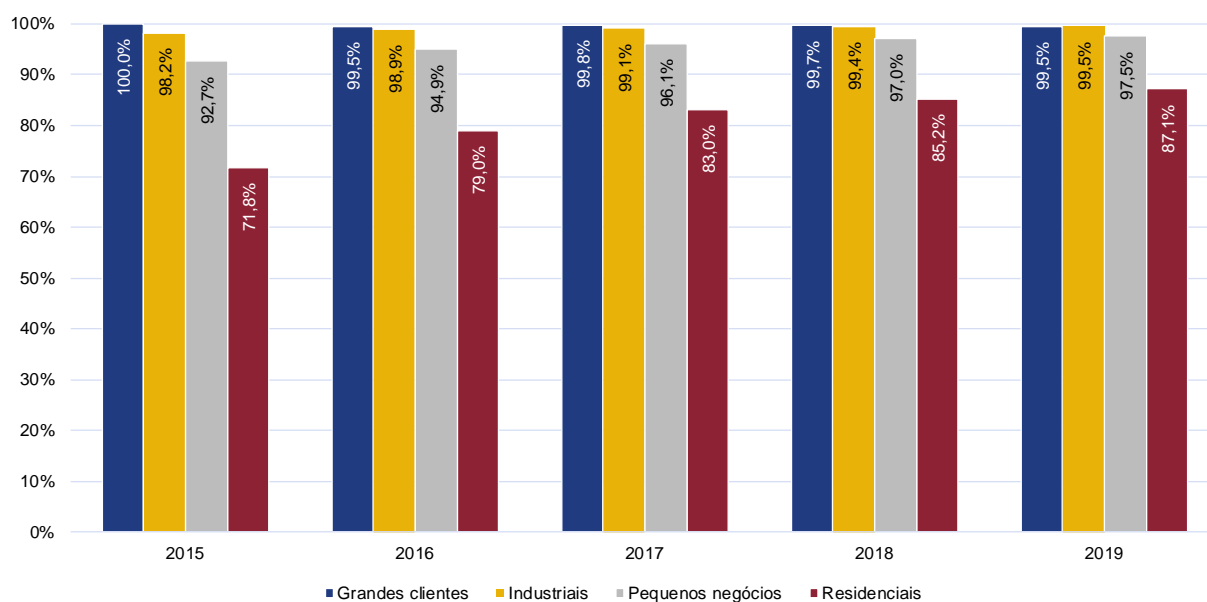


Fonte: dados EDP Distribuição

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-32, sendo observável que, no ano de 2019, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 99% do consumo de clientes industriais.

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 que já cerca de 87% dos clientes deste segmento transitaram para o mercado livre.

Figura 3-32 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2015 a 2019

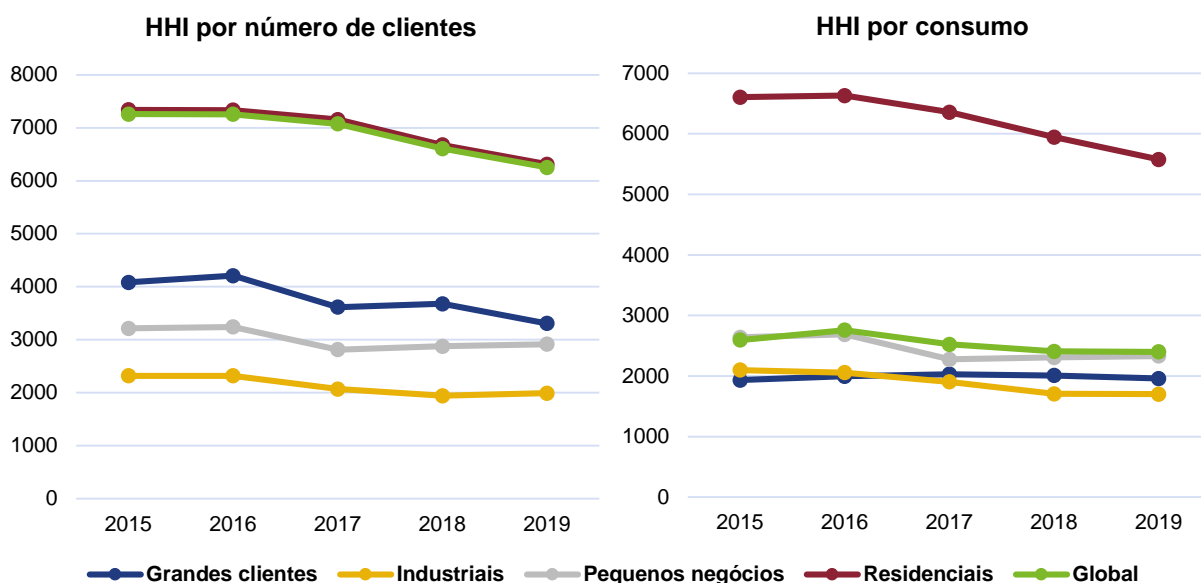


Fonte: dados EDP Distribuição

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado, 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 2019.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2019, conforme apresentado na Figura 3-33 –.

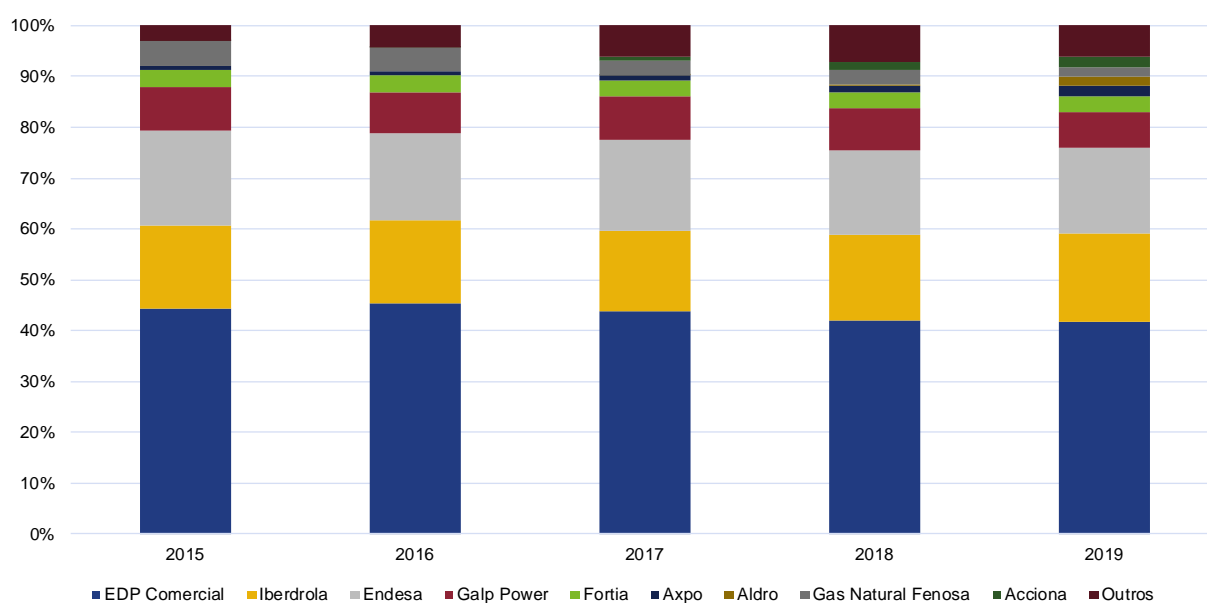
Figura 3-33 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2015 a 2019 (HHI)



Fonte: dados EDP Distribuição

A elevada quota de mercado da EDP Comercial, principal operador no mercado da eletricidade, principalmente no segmento de consumidores residenciais, é o fator que mais contribui para esta situação, com o comercializador em mercado livre a representar cerca de 42% dos fornecimentos em mercado no último ano, conforme se pode extrair da Figura 3-34.

Figura 3-34 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2015 a 2019

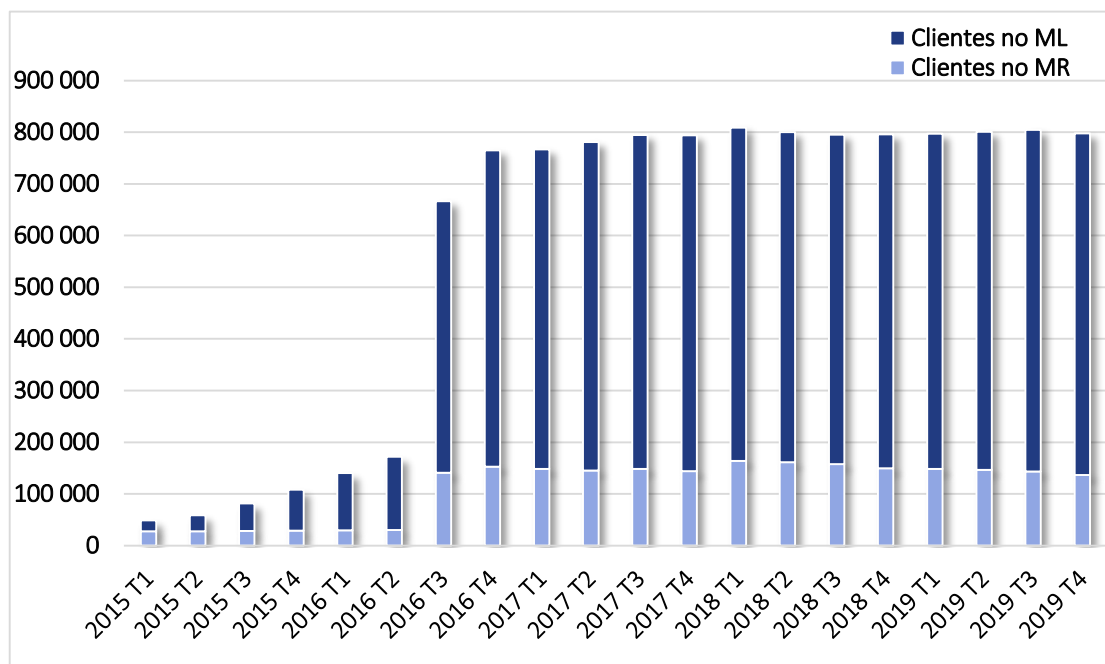


Fonte: dados EDP Distribuição

CLIENTES RESIDENCIAIS COM TARIFA SOCIAL

No fim de 2019, existiam 797.879 consumidores no setor elétrico abrangidos pela tarifa social, 136.615 no mercado regulado e 661.264 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 3-35. No global, 13% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que cresceu 12 p.p. desde 2013.

Figura 3-35 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2015 a 2019

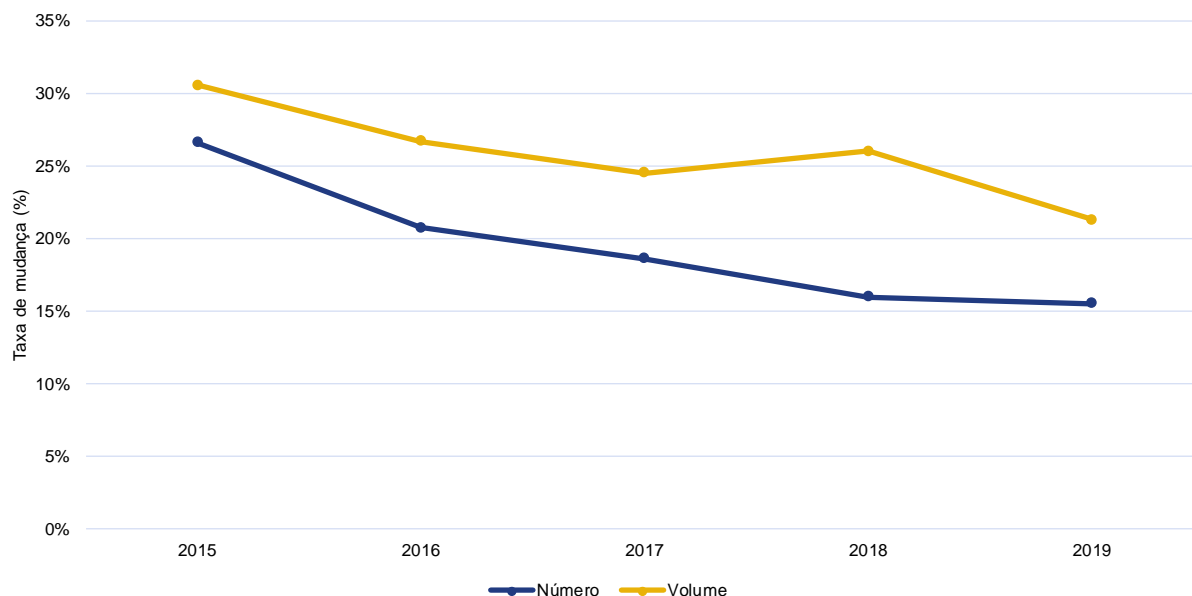


Fonte: dados dos Comercializadores

Apesar da tendência decrescente, as taxas de mudança de comercializador⁸⁹ continuam relevantes: em 2019, cerca de 16% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, *vide* Figura 3-36; as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 7,3% deste número. Em 2019, registaram-se 2064 regressos ao mercado regulado, representando 7,4 GWh.

⁸⁹ As taxas de mudança de comercializador em número de clientes são calculadas pelo somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2019 a dividir pelo número médio de clientes em Portugal continental durante o ano de 2019. As taxas de mudança em consumo são calculadas de maneira similar, ou seja, pelo consumo associado ao somatório das entradas diretas no mercado, das mudanças do mercado regulado para o mercado livre, das mudanças dentro do mercado livre e das mudanças do mercado livre para o mercado regulado durante o ano de 2019 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante o ano de 2019.

Figura 3-36 – Mudança de comercializador, 2015 a 2019



Fonte: dados EDP Distribuição

Quando se compara o consumo dos clientes que regressaram ao mercado regulado com o consumo total de clientes que mudaram de comercializador no mercado liberalizado é possível verificar que este é praticamente insignificante, já que o regresso ao mercado regulado corresponde somente a 0,1% do consumo correspondente às mudanças no mercado liberalizado.

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista⁹⁰, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

⁹⁰<https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

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

RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO

No decurso de 2019 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

Em 2019, um dos aspetos que sofreu alteração regulamentar, no sentido de promover um melhor funcionamento do mercado retalhista, contribuindo para a mitigação do risco sistémico referente ao incumprimento das obrigações dos comercializadores, no âmbito dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede, foi a estabilização do processo de gestão integrada de garantias através da concretização de um modelo definitivo cuja descrição se encontra caracterizada nos desenvolvimentos regulamentares sobre o Regime da gestão de riscos e garantias.

Durante o ano de 2019, foi ainda publicada uma Instrução⁹¹ que prevê a total separação da imagem da EDP Serviço Universal (EDP SU) das restantes entidades integradas no universo do grupo EDP. Para garantir a total distinção, a nova imagem não contém, nem poderá conter, elementos gráficos, cromáticos, simbólicos ou comunicacionais comuns com nenhuma das empresas integradas no mesmo grupo empresarial, designadamente, com o comercializador em regime de mercado (EDP Comercial) ou o operador de redes (EDP Distribuição).

⁹¹ [Instrução n.º 5/2019](#)

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

Desde 1 de janeiro de 2013⁹² que as tarifas de venda a clientes finais em BTN publicadas pela ERSE para Portugal continental⁹³ passaram a ter um caráter transitório⁹⁴. Em 2019 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do CUR em AT, MT, BTE e BTN⁹⁵, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador neste nível de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2019 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada⁹⁶, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE.⁹⁷

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES**DÉFICE TARIFÁRIO**

Nas tarifas de 2009, e de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, bem como o sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) relativo a 2009.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que

⁹² Nos termos do [Decreto-Lei n.º 75/2012](#), de 26 de março.

⁹³ Não se aplicam às regiões autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

⁹⁴ Para os restantes níveis de tensão (MAT, AT, MT e BTE) é aplicável o [Decreto-Lei n.º 104/2010](#), de 29 de setembro, na redação das suas subseqüentes alterações.

⁹⁵ O [Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro](#), procedeu à alteração do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tendo reformulado a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais em BTN. O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em BTN foi alterado para 31 de dezembro de 2025 pela [Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro](#), [Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro](#), [Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro](#) e [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril. O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em MT e BTE foi alterado para 31 de dezembro de 2021 e de 2022, respetivamente, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

⁹⁶ 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 7557-A/2017, de 25 de agosto](#), que revogou o Despacho n.º 11 566-A/2015, de 3 de outubro.

⁹⁷ [Diretiva n.º 5/2019](#), de 18 de janeiro.

são repercutidas nos proveitos de cinco anos seguintes, 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, , prolongando até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação, de acordo com o n.º 8 do Artigo 73-A.º.

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

Os saldos finais em dívida em 2019 das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram os apresentados no Quadro 3-10.

Quadro 3-10– Déficit Tarifário, 2019

	Unid: 10 ³ EUR
	Saldo em dívida em 2019 (10³ EUR)
Déficit tarifário 2009	640 271
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	318 132
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	672 365
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	665 766
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	920 803
Total	3 217 338

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 monitorização⁹⁸. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura, que de seguida se desenvolve.

Os pontos seguintes referem-se às diversas vertentes da segurança de abastecimento.

⁹⁸ 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.

GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de garantia de potência estabelecido na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplica-se a:

- Centros eletroprodutores hídricos cuja licença de produção tenha sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou aos que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013;
- Centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tenham obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.

O incentivo ao investimento aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, durante os primeiros dez anos de exploração. O montante do incentivo ao investimento é determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do produto entre a potência instalada, o índice de valorização da disponibilidade, o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração e o valor anual de referência⁹⁹. Em 2019 este incentivo teve um custo de 15,3 milhões de euros.

RESERVA DE SEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, redação atual, prevê a criação de um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), destinando-se a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores, remetendo para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a definição dos respetivos termos.

Nesse contexto, foi publicada a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabeleceu o enquadramento regulamentar da garantia de potência em Portugal.

Posteriormente, através da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro e em conformidade com as orientações da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, implementou-se

⁹⁹ Valor publicado para cada centro eletroprodutor com valores que variam entre 11 000 e 22 000 €/MW.

um mecanismo de leilão, que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados em mercado para garantir a reserva de segurança do SEN.

Relativamente a 2019, não ocorreu a realização do leilão da reserva de segurança, previsto na Portaria n.º 41/2017, visto o Estado Português não ter rececionado a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança com as disposições comunitárias relativas a auxílios de Estado no setor da energia¹⁰⁰, estando o mecanismo suspenso.

Assim, para o ano de 2019, não foram celebrados quaisquer contratos de disponibilidade relativos ao regime de reserva de segurança, pelo que não foi registado qualquer custo para o SEN relativo à prestação deste serviço.

INTERRUPTIBILIDADE

Nos termos da regulamentação vigente¹⁰¹, entende-se por serviço de interruptibilidade o serviço de sistema que consiste na redução voluntária pela instalação do seu consumo de energia elétrica para um valor até ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da RNT. De acordo com a Portaria n.º 592/2010, o serviço de interruptibilidade permite:

- a) Dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência;
- b) Flexibilizar a operação do sistema;
- c) Contribuir para a segurança do abastecimento.

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT, para o ano de serviços de interruptibilidade que decorreu entre 1 de novembro de 2018 e 31 de outubro de 2019, estiveram ativos 50 Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade. A potência total interruptível ao abrigo deste serviço totalizou 697,2 MW. Refira-se que nunca foi emitida qualquer instrução de redução de potência no âmbito do serviço de interruptibilidade. A remuneração pela prestação do serviço de interruptibilidade, no período que decorreu entre 1 de novembro de 2018 e 31 de outubro de 2019, representou cerca de 122,9 milhões de euros.

A Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, veio determinar que a remuneração do serviço de

¹⁰⁰ [Portaria n.º 93/2018](#), de 3 de abril.

¹⁰¹ [Portaria n.º 592/2010](#), de 29 de julho, com as alterações posteriores que lhe foram introduzidas.

interruptibilidade fica limitada às instalações que forem alvo dos testes previstos no artigo 4.º-A da Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, e que se revelarem aptas à prestação do serviço, após validação dos resultados pela ERSE e DGEG, tendo-se verificado o incumprimento dos ensaios por parte de duas instalações do universo das 50 instalações com contrato ativo.

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 de produção instalada, aumentou ligeiramente em 2019 (para 57%), face ao valor verificado em 2018, resultado do aumento da potência instalada e da redução do consumo. A evolução da potência instalada e da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 – Margem de capacidade do SEN

	2018	2019	Variação
	(MW)	(MW)	(%)
Potência total instalada	19 953	20 208	1,28%
Potência renovável	13 552	13 847	2,18%
Potência não renovável	6 401	6 361	-0,62%
Potência máxima anual	8 794	8 650	-1,64%
Margem de capacidade	11 159	11 558	3,58%
(%)	56%	57%	

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 – Abastecimento do consumo

	2018	2019	Varição
	(GWh)	(GWh)	(%)
Produção total	55 137	48 771	-12%
Produção renovável	29 305	27 328	-7%
Produção não renovável	25 832	21 443	-17%
Saldo importador	-2 657	3 399	-
Bombagem hidroelétrica	-1 582	-1 825	15%
Consumo nacional	50 898	50 345	-1,1%

Fonte: dados REN

O Quadro 3-13 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída.

Quadro 3-13 - Evolução do consumo por nível de tensão

(GWh)	2016	2017	2018	2019
Muito Alta Tensão (MAT)	2 115	2 158	2 366	2 344
Alta Tensão (AT)	6 615	6 885	7 036	7 072
Média Tensão (MT)	14 411	14 835	14 987	14 939
Baixa Tensão (BT)	21 458	20 875	21 729	21 334
Total	44 599	44 753	46 118	45 688

Fonte: EDP Distribuição

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2019 se situou em 50,35 TWh, registando-se uma redução de 1,1% face a 2018.

Em 2019 verificaram-se condições hidrológicas desfavoráveis, com um índice de produtividade hidroelétrica¹⁰² de 0,81. As centrais hidroelétricas (incluindo a produção por bombagem) contribuíram para o abastecimento de 18% do consumo, valor muito inferior aos 24% verificados no ano anterior. A produção

¹⁰² 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.

eólica registou um aumento de 22% para 28%, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2019 uma quota de 44%, inferior aos 47% verificados em 2018, com 10% da produção a partir de centrais a carvão e 33% a partir de centrais a gás natural.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 3 399 GWh, equivalente a 6,8% do consumo, contrariando a tendência exportadora verificada nos últimos 3 anos.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 – Repartição da produção por fonte de energia

	2018	2019
Produção renovável	53%	56%
Hídrica	24%	21%
Eólica	22%	28%
Biomassa	5%	6%
Solar	1%	2%
Produção não renovável	47%	44%
Carvão	20%	10%
Gás natural	26%	33%
Outros	1%	1%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-15. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 15 de janeiro de 2019, atingindo o valor de 8 650 MW que, face à ponta de 2018, registou uma redução de 144 MW (-1,64%), facto que contraria a tendência de crescimento verificada nos dois anos anteriores.

Quadro 3-15 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Varição (%)
2015	07/jan	8 618	3,67
2016	17/fev	8 141	-5,53
2017	19/jan	8 771	7,74
2018	07/fev	8 794	0,26
2019	15/jan	8 650	-1,64

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 – Parque eletroprodutor

	2018 (MW)	2019 (MW)	Varição (MW)
PARQUE RENOVÁVEL	13 552	13 847	295
Hídrico	7 215	7 216	1
Eólico	5 150	5 208	58
Biomassa	628	693	65
Cogeração	356	341	-15
Solar	559	730	171
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	6 401	6 361	-40
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	4 609	4 597	-12
Cogeração	779	768	-11
Outros	36	8	-28
Cogeração	23	8	-15
TOTAL	19 953	20 208	255

Fonte: dados REN

Em 2019, os principais desenvolvimentos da RNT com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Reforço da alimentação às redes de distribuição com o estabelecimento, em apoios independentes, da nova linha Alcochete - Fanhões a 400 kV, bem como o aumento da potência de transformação nas subestações de Lavos (400/60 kV), Recarei e Zambujal (220/60 kV) e ainda Sines (150/60 kV);
- Modernização de ativos em fim de vida útil, destacando-se as remodelações das linhas Riba d’Ave – Recarei 1 e Rio Maior -Alto Mira, a 400 kV, e Porto Alto - Palmela 2, a 150 kV;
- Conclusão da remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Estarreja, Falagueira, Sacavém e no Posto de Corte de Monte da Pedra.

Em termos de continuidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,72 minutos (ver ponto 3.1.1.2 neste documento).

O Quadro 3-1 apresenta a evolução da extensão das redes de transporte e de distribuição por nível de tensão.

Quadro 3-17 - Extensão das redes de transporte e de distribuição

(km)	2016	2017	2018	2019
Rede de transporte				
Muito Alta Tensão (MAT)	8 863	8 907	8 907	9 002
Rede de distribuição	228 519	229 207	229 673	231 202
Alta Tensão (AT)	9 516	9 529	9 543	9 568
Média Tensão (MT)	73 042	73 317	73 547	73 814
Baixa Tensão (BT)	145 961	146 361	146 583	147 820

Fonte: REN, EDP Distribuição

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2019 não houve desenvolvimentos, prevendo-se a manutenção em serviço das atuais centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro até ao seu descomissionamento, que pode ocorrer até 31 de dezembro de 2029, de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do

Sistema Elétrico Nacional para o período de 2020 a 2040 (RMSA-E 2019), recentemente aprovado pelo Governo.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, também não houve desenvolvimentos significativos. No âmbito da concretização do PNBEPH até 2030, o RMSA-E 2019 prevê a entrada em serviço das centrais de Gouvães e Daivões em 2021 e Alto Tâmega em 2023, num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis, e a entrada da central de Carvão-Ribeira (555 MW) em 2030.

Relativamente às restantes tecnologias, na eólica registou-se um aumento de 58 MW, destacando-se a central de Penacova com 47 MW, enquanto na fotovoltaica o crescimento foi de 171 MW, sobressaindo a central de Ourique, com 44 MW, a maior fotovoltaica portuguesa.

Relativamente a previsões da potência instalada em fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2019 refere que continuam a adotar-se as do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), com as devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos cruzada com a informação dos promotores, bem como nos cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima até 2030 (PNEC), como indicado no Quadro 3-18 para o cenário “Continuidade”.

Quadro 3-18 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2021, 2025 e 2030

	2021	2025	2030
	(MW)	(MW)	(MW)
Hídrica (> 30 MW)	7 382	7 542	8 097
Hídrica (< 30 MW)	619	635	635
Eólica	5 395	5 799	5 937
Solar	1431	3575	6200
Biomassa / Biogás	325	365	369
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77

Fonte: RMSA-E 2019

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 na rede de transporte e nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), aprovado pela ERSE. As regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), que é aprovado pela ERSE. O MPGTG em vigor foi aprovado pela ERSE em 2016, adotando o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás [Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março], e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados [Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril].

Apesar da implementação dos procedimentos de compensação de natureza funcional ter sido bem sucedida, a implementação integral do modelo de compensação previsto no Código de rede europeu depende da entrada em funcionamento da plataforma de negociação de gás natural com entrega em Portugal, atribuída à entidade MIBGAS, S.A.. O atraso na implementação do MIBGAS impediu, em 2019, que o modelo de compensação através de ações de compra e venda em mercado fosse concretizado. Não obstante, o gestor técnico global do sistema e o operador de mercado continuaram o desenvolvimento de protocolos de comunicação e preparação da plataforma de mercado.

Durante 2019, os encargos de compensação diária dos desequilíbrios dos agentes de mercado continuaram a ser determinados com base nos preços dos produtos de curto prazo com entrega em Espanha (determinados na plataforma MIBGAS), afetados pelas tarifas de uso das interligações Portugal-Espanha. Por sua vez, para as ações de compensação a cargo do GTG esteve disponível um serviço de compensação, estabelecido em regulamentação própria, publicada em simultâneo com o MPGTG em outubro de 2016. Este serviço de compensação não foi utilizado em 2019.

4.1.1.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

O acesso às infraestruturas de armazenamento, *linepack* e serviços de flexibilidade é concretizado numa matriz de acesso regulado, estando os operadores que prestam estes serviços em regime de separação jurídica e de propriedade relativamente aos comercializadores de gás natural em atividade no SNGN.

O acesso ao terminal de GNL de Sines e ao armazenamento subterrâneo do Carriço obedece ao disposto no Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) e no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. As regras de balanço, compensação e acesso ao *linepack* (armazenamento na RNTGN) estão integradas no MPGTG. Esta regulamentação é aprovada pela ERSE.

Os utilizadores das redes de transporte de gás natural têm instrumentos de flexibilidade para garantir a sua posição de equilíbrio (compensação). Além das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e de receção de GNL (cujo armazenamento em tanques tem também uma utilização de armazenamento comercial), existe ainda um serviço de flexibilidade oferecido pelo GTG, recorrendo ao *linepack* da rede de transporte. A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* aos agentes de mercado em 2019 foi feita sem custos adicionais, tendo presente que, transitoriamente, o GTG recorre a gás dos agentes de mercado para reserva operacional e gás de enchimento. Esta situação será eliminada logo que a plataforma de mercado para produtos em Portugal inicie a operação (esperada em 2020) e se passem a concretizar as ações de balanço do GTG na plataforma, com a devolução do gás de operação aos agentes (em conformidade com o Código de rede de compensação da rede de transporte).

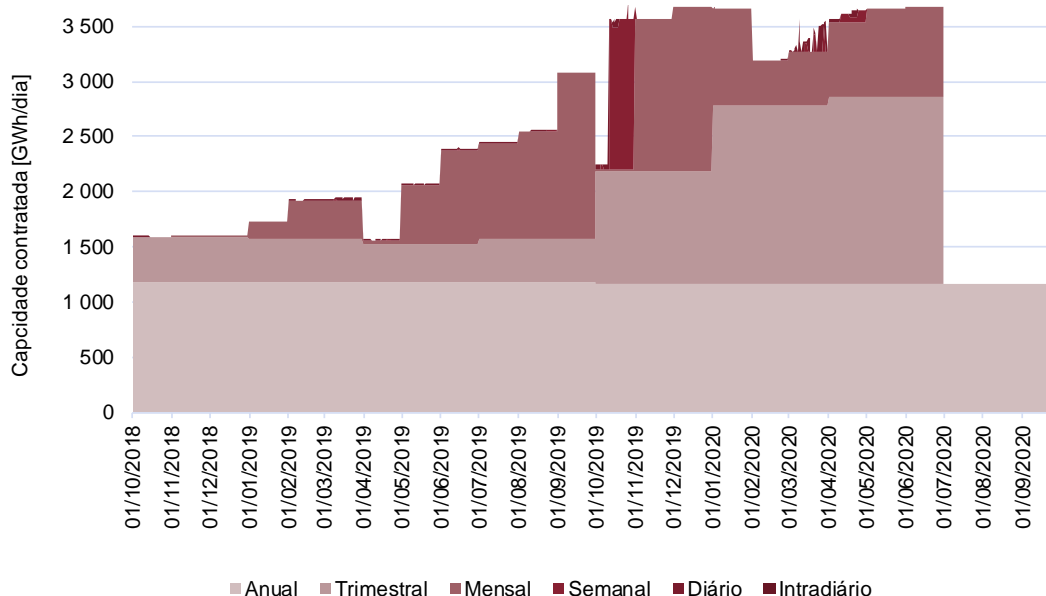
Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso regulado ao armazenamento de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade de armazenamento, integrados no MPAI, bem como as tarifas de uso das referidas infraestruturas.

A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas que disponibilizam produtos de armazenamento, além da rede de transporte. Em 2019, registou-se um elevado incremento da utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade. Em consequência, a capacidade de entrada de gás a partir do terminal de GNL (regaseificação) foi totalmente contratada no processo de atribuição anual para o ano gás 2019-2020. Além disto, a capacidade de armazenamento subterrâneo também foi totalmente atribuída nos meses de novembro e dezembro de 2019, com prémios de congestionamento. Pelo contrário, a capacidade de entrada na rede de transporte a partir da interligação

internacional (VIP Ibérico) viu um decréscimo de utilização e de contratação da capacidade. Os mecanismos de contratação de capacidade e de resolução de congestionamentos atuaram devidamente e a ERSE monitorizou a sua aplicação.

A figura seguinte apresenta o crescimento da utilização do armazenamento subterrâneo pelos agentes de mercado, com predominância dos produtos anual e trimestral de capacidade. Durante o ano de 2019 (novembro e dezembro) foi atingido o máximo da capacidade técnica da infraestrutura.

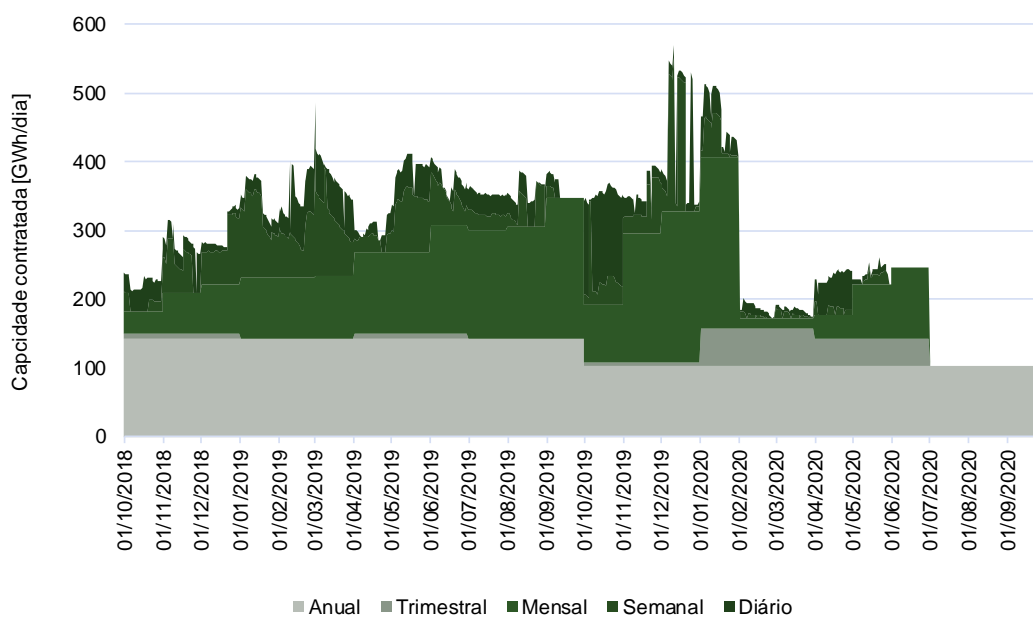
Figura 4-1 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

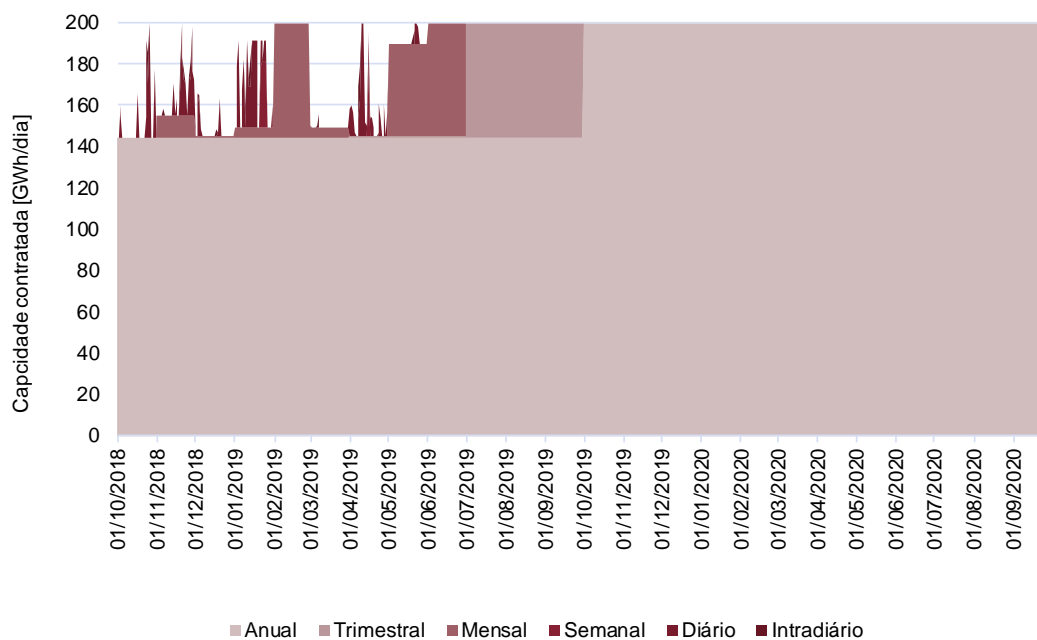
As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no terminal de GNL, durante o ano gás 2018-19 e boa parte do ano gás 2019-20. A contratação de armazenamento comercial no terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o sistema de gás, embora, devido ao elevado ritmo de receção de navios de GNL (em 2019, o terminal registou um recorde de receção de 65 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL fique mais dedicada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal. No caso da injeção na rede de transporte (regaseificação de GNL), a contratação de capacidade registou um congestionamento no leilão anual para 2019-20, tendo sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade.

Figura 4-2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: Dados REN Gasodutos.

4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS) estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as 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 setor¹⁰³.

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 2019, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 6622 camiões cisterna de GNL (tendo aumentado face ao valor registado no ano de 2018, que correspondeu a 6062 camiões cisterna);
- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a cerca de 15% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, o arrefecimento de camiões cisterna, as indisponibilidades de operação no terminal de GNL e problemas técnicos;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 65 (face a 45 operações de descarga realizadas em 2018);
- Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros (situação semelhante ao ano anterior);
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

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

¹⁰³ Designadamente os 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.

de 2019 não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte. Em 2018 ocorreram duas interrupções de fornecimento em pontos 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 2019, das 11 redes de distribuição existentes, três não registaram interrupções (Beiragás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,7% de cerca de 1,46 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 69% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas por intervenção de terceiros nas redes.

O RQS estabelece que a monitorização das características do gás natural, incluindo a pressão de fornecimento, 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 2019 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 2019, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 340 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.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço¹⁰⁴, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás natural.

¹⁰⁴ Disponível em no site da [ERSE](https://www.erse.pt).

4.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

À ERSE compete a aprovação da metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor do gás natural, as metodologias de regulação dos proveitos permitidos, bem como a aprovação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, das tarifas de acesso às redes e infraestruturas, e ainda dos preços das atividades reguladas.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural vigentes em 2019 resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2019. Previamente a cada período regulatório, é comum a ERSE proceder à alteração dos regulamentos, e em particular do RT, considerando ser o período adequado para realizar a avaliação dos parâmetros e das metodologias de regulação de proveitos e tarifas que orientaram a atuação do Regulador, bem como para avaliar os impactos das medidas tomadas e a sua concretização, designadamente através do desempenho das empresas reguladas e do impacto das tarifas reguladas no mercado. A revisão do RT, associada à [71.ª consulta pública da ERSE](#), realizou-se no último ano do período de regulação compreendido entre 2016 e 2019, integrando as necessárias alterações de melhoria identificadas no decurso da aplicação do RT, bem como as matérias de conteúdo que definiram o novo período de regulação iniciado em janeiro de 2020.

O atual RT do setor do gás natural foi aprovado pelo [Regulamento n.º 361/2019](#), de 23 de abril, alterado pelo [Regulamento n.º 455/2020](#), de 8 de maio.

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

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos, estabelecidos pela ERSE, são 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, Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

Tendo subjacente o princípio de que devem ser identificados os serviços que estão associados a cada atividade regulada, procura-se definir 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.

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.

Os preços das tarifas de acesso por 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 subsidiação cruzadas entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e em que variáveis de faturação esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, possibilita a comparação de preços entre diferentes comercializadores, distinguindo os preços sujeitos a concorrência dos preços fixados por decisão regulatória.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNGN e abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Uso do Armazenamento Subterrâneo. As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas são aprovadas pela ERSE.

No que se refere às redes, o acesso é pago por todos os consumidores de gás natural, pelo que as tarifas de acesso às redes estão incluídas nos preços pagos pelos consumidores de gás natural, quer seja nos preços praticados no mercado, quer nos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes¹⁰⁵. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, estas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

¹⁰⁵ Estas tarifas podem, alternativamente, ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram o gás natural 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.

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 sintetizam o conjunto de tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e as respetivas variáveis de faturação.

Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural

Tarifas de acesso às redes e às infraestruturas	Variáveis de faturação	Cientes em AP	Cientes em MP	Cientes em BP>	Cientes em BP<
Tarifa de Uso Global do Sistema	Energia	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Capacidade	●			
	Energia		●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade		○	○	
	Energia		●	●	●
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade	●			

○ - Dependente da opção tarifária

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural

Tarifas de acesso às infraestruturas	Variáveis de faturação
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Termo fixo *
	Capacidade
	Energia
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Capacidade
	Energia

* Apenas para o serviço de carregamento de camiões cisterna

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2019 correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2018-2019, no que se refere ao primeiro semestre, e às aprovadas para o ano gás 2019-2020, para o segundo semestre¹⁰⁶.

Em 2019, decorrente das alterações da metodologia relativa à estrutura das tarifas de uso da rede de transporte, associadas à implementação do Regulamento (EU) 2017/460 que aprova o Código de Rede relativo a estruturas tarifárias para o transporte de gás natural, a ERSE adotou um novo período de vigência das tarifas reguladas, passando o mesmo a ser coincidente com o ano de atribuição de capacidade. Neste contexto, a vigência da aplicação das tarifas (anteriormente de 1 de julho a 30 de junho) passou a ser de 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte.

Em julho de 2019, a ERSE determinou a prorrogação do período de vigência das tarifas e preços regulados relativos ao ano gás 2018-2019 até às 05h00 UTC de 1 de outubro de 2019, bem como o correspondente período de regulação e parâmetros até 31 de dezembro de 2019.¹⁰⁷

¹⁰⁶ As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural em vigor a partir de julho de 2018 estão disponíveis em <https://dre.pt/application/conteudo/115566299> e as vigentes após outubro de 2019 estão disponíveis em <https://dre.pt/application/conteudo/122806181>.

¹⁰⁷ Nos termos da [Diretiva n.º 12/2019](#), de 1 de julho.

Para o ano gás 2019-2020 as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas em alta pressão, para a procura prevista para esse ano, sofreram significativos decréscimos tarifários face a 2018-2019, conforme o Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 ilustram.

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2019-2020, por atividade

Tarifas por atividade	Preço médio 2018-2019 (EUR/MWh)*	Preço médio 2019-2020 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,70	0,60	-13,5%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	7,55	6,48	-14,1%
Uso da Rede de Transporte	1,39	1,09	-21,2%
Uso da Rede de Distribuição	8,42	7,71	-8,4%
Uso Global do Sistema	0,08	0,05	-36,3%

* Aplicação das tarifas de 2018-2019 à procura prevista para 2019-2020.

Fonte: dados ERSE

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2019-2020, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

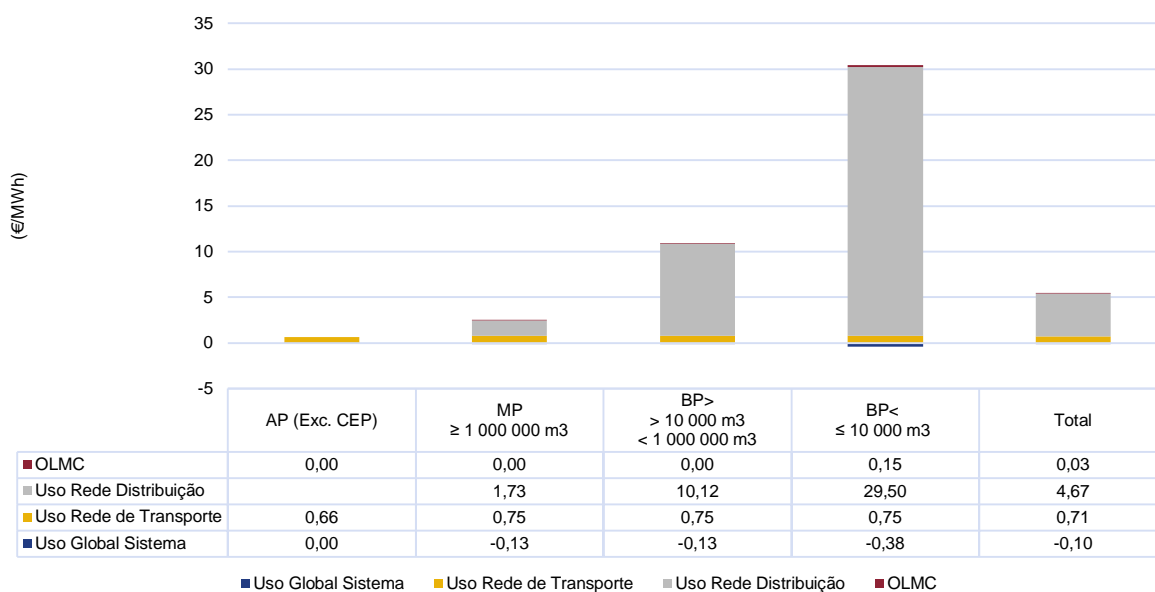
	Preço médio 2018-2019 (EUR/MWh)*	Preço médio 2019-2020 (EUR/MWh)	Variação
Tarifas de acesso às redes	4,70	4,01	-14,8%
Centros eletroprodutores	1,48	1,26	-14,6%
Clientes em Alta Pressão	0,90	0,66	-26,2%
Clientes em Média Pressão	3,12	2,35	-24,8%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	13,75	10,74	-21,9%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,21	30,02	-6,8%

* Aplicação das tarifas de 2018-2019 à procura prevista para 2019-2020.

Fonte: dados ERSE

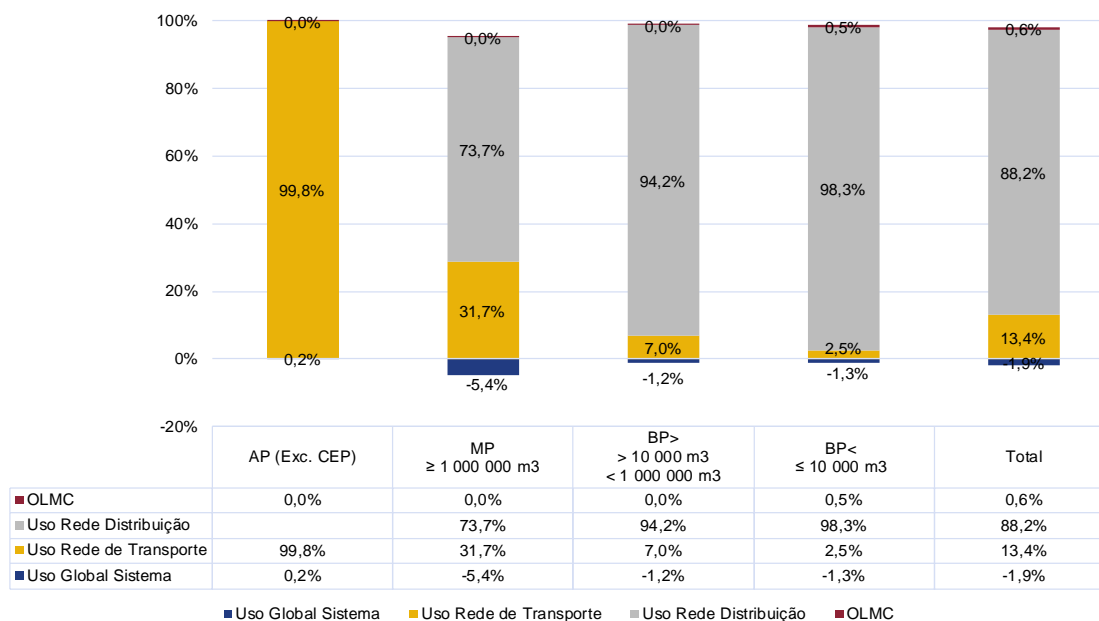
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-4 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2019-2020



Fonte: dados ERSE

Figura 4-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2019-2020



Fonte: dados ERSE

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

No setor do gás natural inicia-se em 2020 um novo período de regulação, tendo-se definido pela primeira vez que o período de regulação tem duração de quatro anos (2020-2023) e que coincide com o ano civil (1 de janeiro a 31 de dezembro) e não com o ano gás (1 de outubro a 30 de setembro), como até à data. Desta forma, os parâmetros definidos para o novo período de regulação são aplicados a partir de 2020, embora a alteração do período tarifário tenha ocorrido em outubro de 2019. Durante esse ano foram aplicados os parâmetros em vigor no ano gás 2018-2019.

De seguida resumem-se os modelos regulatórios aplicados a cada uma das atividades reguladas, com incidência nas alterações decorrentes do novo período de regulação:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹⁰⁸ nos custos de exploração (OPEX¹⁰⁹) e de uma metodologia *rate of return* no CAPEX¹¹⁰; manutenção no novo período de regulação da aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás natural associadas a esta atividade;
- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – metodologia de regulação do tipo *price cap*¹¹¹ no OPEX e uma metodologia do tipo *rate of return* no CAPEX; manutenção no novo período de regulação da 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 uma regulação do tipo *price cap*¹¹² no OPEX e uma metodologia *rate of return* no CAPEX. Mantém-se no novo período de regulação um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas;

¹⁰⁸ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

¹⁰⁹ *Operational expenditure*.

¹¹⁰ *Capital expenditure*.

¹¹¹ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

¹¹² O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e de uma metodologia do tipo *rate of return* no CAPEX;
- Atividade de operação logística de mudança de comercializador – a partir do ano gás 2019-2020 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi individualizada¹¹³ e sujeita a uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX;
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*¹¹⁴ e no CAPEX uma metodologia do tipo *rate of return*; no novo período de regulação foi eliminado o mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos associado à evolução da procura;
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹¹⁵, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. Acrescente-se que as empresas concessionárias têm direito a um proveito adicional equivalente a 4€ por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação). No setor do gás natural são ainda definidos custos de referência para a atividade de comercialização retalhista.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX foram (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, (v) entre 2% e 5% por empresa, no caso da distribuição e (vi) 2% para todos os comercializadores de último recurso.

Adicionalmente, registaram-se ainda as seguintes alterações, das quais se destacam: (i) aceitação de investimentos diferenciada, tendo em conta a sua natureza e o cumprimento dos seus objetivos iniciais e (ii) partilha entre empresas e consumidores dos resultados da aplicação das metas de eficiência impostas pelo Regulador.

¹¹³ Até 2019 a atividade de operação logística de mudança de comercializador foi desenvolvida pelo operador de rede de transporte.

¹¹⁴ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

¹¹⁵ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

Destaca-se ainda a manutenção da metodologia de indexação do custo de capital, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e, assim, compensar os riscos dos capitais próprios e alheio¹¹⁶. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base nas *yields* da Obrigações do Tesouro. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitado superior e inferiormente.

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 anualmente as tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa tensão desde 1 de julho de 2010. Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de gás natural comporta custos que dependem do tipo de instalação a ligar (nível de pressão, exigências técnicas), da própria rede existente (distância) e da envolvente (traçados).

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural – que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos –, encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC GN), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2019.

As condições comerciais estabelecidas incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a sua compreensão e aplicabilidade no caso concreto.

O quadro regulamentar vigente abrange matérias como a obrigação de ligação à rede, o tipo de encargos que podem ser cobrados aos requisitantes, as regras de cálculo e condições de pagamento desses encargos, o conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos de ligação pelos operadores das redes, a

¹¹⁶ Para o ano de 2019 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 5,40%; atividade de distribuição – 5,70%.

construção dos elementos de ligação à rede ou os deveres de prestação de informação, nos termos que, sumariamente, se detalham de seguida.

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o operador da rede de transporte é obrigado a proporcionar ligação aos clientes que a requisitem, enquanto os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (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 (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.

São considerados elementos de ligação as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação de gás natural à rede, classificando-se esses elementos como rede a construir ou ramais de distribuição. A construção dos elementos de ligação é da responsabilidade dos operadores das redes embora, para a ligação de grandes instalações de consumo, possa ser o requisitante a fazê-lo. Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo respetivo operador em condições técnicas de exploração.

As redes são pagas pelos consumidores de gás natural através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE) e das tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de gás natural (o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante por via dos encargos de ligação é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede).

Por último, cabe ainda referir que 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.

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

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos de acordo com os princípios instituídos no RARII e no MPAI, aprovados pela ERSE.

O RARII integra os princípios estabelecidos no Regulamento (UE) n.º 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás. Este regulamento comunitário 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.

O RARII prevê a 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. No caso da interligação, a capacidade é atribuída para os 5 anos seguintes, no ponto virtual que agrega as duas interligações físicas (“VIP Ibérico”). A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA¹¹⁷.

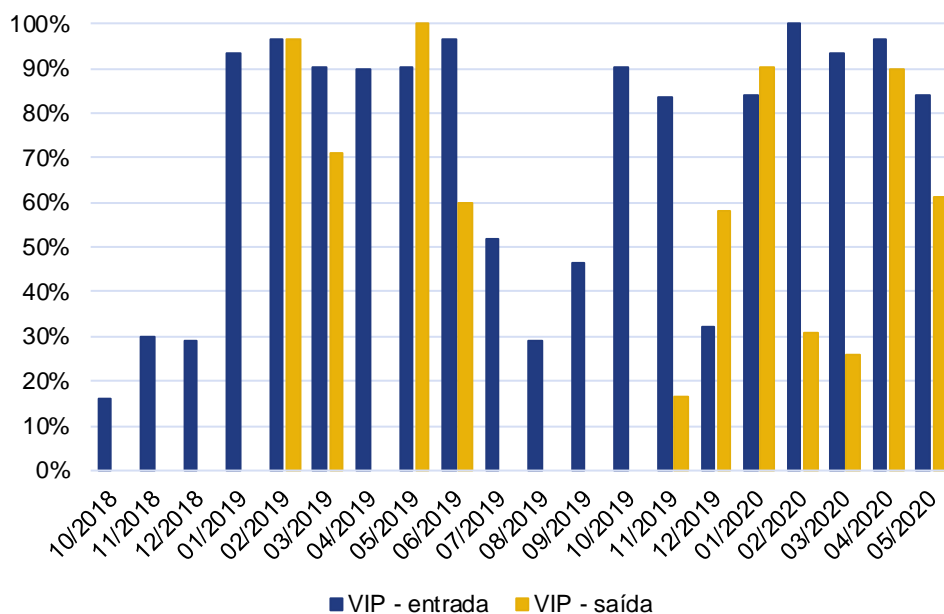
No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no *Virtual Interconnection Point* (VIP)¹¹⁸, o MPAI prevê: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações; (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal; (iii) a implementação do mecanismo de perda da reserva de capacidade não utilizada; e (iv) a implementação do mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*) a produtos de capacidade harmonizados (*bundled*), ficando salvaguardado o cumprimento da Decisão 2012/490/UE da Comissão, de 24 de agosto de 2012, relativa à alteração do Anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

O GTG, em coordenação com o operador da rede interligada (Enagás), oferece diariamente capacidade firme no VIP Ibérico, por aplicação do mecanismo de *oversubscription and buy-back*. Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018, tendo sido aplicado durante todo o ano de 2019. Durante 2019, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 270 dias, no sentido de Espanha para Portugal, e 121 dias, no sentido de Portugal para Espanha. O valor médio diário da capacidade firme oferecida no VIP pelo mecanismo de *oversubscription and buy-back* foi de 13,9 GWh/d e 8,1 GWh/d, nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via.

¹¹⁷ www.prisma-capacity.eu

¹¹⁸ VIP, ou *Virtual Interconnection Point*, corresponde à agregação de todos os pontos de interligação internacional num único ponto virtual, sobre o qual se processa a contratação e nomeação da capacidade de atravessamento entre Portugal e Espanha.

Figura 4-6 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de *oversubscription and buy-back*, desde outubro 2018



Fonte: ENTSOG

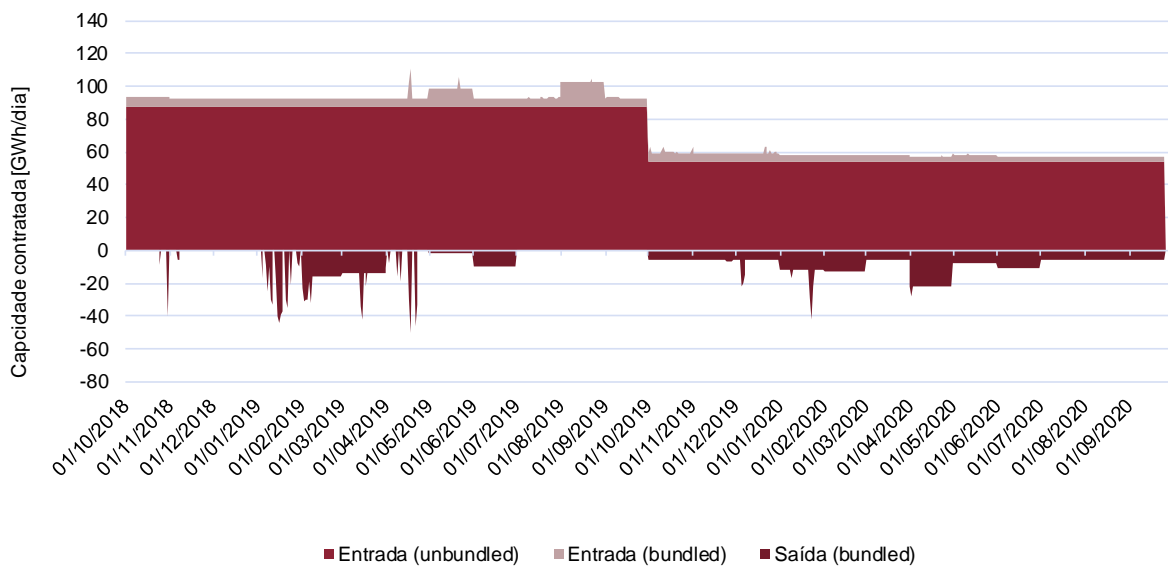
O MPAI prevê a operacionalização do MIBGAS e, em concreto, um mecanismo de atribuição implícita de capacidade no VIP para a transação de produtos de gás entre os pontos virtuais de balanço de Portugal e de Espanha. Este mecanismo está suspenso até à concretização da plataforma de mercado em Portugal e subsequentes desenvolvimentos nos mecanismos de mercado.

ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Uma parte significativa da capacidade está contratada a prazo no lado de Espanha, pelo que apenas é atribuída em Portugal como capacidade não agrupada (*unbundled*). Os produtos harmonizados (*bundled*) apenas cobrem a parte restante da capacidade disponível.

Em 2019, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, em virtude de uma maior utilização do terminal de GNL em Sines como fonte de aprovisionamento do mercado português. A figura seguinte apresenta a atribuição de capacidade relativa a 2019, atribuída na plataforma PRISMA, quer *bundled* quer *unbundled*.

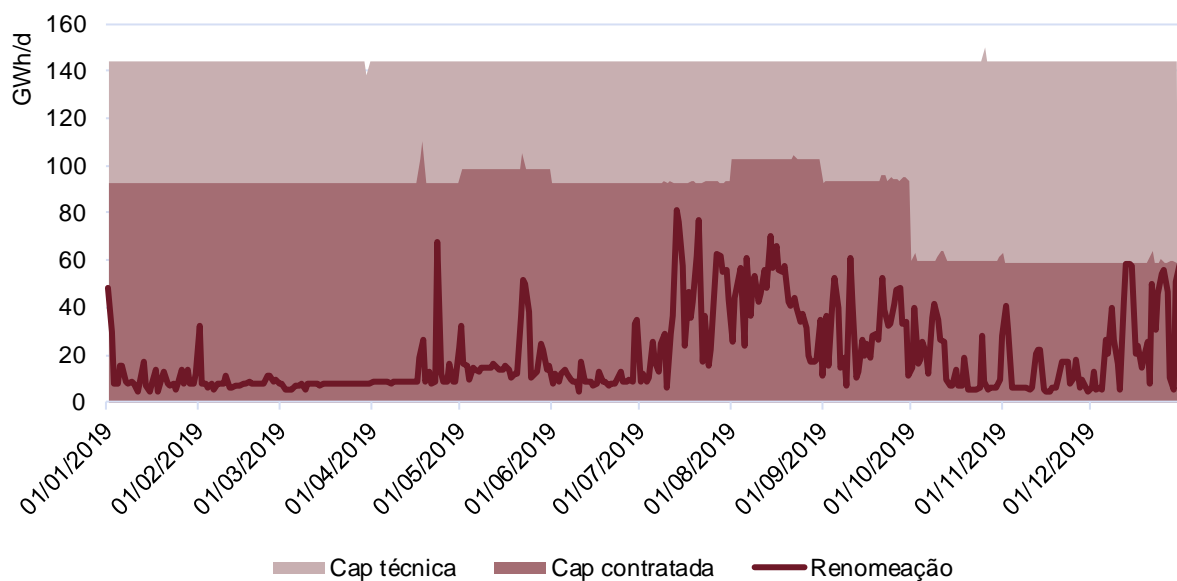
Figura 4-7 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto *bundled* ou *unbundled*



Fonte: dados REN Gasodutos.

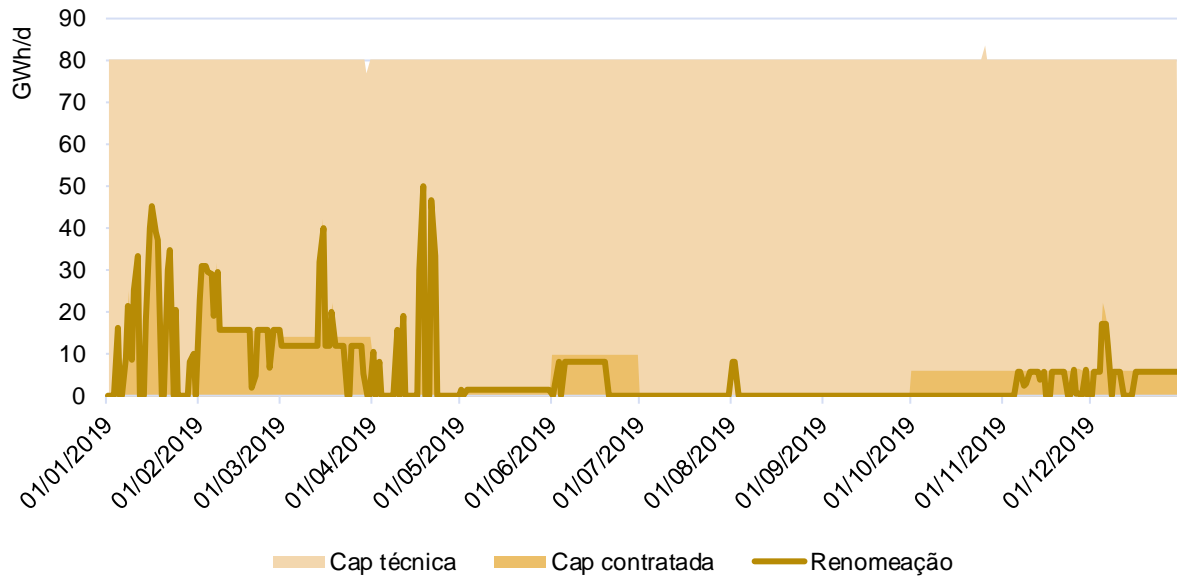
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída). O ano de 2019 caracterizou-se por uma reduzida utilização da interligação e níveis decrescentes de contratação de capacidade.

Figura 4-8 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2019 (importação)



Fonte: ENTSOG

Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2019 (exportação)



Fonte: ENTSOG

COOPERAÇÃO

Os operadores das redes de transporte português e espanhol mantêm uma cooperação estreita, tendo em vista a interoperabilidade dos dois sistemas. Esta cooperação é materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos acordos de interligação (*Interconnection Agreements*) previstos no Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, aprovado pelo Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015.

Adicionalmente, a atribuição de capacidade nas interligações Portugal-Espanha é feita de forma coordenada desde 2012, antecipando o próprio regulamento europeu de mecanismos de atribuição de capacidade. Essa gestão coordenada tem vindo a ser aprofundada. Em 2016, foi aprovado um mecanismo conjunto de gestão de congestionamentos de *oversubscription and buy-back* e em 2019 foi preparada uma proposta de mecanismo *long term use-it-or-lose-it*, cuja consulta pública e aprovação decorreram no primeiro trimestre de 2020. A CNMC e a ERSE aprovaram os mecanismos coordenados na respetiva regulamentação, no contexto da Iniciativa Regional de Gás do Sul. Os reguladores têm ainda trabalhado em conjunto para impulsionar os trabalhos de desenvolvimento do mercado de produtos de gás com entrega em Portugal, no operador de mercado MIBGAS.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

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

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a REN Gasodutos, S.A. enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2020-2029 (PDIRGN 2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 12.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias, o que veio a suceder já em 2020 (entre 12 de fevereiro e 19 de junho).

No processo de acompanhamento da 3.ª lista dos Projetos de Interesse Comum (PIC), liderado pela Comissão Europeia e em que a ACER participou conjuntamente com os reguladores, foram realizadas diversas atividades, das quais se destacam a verificação da consistência entre o *Ten-Year Network Development Plan 2018* da ENTSOG e o PDIRGN 2019, bem como a monitorização da implementação dos projetos da 3.ª lista de PIC, dos quais constava a terceira interligação entre Portugal e Espanha (1.ª fase e 2.ª fase).

Importa referir que a Comissão Europeia aprovou, a 31 de outubro de 2019, a 4.ª Lista de projetos PIC, na qual não consta qualquer projeto do SNGN.

Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural

Os onze operadores das redes de distribuição de gás natural¹¹⁹ apresentaram à DGEG as respetivas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, para o período 2019-2023 (PDIRD-GN 2018).

¹¹⁹ Setgás, Lisboagás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Dianagás, Duriensegás, Paxgás, REN Portgás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás.

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 dos seus conteúdos, que se iniciou a 10 de dezembro de 2018 e que decorreu até 28 de janeiro de 2019.

A avaliação da ERSE às Propostas de PDIRD-GN 2018, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública, permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo.

No seu Parecer, apresentado em 29 de março, a ERSE referiu que as propostas de PDIRD-GN 2018 refletem diferentes estratégias empresariais dos ORD, não sendo enquadradas e harmonizadas por uma visão comum de política energética definida para um horizonte temporal de médio e longo prazo, identificando-se como possível fator explicativo desta disparidade a circunstância de nenhuma proposta de PDIRD-GN ter sido aprovada anteriormente pelo Estado.

A ERSE alertou assim para a importância da aprovação pelo concedente das propostas de PDIRD-GN 2018, chamando a atenção de que, enquanto tal não acontecer, apenas poderá aceitar em definitivo para efeitos tarifários, os investimentos que sejam realizados pelos ORD por motivos de segurança ou de manutenção das atuais infraestruturas.

A ERSE considerou igualmente relevante que a aprovação dos planos seja acompanhada da definição de critérios claros para a realização de investimentos e para as decisões de expansão da rede, que permitam aos respetivos operadores estarem, à partida, conscientes dos objetivos estabelecidos pelo Estado concedente para o SNGN.

Finalmente, tendo em conta as incógnitas da evolução de consumo de gás natural associadas ao atual período de transição energética, que poderão ser agravadas com a introdução de alternativas ao gás natural distribuído, a ERSE referiu considerar prudente garantir a neutralidade tarifária das propostas de PDIRD-GN 2018, tendo considerado que os investimentos dessas propostas deverão, caso sejam aprovados, ser revistos em baixa em, pelo menos, 17 milhões de euros (6% do investimento total proposto), devendo esta redução de investimento ser orientada pelas prioridades de política energética de médio e longo prazo.

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 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 cerca de 9% do saldo importador em 2019), 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 bcm¹²⁰ 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, tendo subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual. Em 2019, cerca de 87% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

¹²⁰ Billion cubic meters

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, Trindade e Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros) e também pela entrada de navios metaneiros pelo terminal de GNL de Sines (ver a Figura 4-12).

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 8.º do REMIT.

Apesar do *hub* ibérico de gás natural, MIBGAS, ter iniciado a sua atividade em dezembro de 2015, com a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha, através da plataforma MIBGAS, S.A., prevê-se que a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal ocorra apenas a partir do ano de 2020, 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 8.º do REMIT, bem como outra informação de mercado 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

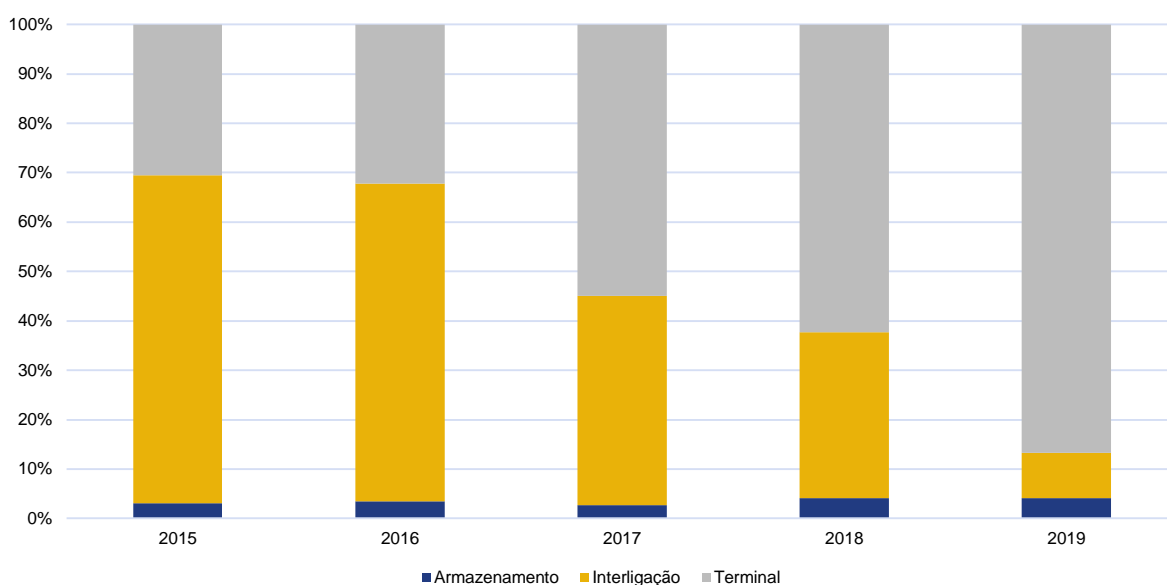
mecanismos que, por um lado, assegurem a salvaguarda dessa informação e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

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

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

A caracterização das injeções na RNTGN é efetuada na Figura 4-10.

Figura 4-10 – Repartição das injeções na RNTGN por infraestrutura, 2015 a 2019



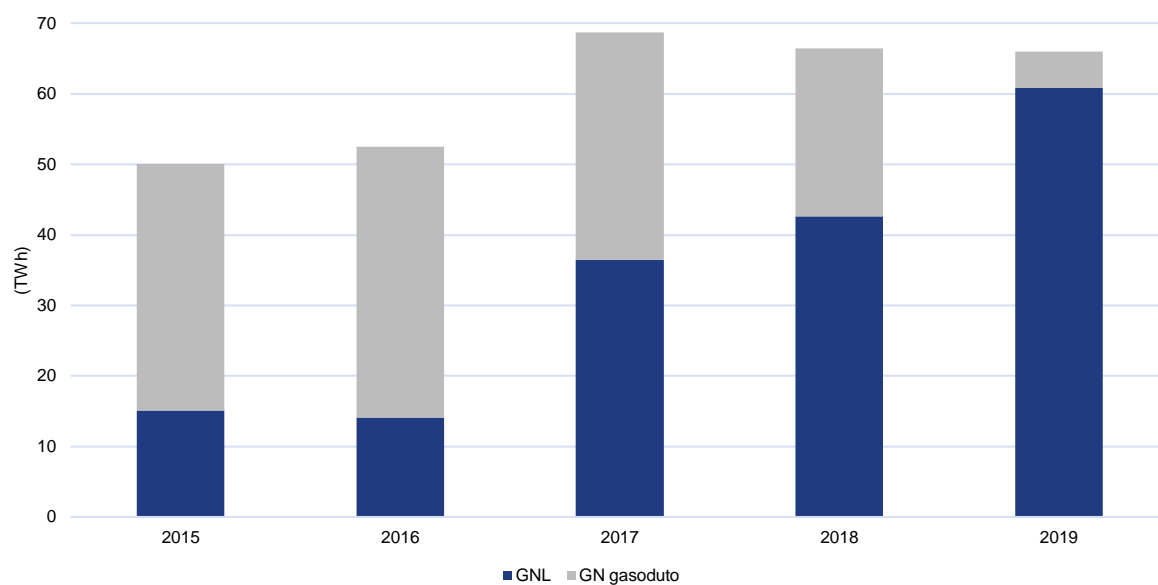
Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Até 2016 verificou-se uma menor importância do terminal, por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior, como na entrada de Valença. Desde 2017 o Terminal de Sines constituiu-se como a principal via de aprovisionamento, representando, em 2019, cerca de 87% do volume total de gás contratado.

Uma vez que Portugal não dispõe de produção própria, os principais países fornecedores de gás natural são historicamente a Argélia e a Nigéria, fundamentalmente através de contratos *take or pay* de longo prazo.

Na Figura 4-11 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural em Portugal de GNL e de gás natural proveniente da interligação transfronteiriça com Espanha, sendo que, em 2019, se importou um volume total de 66 TWh.

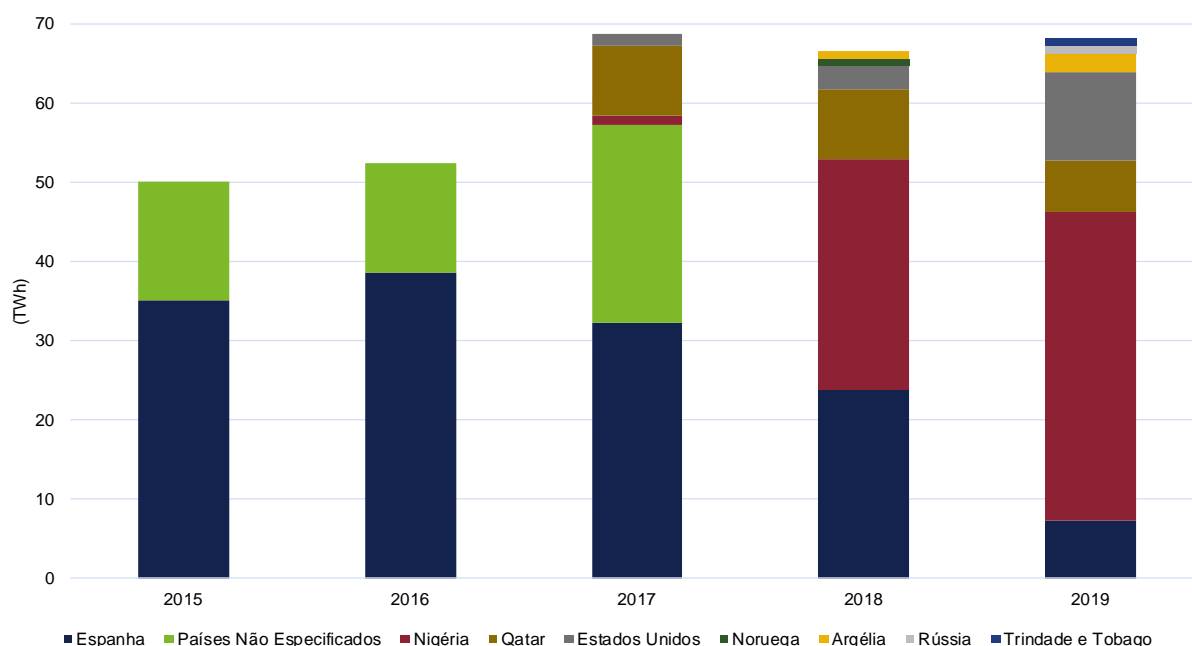
Figura 4-11 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2015 a 2019



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-12 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2015 e 2019.

Figura 4-12 – Origem do gás natural importado, 2015 a 2019



Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

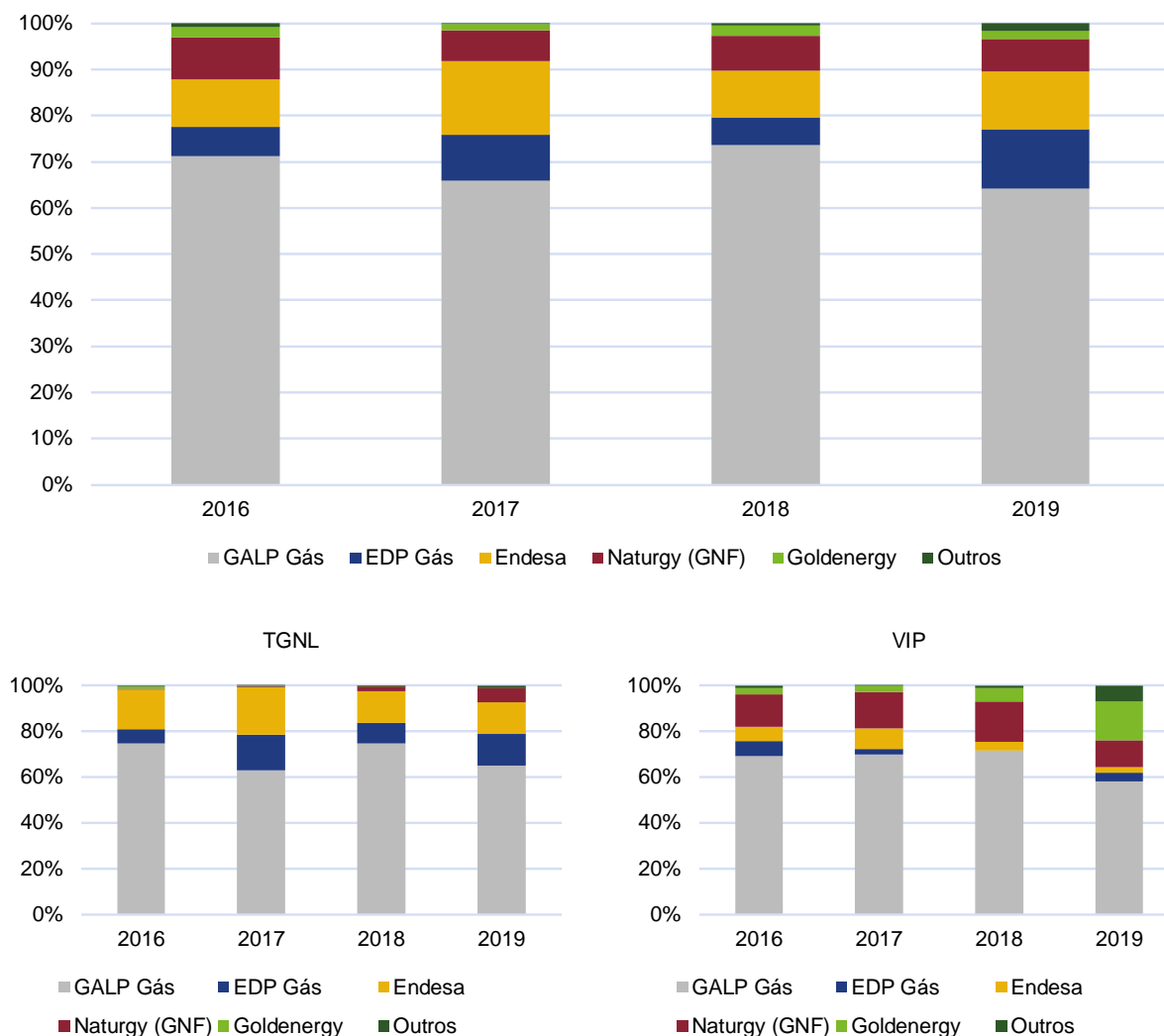
O aprovisionamento a partir da Nigéria refere-se às entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines. Por outro lado, verifica-se uma presença de Espanha, sendo estes volumes associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto, referentes ao contrato Sonatrach.

Relativamente aos restantes volumes de importação, referem-se à receção de GNL no terminal de Sines. Em 2019, salientam-se as contribuições do Qatar e, principalmente, dos Estados Unidos da América como fonte de aprovisionamento em resultado da existência de um mercado bastante líquido de gás natural no ponto virtual de negociação *Henry Hub* e com capacidade instalada de liquefação na costa leste, que possibilita a exportação de gás natural por via marítima para as mais diversas geografias.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A Figura 4-13 apresenta as entradas de gás natural na RNTGN, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines, entre 2016 e 2019, por agente.

Figura 4-13 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2019



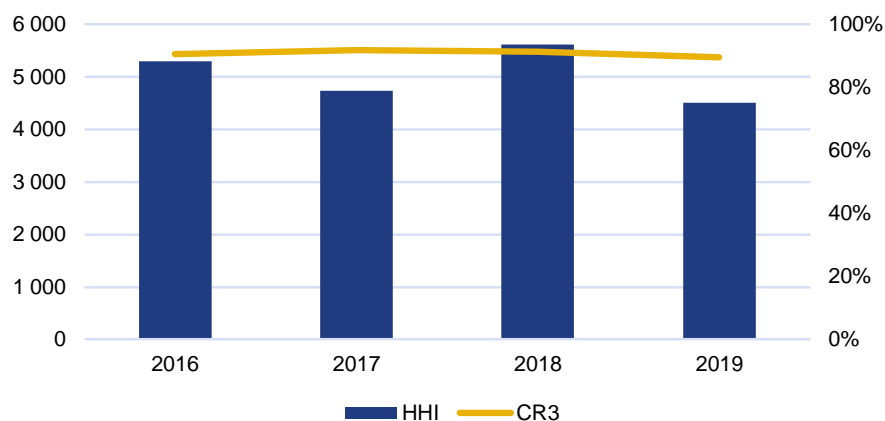
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às empresas responsáveis pelo aprovisionamento nacional, e quando se observa o total das entradas na RNTGN, verifica-se que a Galp Gás foi responsável, em 2019, por cerca de 65% das entradas, valor que se constitui como o mais reduzido no período em análise. Em 2019, os agentes de mercado Goldenergy, através de importações no VIP, e EDP Gás, a partir do terminal, surgem ambos em segundo lugar das importações consoante a infraestrutura em análise.

As importações, tanto da Endesa como da EDP Gás resultam, em grande parte, das necessidades de cobertura associadas ao aprovisionamento das suas centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 4-14 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3¹²¹, nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), entre 2016 e 2019.

Figura 4-14 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2019



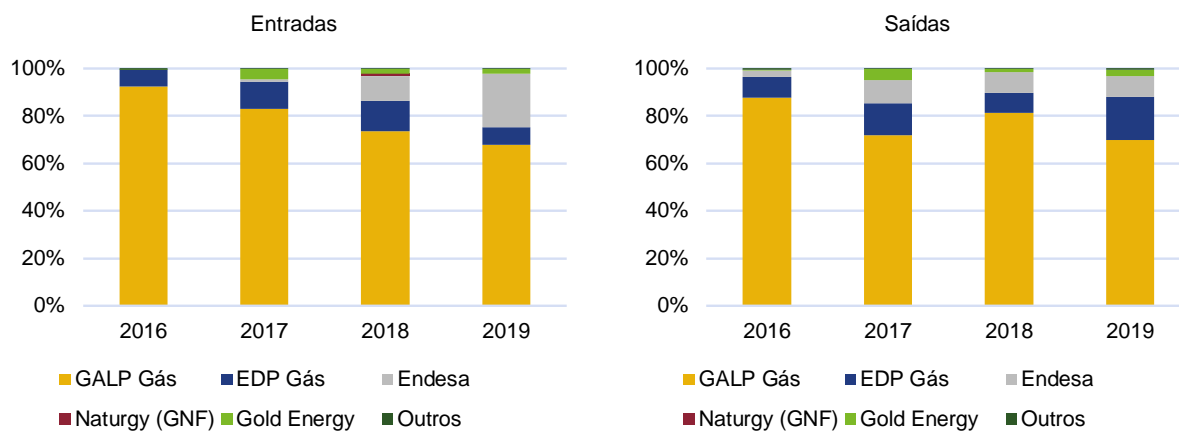
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2016 e 2018 verificaram-se valores mais elevados do HHI, i.e., uma maior concentração de mercado, relativamente às entradas na RNTGN. Uma menor utilização das CCGT influencia fortemente os valores das entradas na RNTGN por parte da Endesa e da EDP Gás, o que tem um impacto decisivo no aumento na concentração de mercado. Essa situação foi revertida, por uma maior utilização das centrais de ciclo combinado destes agentes de mercado, observada em 2019, quando se compara com o ano de 2018.

Na Figura 4-15 encontra-se a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2016 e 2019.

¹²¹ O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-15 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2016 a 2019

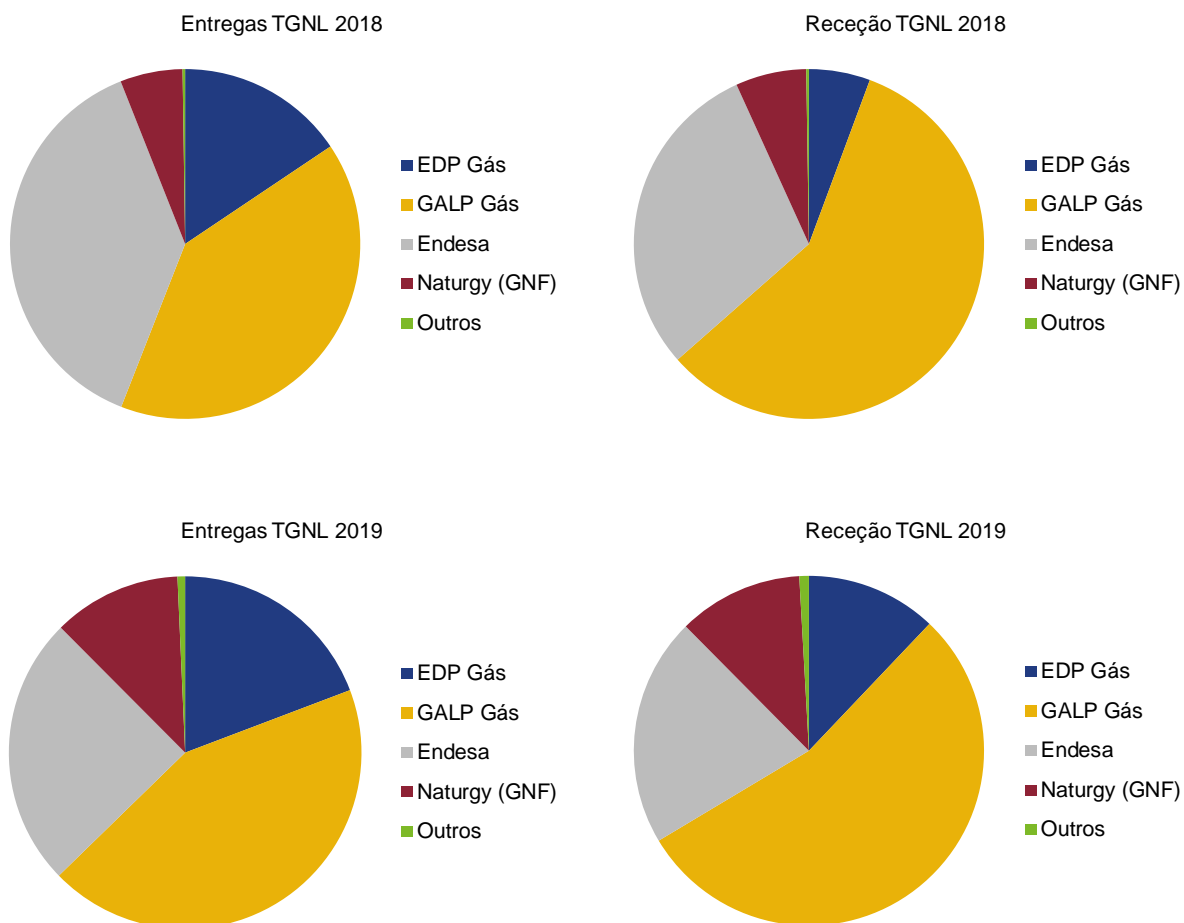


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, assinala-se um perfil de utilização por parte dos agentes semelhante ao que é feito noutras infraestruturas.

Na Figura 4-16 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de GNL no terminal de Sines, em 2018 e 2019.

Figura 4-16 – Trocas no TGNL, 2018 e 2019

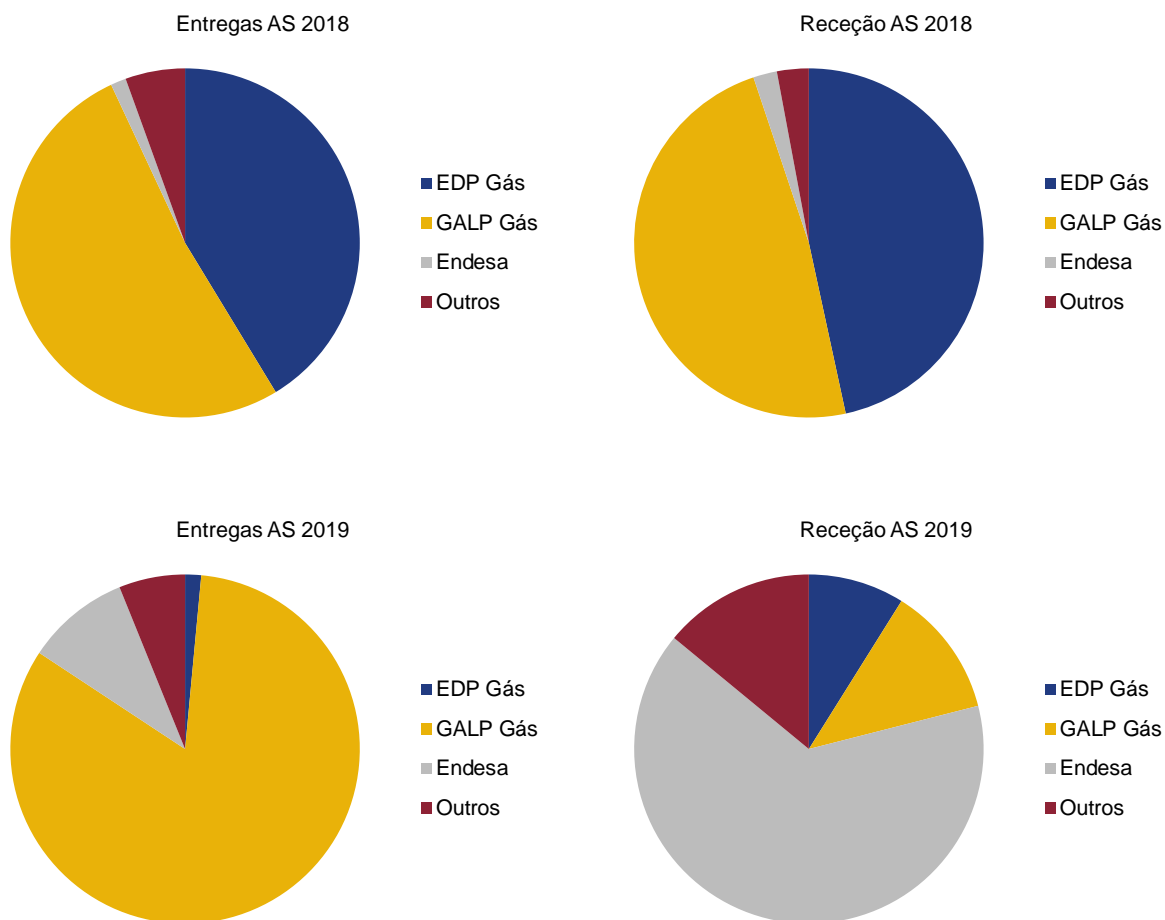


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Tanto em 2018 como em 2019, verifica-se uma manutenção dos agentes mais relevantes.

Na Figura 4-17 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2018 e 2019.

Figura 4-17 - Trocas no AS, 2018 e 2019



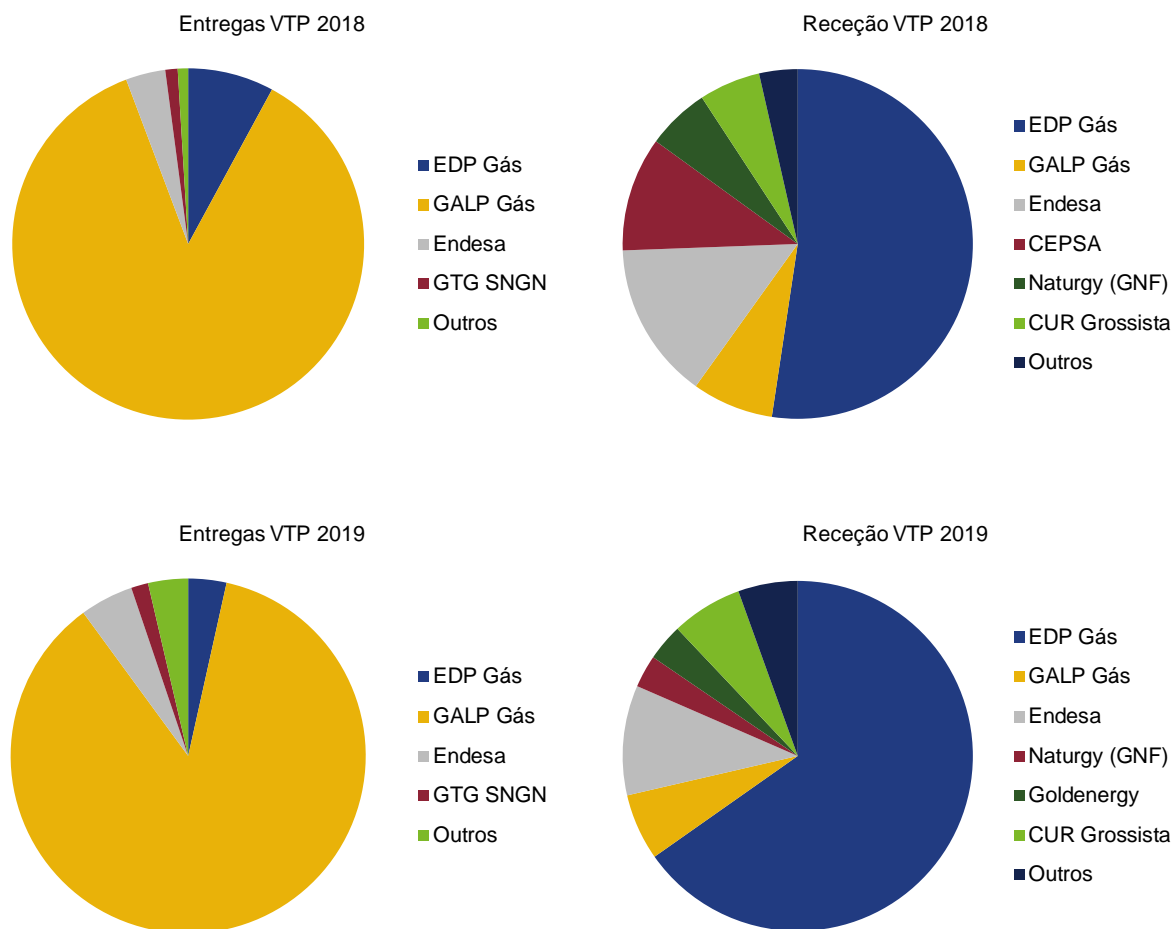
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Para o ano de 2018, as trocas no AS parecem limitar-se a meros *swaps* intertemporais, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Relativamente ao ano de 2019, observa-se a prevalência da Endesa como entidade recetora de gás natural no armazenamento subterrâneo.

Na Figura 4-18 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2018 e 2019.

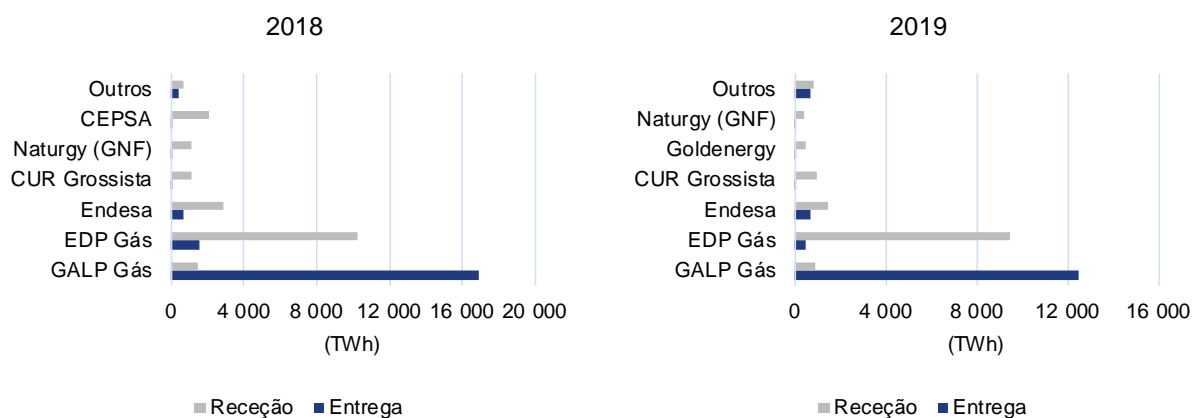
Figura 4-18 – Trocas no VTP, 2018 e 2019



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Contrariamente ao que se verifica no terminal e no armazenamento subterrâneo, em que as trocas parecem ser meros *swaps* entre agentes de mercado, através da observação da Figura 4-19, constata-se que, nas trocas no VTP, cada agente assume uma posição claramente mais vendedora ou compradora, o que sugere que este é o ponto preferencial de troca de gás natural no SNGN.

Figura 4-19 – Trocas no VTP em quantidades, 2018 e 2019



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A GALP Gás surge com quotas de venda no VTP superiores a 85%, sendo o seu volume de compras muito inferior - 6 a 8%. A EDP Gás, por sua vez, configura-se como um agente maioritariamente comprador no VTP, com quotas de mercado superiores a 50%, enquanto nas vendas tem quotas pouco relevantes - entre 3 e 8%. A Endesa surge como um agente maioritariamente comprador, com quotas de 10 a 15%, embora tenha quotas também significativas no lado da venda - 4 a 5%.

Durante o ano gás 2018-2019 não se realizaram leilões de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNGN.

REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

Dado que, em 2016, não se encontrava operacional a negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A., que foi designada como a plataforma de negociação para Portugal, no âmbito do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014, foi aprovada, nesse ano, a Diretiva n.º 16/2016 de 27 de outubro, que estabelece 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 GTG atua como comprador ou vendedor único, tendo em vista a compensação da rede.

Em 2019, iniciou-se um processo tendente à revisão das regras de mercado do MIBGAS, no sentido de incluir, nessas mesmas regras, a negociação de produtos com entrega em Portugal e em Espanha, bem como a implementação de um mecanismo de atribuição implícita de capacidade. No entanto verificou-se,

no final do ano, que o processo de aprovação dessas regras não seria exequível, pelo que se optou por prever uma aprovação de regras em Portugal, específicas para a negociação de produtos com entrega em Portugal, que deverá ocorrer durante o ano de 2020.

A entrada em vigor, em 2016, 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 GTG, afetados de um pequeno ajuste, de acordo com as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014.

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural, 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 2019, já mais de 98% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

No final de 2019, estavam presentes 13 comercializadores no mercado livre de gás natural, e 12 encontravam-se a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano. Durante o ano de 2019, cerca de 14% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor.

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

No âmbito das obrigações de publicitação de preços pelos comercializadores, bem como das competências da ERSE quanto à monitorização do mercado de gás natural e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, os comercializadores enviam à ERSE informação sobre os

preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista¹²², assim como informação atualizada sobre os preços de referência que praticam, ou preveem praticar, para os fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<).

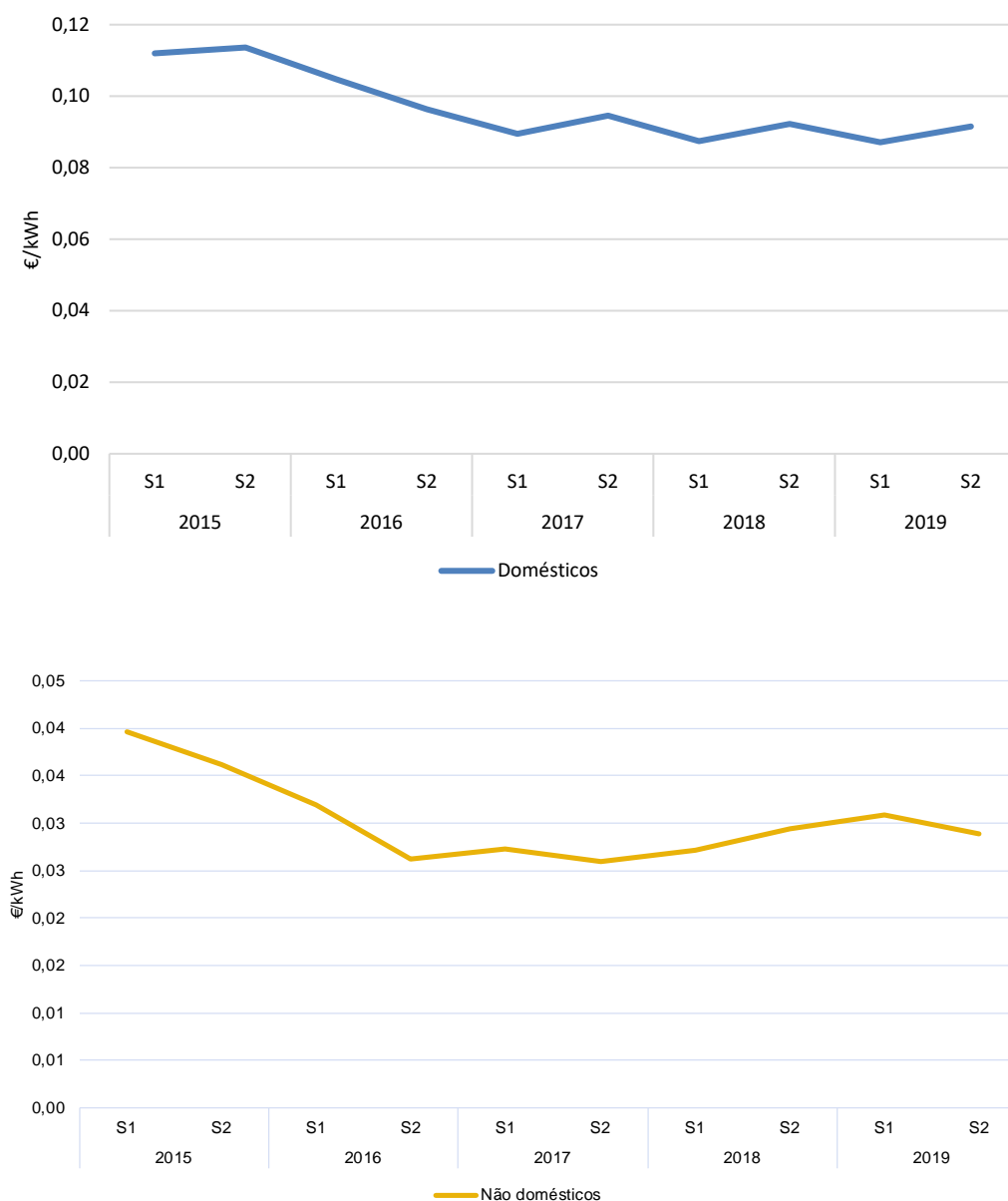
Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados por esta Entidade nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de gás natural a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou Eurostat, por exemplo).

A Figura 4-20 destaca a evolução dos preços de gás natural tanto para os consumidores domésticos como não domésticos.

Ao longo do período de análise destaca-se um decréscimo generalizado dos preços de gás natural para os consumidores analisados. Esta situação resulta essencialmente da descida do custo de acesso às redes de gás natural, que se tem verificado em Portugal nos últimos anos. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem impostos, taxas e IVA para consumidores domésticos, mas excluem o IVA e os impostos e as taxas recuperáveis, para consumidores não domésticos.

¹²² Nos termos do [Despacho n.º 3677/2011](#), de 24 de fevereiro.

Figura 4-20 – Evolução dos preços da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA e impostos) e não domésticos (sem IVA e impostos e taxas recuperáveis)



Quanto aos preços de referência, estes são entendidos como 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, 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 de outras campanhas promocionais.

Esta informação, que deve ser enviada em base anual (fim de julho) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet¹²³, as quais são descritas adiante, no ponto dedicado à transparência. Estas ferramentas são complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BP<¹²⁴.

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2019, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais¹²⁵, existiam oito comercializadores em mercado, com um total de 37 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 73 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 110 ofertas comerciais.

No referido período, a oferta comercial com menor fatura anual apresentava o valor de 165 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual. O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 77 €/ano (47%). A oferta comercial exclusivamente de gás natural com menor valor na componente de fornecimento de gás natural apresentava o valor de 190 €/ano, um desconto de aproximadamente 33% em relação à oferta mais cara.¹²⁶

A Figura 4-21 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os preços da tarifa transitória, em 2018 e 2019. Em 2019, os preços das ofertas comerciais exclusivamente de gás natural mantiveram-se estáveis, mantendo na generalidade os valores de 2018. Pelo contrário, os preços das ofertas comerciais duais, apresentam alterações significativas, atingindo o seu valor mais elevado no 1.º semestre de 2019, devido a uma nova oferta que surgiu nesse semestre. De salientar a aproximação dos preços máximos e mínimos das ofertas duais no 2.º e 3.º trimestres de 2019.

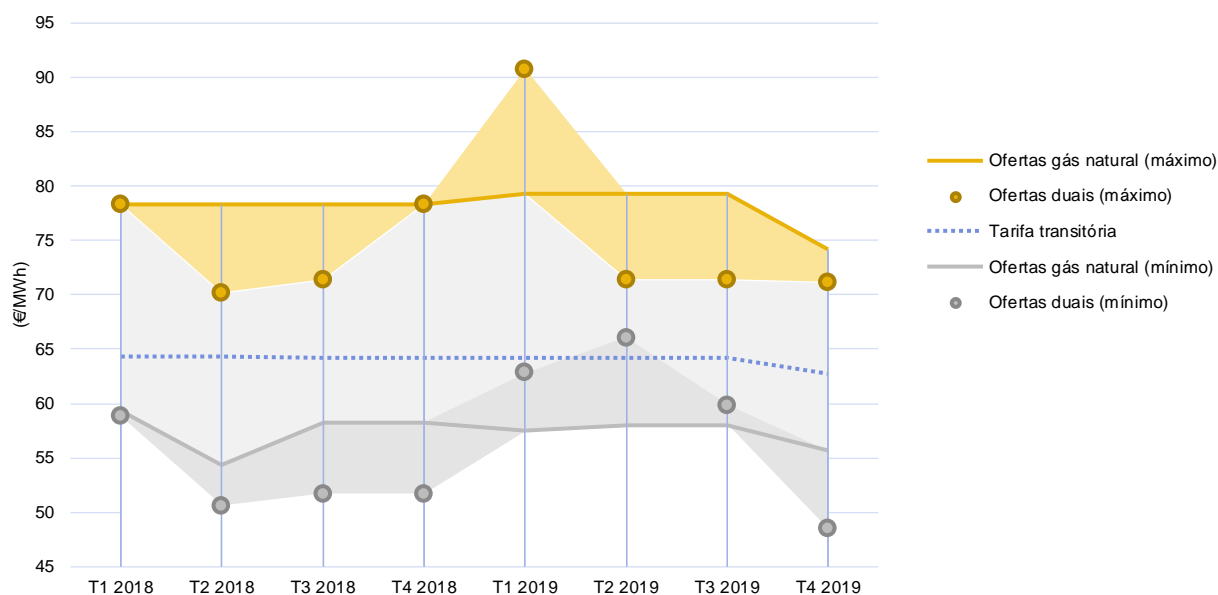
¹²³ Em <https://simulador.precos.erse.pt>.

¹²⁴ Disponíveis nos [Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural](#)

¹²⁵ Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2 (casal com filhos e sem aquecimento central), com um consumo anual de gás natural de 292 m³.

¹²⁶ Preços reais, sem impostos e taxas.

Figura 4-21 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2018 e 2019



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 disponibiliza, no seu sítio na internet, um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP¹²⁷. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental¹²⁸ permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

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 direito

¹²⁷ Disponível em <https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/>.

¹²⁸ Nas regiões autónomas não há fornecimento de gás natural sujeita a regulação da ERSE.

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

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também, na sua página de internet, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador, para garantir o acesso à informação a todos os interessados, em formato editável.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes BP< devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na internet, ofertas públicas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes¹²⁹.

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 dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m³, para unidades de energia, em kWh)¹³⁰ 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 Dados¹³¹, o qual foi objeto de revisão em 2018.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

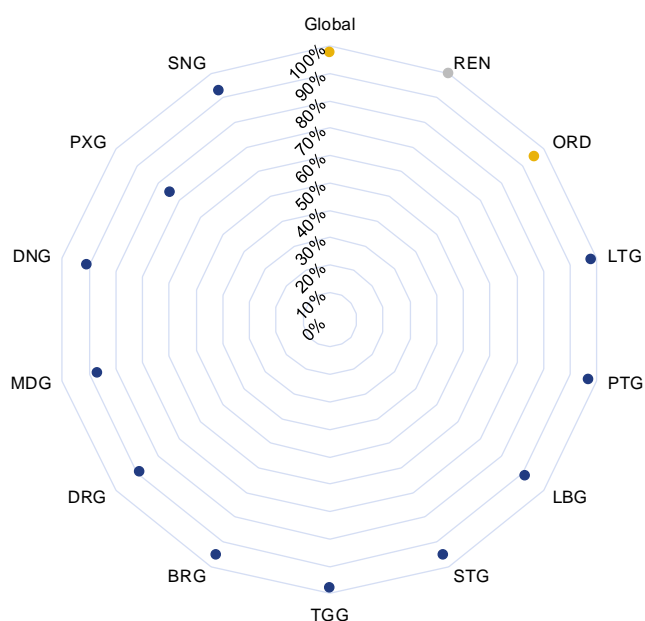
Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-22 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2019, que se encontra a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado. É observável que 98% do total do consumo, excluindo os centros eletroprodutores devido ao seu volume expressivo em termos de consumo, é assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

¹²⁹ Nos termos do número 2 do artigo 87.º do [Regulamento n.º 416/2016](#), de 29 de abril, com as alterações aprovadas pelo [Regulamento n.º 224/2018](#), de 16 de abril e pelo [Regulamento n.º 365/2019](#), de 24 de abril, que aprova o RRC do setor de gás natural.

¹³⁰ A faturação de gás natural é efetuada em €/kWh, nos termos do artigo 111.º do RRC do setor do gás natural.

¹³¹ Aprovado pela [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

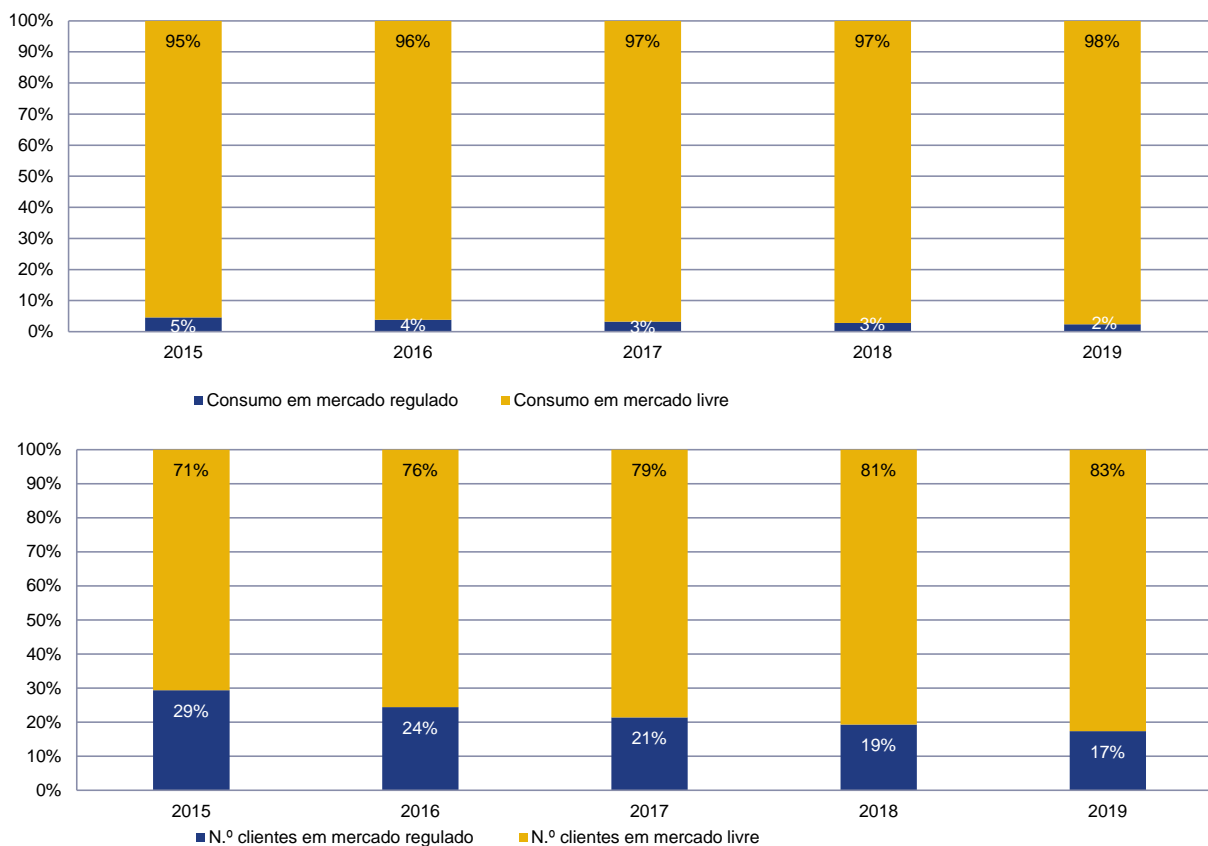
Figura 4-22 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2019



Fonte: dados REN Gasodutos. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; 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 deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes, incluindo os clientes residenciais. A evolução do mercado liberalizado entre 2015 e 2019 pode ser observada na Figura 4-23.

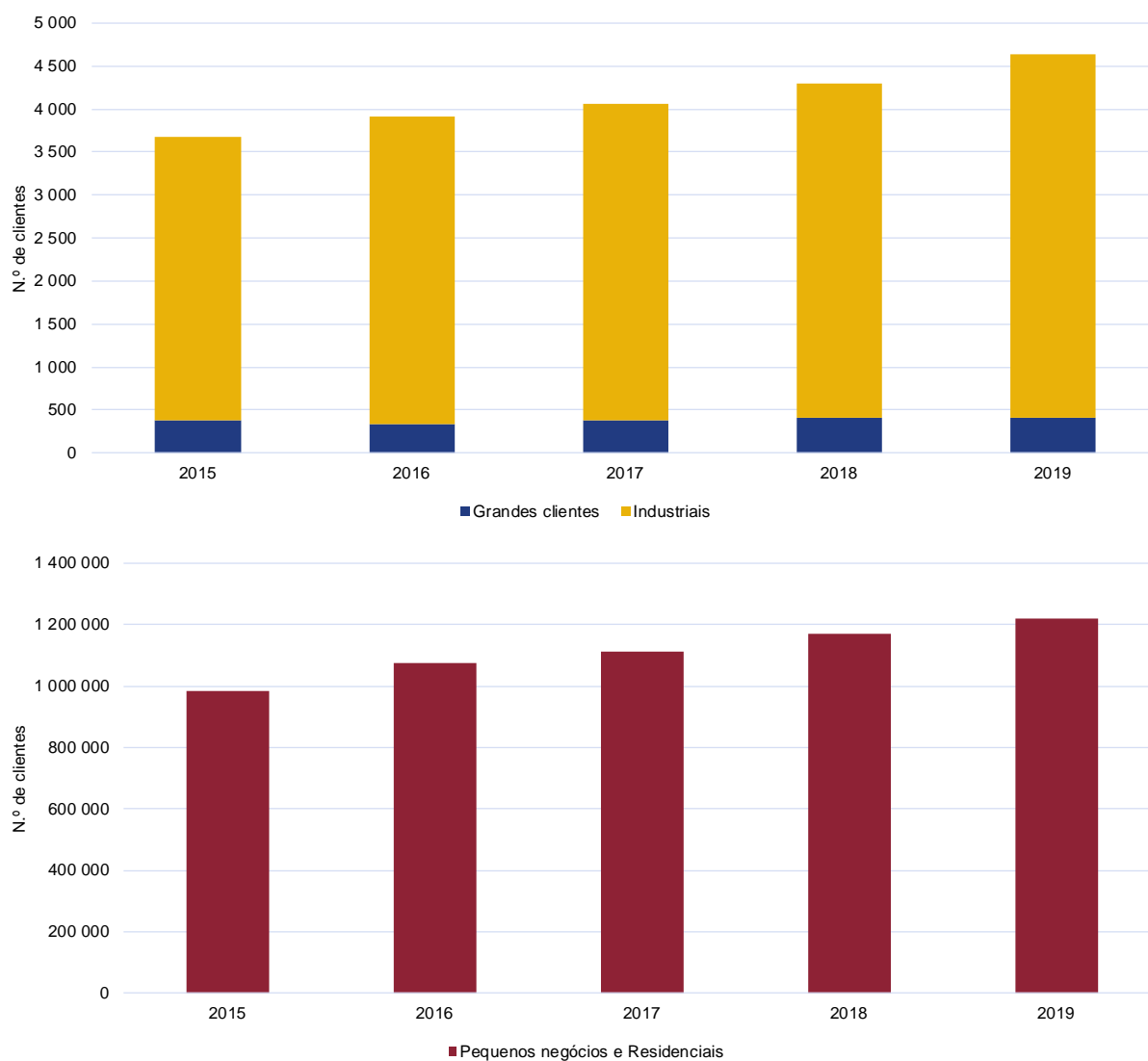
Figura 4-23 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2015 a 2019



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 anual inferior a 10 mil m³) e, também, de clientes industriais (com um consumo anual entre 10 mil m³ e 1 milhão de m³) que, em 2019, aumentaram cerca de 9% face ao ano anterior (vide Figura 4-24). Em 2019, cerca de 83% dos clientes já está no mercado livre.

Figura 4-24 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2015 a 2019

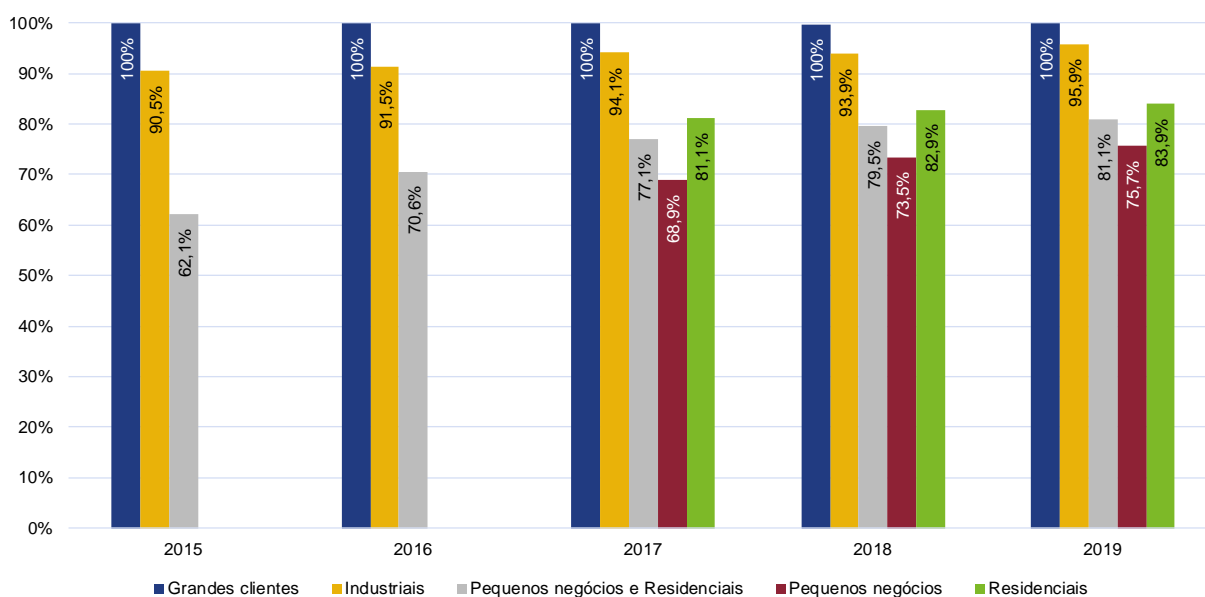


Fonte: dados REN Gasodutos

Na figura anterior pode observar-se ainda que, em 2019, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a 1 milhão de m³), registou um aumento de 1% face a 2018. O número de clientes residenciais e pequenos negócios aumentou cerca de 5%, enquanto que os industriais aumentaram cerca de 9%.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-25, sendo observável que, desde 2015, pelo menos, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-25 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2015 a 2019



Fonte: dados REN Gasodutos

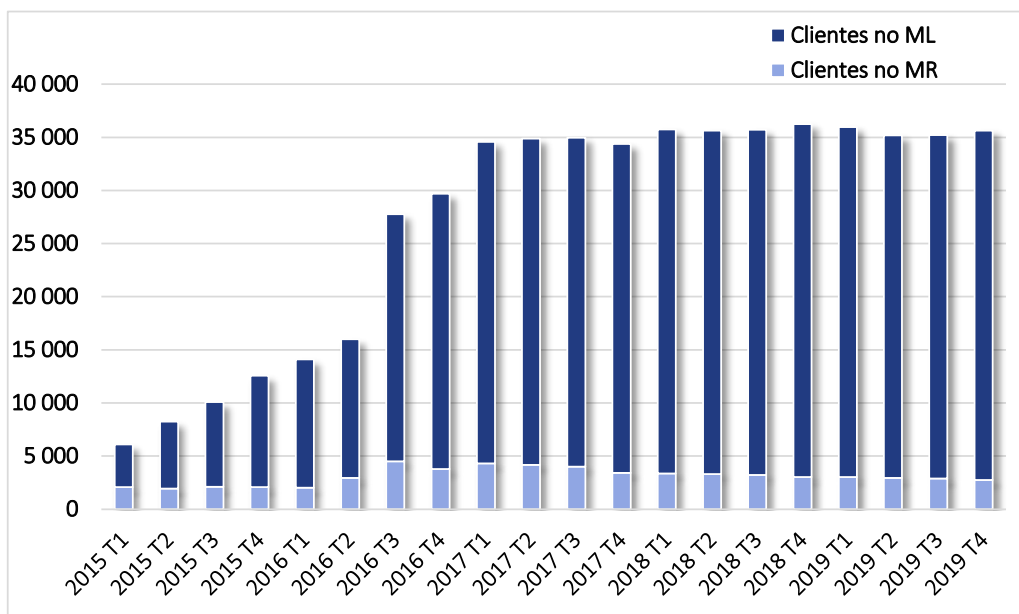
Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, cerca de 96% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

No mercado liberalizado, existia um comercializador, a Galp Power, com quota superior a 50% no final de 2019. O segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais uma competitividade bastante elevada.

O segmento residencial, 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 8% do consumo total neste mercado.

No final de 2019, existiam 35.624 consumidores no setor do gás natural abrangidos pela tarifa social, 2.894 no mercado regulado e 32.890 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-26. No global, 1,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social que está mais ou menos estável em torno dos 35 000 clientes desde 2017.

Figura 4-26 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor gás natural, 2015 a 2019

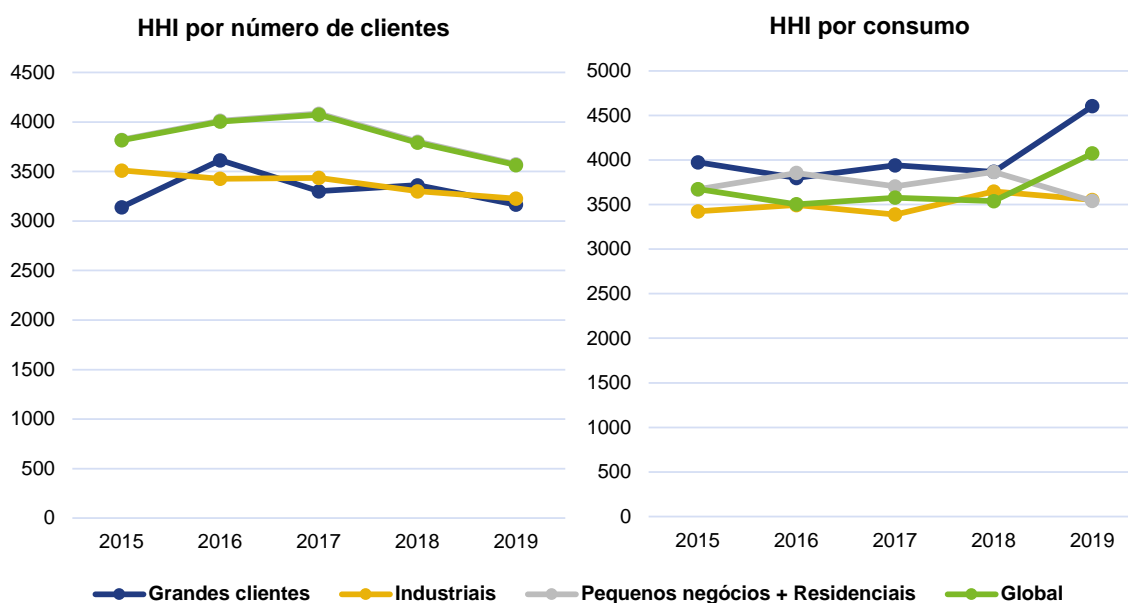


Fonte: dados dos Comercializadores

Similarmente ao ano de 2018, em 2019 observou-se uma redução da concentração em número de clientes.

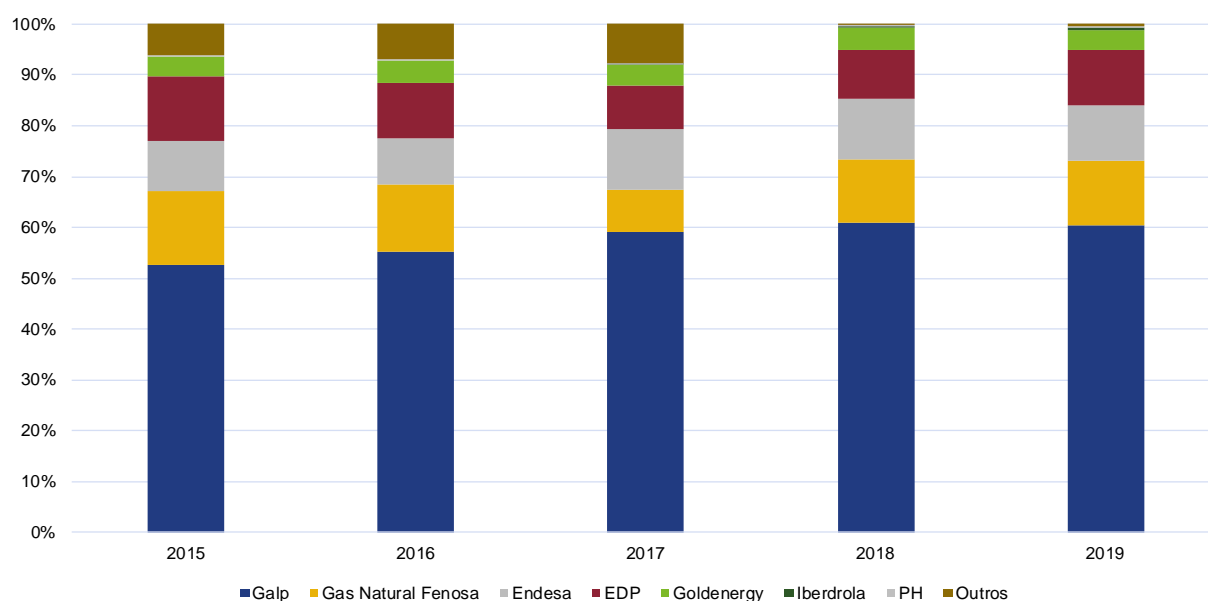
No que se refere ao consumo, observou-se um aumento da concentração, vide Figura 4-27.

Figura 4-27 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2015 a 2019 (HHI)



A Galp, principal operador no mercado do gás natural, registou uma tendência crescente entre 2015 e 2019. Em 2019, a respetiva quota foi de 60%, conforme se pode extrair da Figura 4-28.

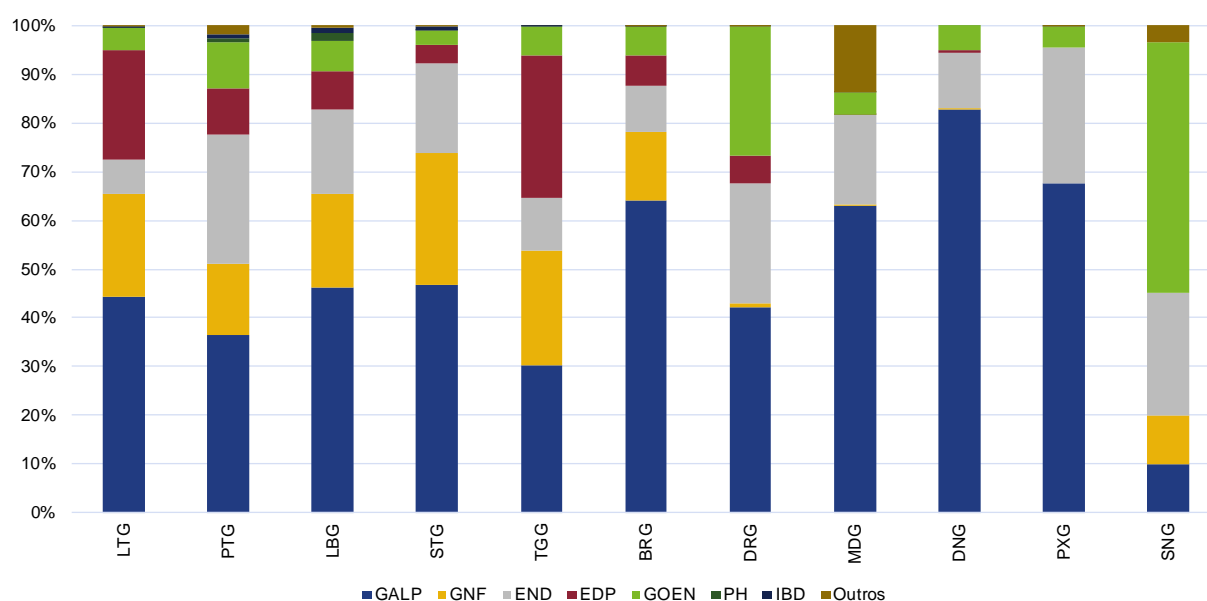
Figura 4-28 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2015 a 2019



Fonte: dados REN Gasodutos

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-29. Em 2019, o grupo Galp deteve uma quota de mercado superior a 40% em mais de metade das redes de distribuição.

Figura 4-29 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2019



Fonte: dados REN Gasodutos

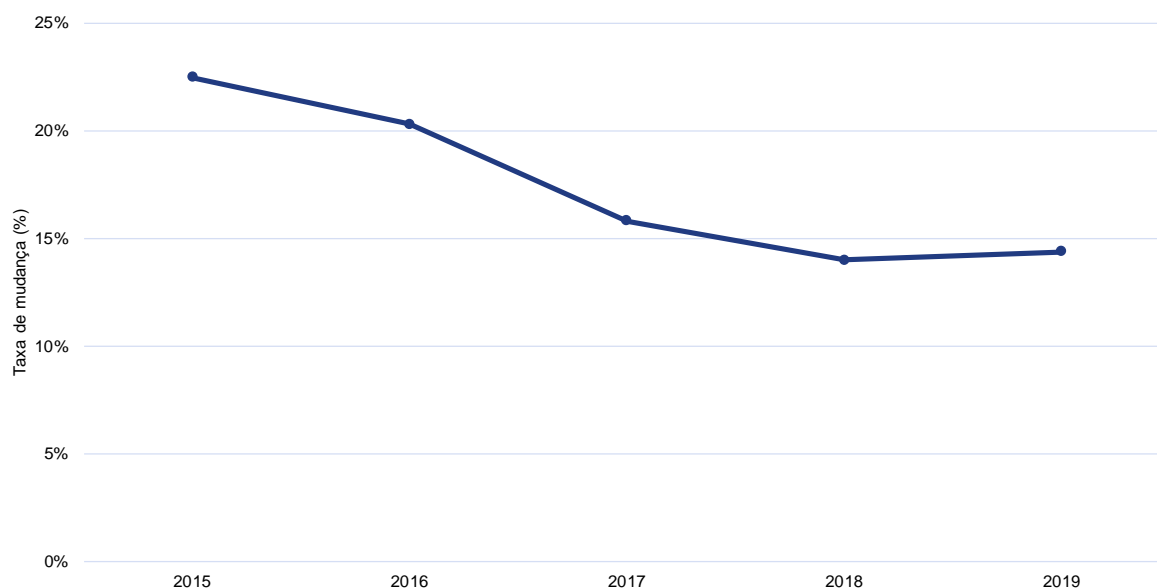
Em 2019, a EDP Comercial continuou a ocupar uma posição de destaque em termos de quota de fornecimento de gás natural, nomeadamente nas redes de distribuição operadas pela Lusitaniagás (LTG) e Tagusgás (TGG).

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

A Endesa e a Gás Natural Fenosa têm posições relevantes nas áreas concessionadas pela REN Portgás (PTG), LisboaGás (LBG), Setgás (STG) e Beiragás (BRG).

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, apesar da tendência de diminuição observada nos últimos anos. Em 2019, cerca de 14% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-30.

Figura 4-30 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2015 a 2019



Fonte: dados REN Gasodutos

A ERSE disponibiliza na sua página na internet¹³² uma análise evolutiva do mercado retalhista, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

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

RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2019 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. Importa salientar que se manteve em vigor o regime transitório de tarifas de venda de gás natural a clientes finais em BP, bem como para os clientes finais em MP.

¹³² <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+G%C3%A1s+Natural&setor=&ano=&descricao=>

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

Conforme referido *supra*, a ERSE possui competências próprias, que advêm do quadro legal do setor energético e da concorrência. Neste âmbito, durante o ano de 2019, foi emitido um parecer, por solicitação da Autoridade da Concorrência, sobre a operação de concentração que consistiu na aquisição do controlo exclusivo, por parte da GALP Gás Natural Distribuição, S.A. (“GGND”), da Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A. (a adquirida “Tagusgás”), e respetiva subsidiária detida a 100% - Tagusgás Propano, S.A. (“Tagusgás Propano”), mediante a aquisição da participação social detida pela Gásriba, SGPS, S.A. (“Gásriba”). A operação incidiu sobre a atividade de distribuição e comercialização de gás natural e de gás propano, uma vez que a entidade objeto de aquisição e a sociedade adquirente desenvolvem tais atividades em Portugal continental. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE, sujeita à adoção do compromisso de alienação da Tagusgás a entidades concorrentes do grupo adquirente.

É importante referir ainda que, em 2019, ocorreu a aprovação do Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril, que inclui a figura de um gestor de garantias do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Tal figura, que já estava anteriormente prevista para o setor elétrico e que poderia ser comum para o SNGN e para o Setor Elétrico Nacional, passou a ser responsável pela gestão integrada das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão à gestão técnica global do SNGN e dos contratos de usos de redes.

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

Desde 1 de julho de 2012¹³³ que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, publicadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um caráter transitório.

Em 2019 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em baixa e média pressão¹³⁴, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em alta pressão.

¹³³ Para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³ e 1 de janeiro de 2013, para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m³, nos termos do [Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março](#).

¹³⁴ O período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais superiores a 10 000 m³, foi alterado para 31 de dezembro de 2022, e para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³ foi alterado para 31 de dezembro de 2025, pela [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 de abril.

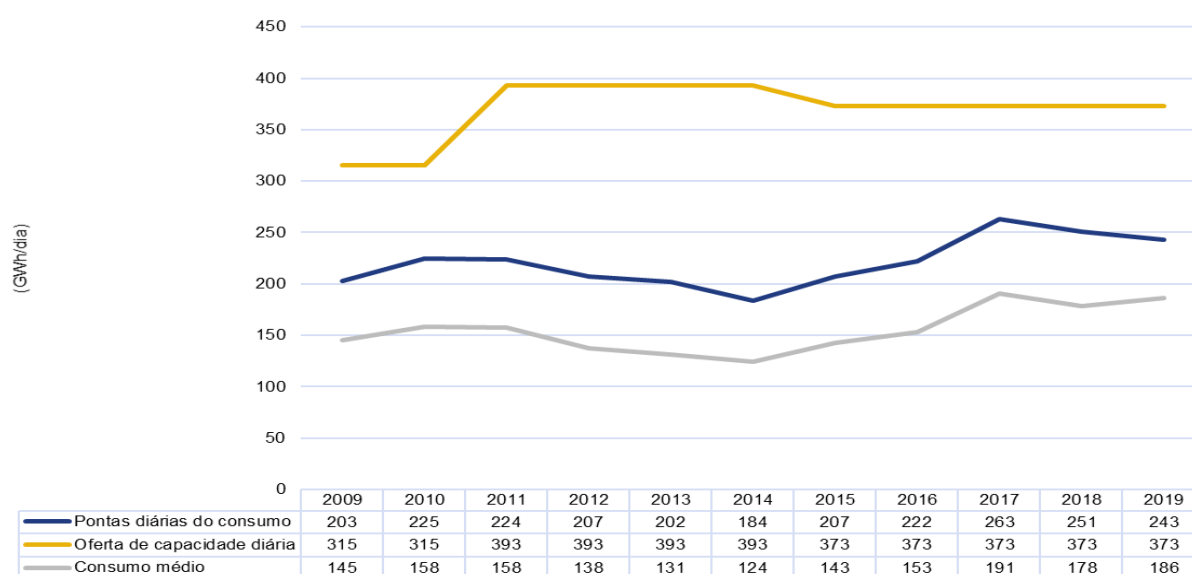
As tarifas transitórias de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes e às infraestruturas, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada¹³⁵, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE¹³⁶.

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

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 4-31 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNGN¹³⁷, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2009 e 2019. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 2,5% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNGN ocorreu em 2017, tendo sido registado um valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-31 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2009 a 2019



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2020-2029 e REN - Dados Técnicos 2019

¹³⁵ O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação da [Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril](#). É igualmente aplicável o [Despacho n.º 11412/2015, de 12 de outubro](#).

¹³⁶ [Diretiva n.º 12/2019, de 1 de julho](#).

¹³⁷ 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.

Da análise da figura anterior é possível constatar que a oferta de capacidade diária registou um crescimento de 25% de 2010 para 2011, em resultado de um *upgrade* ao sistema de regaseificação do terminal de GNL de Sines e da venda da Enagás à REN Gasodutos da sua participação na Rede Nacional de Transporte. Em contrapartida em 2014 verificou-se um decréscimo de 5% da capacidade de oferta diária em resultado da redução da capacidade de transporte da Enagás na interligação de Tuy-Valença do Minho. Essa restrição continua a manter-se até hoje. Para além disso, é ainda possível observar que a oferta de capacidade no SNGN é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. No ano de 2019, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 50% e 65% da oferta de capacidade no SNGN, respetivamente.

O Quadro seguinte apresenta a evolução do consumo anual de gás natural verificada nos últimos quatro anos, por tipo de rede.

Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2016 e 2019

Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)	2016	2017	2018	2019
Centros eletroprodutores	15,39	27,56	20,77	23,82
Clientes da rede de Alta Pressão	15,53	16,51	17,20	17,13
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	23,60	24,09	25,13	25,13
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,34	1,50	1,83	1,87
Total	55,85	69,66	64,92	67,95

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás

(2) UAG - Unidades Autónomas de Gás

O Quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores de redes do SNGN entre 2016 e 2019.

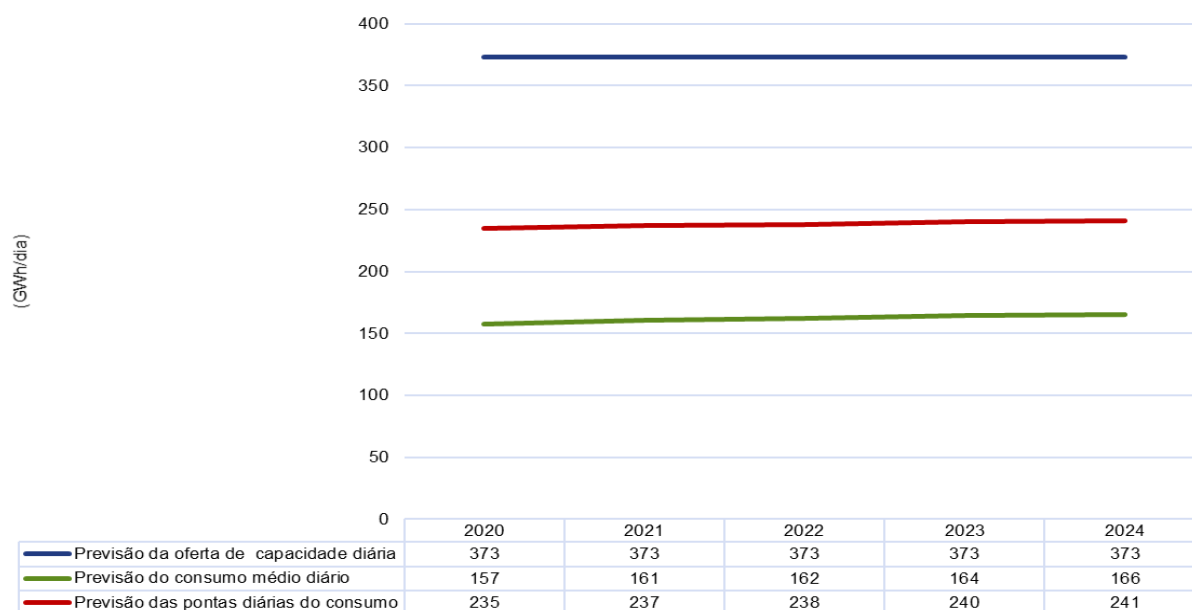
Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNGN entre 2016 e 2019

Indicadores do SNGN	2016	2017	2018	2019
Consumo máximo diário (GWh/dia).	222	263	251	243
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade técnica máxima) em TWh/ano	117	117	117	117
Capacidade máxima diária de regaseificação do terminal de LNG (GWh/dia)	321	321	321	321
Capacidade de armazenamento de GNL (GWh)	2569	2569	2569	2569
Capacidade de armazenamento comercial do Armazenamento subterrâneo em Mm3(n)	321	321	321	321
Armazenamento subterrâneo - Máxima capacidade de extração (GWh/day)	129	129	129	129
Número de ORT	1	1	1	1
Extensão da rede de transporte (km)	1375	1375	1375	1375
Número de ORDs	11	11	11	11
Extensão das redes dos ORD (km)	18245	18565	18987	18862

4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-32 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNGN, do consumo médio diário de gás natural e das pontas anuais de consumo, entre 2020 e 2024.

Figura 4-32 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2020 a 2024



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2020-2029

Com base nos dados da REN Gasodutos S.A., 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 2024 prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão cerca de 44% e 65% da oferta de capacidade no SNGN, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos S.A., os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2018-2027 não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

4.3.2 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 procura.

Apesar do SNGN ter dependido principalmente de um grande país fornecedor de gás - a Argélia - a diversificação de origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração ocorreu em 2004. Tal como em 2018, em 2019 o país que mais contribuiu para o abastecimento de gás natural do SNGN foi a Nigéria.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, no que respeita à diversificação das fontes de aprovisionamento, foi a integração do mercado português no âmbito do mercado ibérico iniciada em 2017. Com efeito, manteve-se em 2019 a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, embora no período em questão com uma redução da utilização das interligações e o aumento das cargas no terminal de GNL, com benefício 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, as quais devem salvaguardar o aprovisionamento dos “clientes protegidos”, estabelecidos em conformidade com o Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, e os produtores de eletricidade em regime ordinário não interruptíveis, por um período de 30 dias, numa situação de falta de aprovisionamento ao SNGN.

Tendo por base as conclusões do “Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SNGN para o período 2020-2040” (publicado pela DGE e aprovado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia), a RNTIAT dispõe de 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, também estão implementadas medidas do lado da procura, as quais consistem na utilização de combustíveis alternativos, em concreto combustíveis derivados de petróleo, em substituição do gás natural, nos produtores de eletricidade em regime ordinário interruptíveis. Com efeito, as centrais eletroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel e estão autorizadas contratualmente a garantirem o seu funcionamento mediante a queima de combustível alternativo ao gás natural, nos termos previstos no artigo 50.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

Em 2019, a ERSE prosseguiu a sua atribuição geral de proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia. Esta é uma preocupação transversal à atividade da ERSE, estando presente em todas as iniciativas e decisões regulatórias, designadamente no âmbito da promoção de regras de relacionamento comercial transparentes e justas, tarifas e preços que reflitam custos eficientes, qualidade dos serviços prestados e promoção da informação e esclarecimento dos consumidores.

Neste quadro, a ERSE desenvolve atividades de proteção dos consumidores, de forma continuada, dentro dos seguintes temas: (i) medidas de natureza regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação; (iii) disponibilização de informação; e (iv) outros desenvolvimentos na área do relacionamento de consumo.

A ERSE verifica e acompanha as alterações introduzidas pelos comercializadores em regime de mercado nas condições gerais dos contratos de fornecimento propostos e aquelas que são apresentadas pelos novos comercializadores.

Na informação aos consumidores, além da resposta a questões individualmente apresentadas, tratadas em sede da gestão da conflitualidade, são elaborados e divulgados periodicamente conteúdos formativos e informativos através do Portal da ERSE, numa área especificamente dedicada aos consumidores de energia.

Para efeitos de lançamento do novo Portal da ERSE, que ocorreu no dia 9 de janeiro de 2020, foram preparados em boa parte do ano de 2019 conteúdos informativos especialmente destinados aos consumidores de energia, principalmente os associados ao ciclo comercial do fornecimento de eletricidade e de gás natural, bem como à mobilidade elétrica e aos combustíveis líquidos e gases de petróleo liquefeito (GPL). Neste contexto, foi igualmente criada uma assistente virtual – a Gia - que disponibiliza aos consumidores um conjunto de perguntas e respostas consideradas mais frequentes, elaboradas também em 2019.

Em paralelo, em 2019 foi dada continuidade à produção e divulgação, inclusive na imprensa, de Alertas de Más Práticas. Estes alertas foram lançados no dia 29 de maio de 2017 (Dia Mundial da Energia) e foram preparados e orientados para os consumidores com maior vulnerabilidade no acesso à informação. Estes alertas colocam em evidência algumas práticas comerciais levadas a cabo por comercializadores de energia que se pretendem evitar ou prevenir, designadamente com conselhos práticos simples.

Do mesmo modo foram elaborados materiais informativos designados “Mobilidade elétrica: Como funciona?” e “Combustíveis: Como funciona?”.

Foram também preparados novos “Anotes” (conselhos úteis) e “Dicas” (de poupança), que foram amplamente divulgados junto de organizações de defesa do consumidor, entidades de Resolução Alternativa de Litígios de Consumo (RALC), autarquias locais, agências de energia, etc.

Foram também publicados anúncios, em jornais nacionais e regionais, com informação destinada aos consumidores mais vulneráveis.

No mês de novembro de 2019 foi ainda difundida, por algumas rádios nacionais selecionadas, uma campanha de informação, com o prazo de validade de 12 meses, com conselhos aos consumidores.

Trimestralmente é emitido o Boletim do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia), onde são abordados diferentes temas relacionados com questões de consumo, sendo também divulgados os números relativos aos pedidos de informação e reclamações tratados em cada trimestre, incluindo entradas, conclusões, temas e principais resultados.

O programa ERSEFORMA, que tem como objetivo prioritário apoiar as instituições com responsabilidades no esclarecimento dos consumidores e poder disseminador e multiplicativo dos conteúdos sobre o setor energético – entidades de resolução alternativa de litígios, centros de arbitragem, associações de consumidores, entidades da esfera pública municipal e da administração central – abriu o seu programa de 2019 com uma ação, realizada em fevereiro, sobre tarifas de energia.

A 30 de maio de 2019 realizou-se nas instalações da ERSE a formação “Eletricidade e Gás Natural: contratação e práticas associadas”, igualmente dirigida aos Centros de Arbitragem de Conflitos de consumo e associações de consumidores.

Foi também realizada nas instalações da ERSE uma formação sobre “Temas selecionados: prática regulatória, tarifas e preços regulados, funcionamento dos mercados e o regime sancionatório da ERSE” (26 de junho).

A ERSE participou ainda como formadora, a 20 de novembro de 2019, em Barcelos, no Seminário “Serviços Públicos Essenciais”, promovido pelo CIAB (Centro de Informação, Mediação e Arbitragem de Consumo – Tribunal Arbitral de Consumo) do Vale do Cávado.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados na página da ERSE na internet, em <https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/>.

Na vertente da resolução de conflitos, emergentes das relações de natureza comercial e contratual com os consumidores de energia, além do esclarecimento das partes envolvidas, a ERSE pode recomendar ou sugerir a resolução de um litígio, ainda que não possa impor a solução do caso concreto.

Em paralelo, a ERSE fomenta o recurso à arbitragem, em especial a assegurada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes. No dia 24 de julho de 2019, foram celebrados protocolos de cooperação com sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, cuja atuação cobre o território de Portugal continental, fornecendo a ERSE apoio técnico e financeiro. No capítulo seguinte, apresenta-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações (e pedidos de informação) levado a cabo em 2019 pela ERSE.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

Na sua intervenção direta na gestão de conflitualidade, a ERSE promove o recurso à arbitragem voluntária e faz uso de outros mecanismos de resolução de litígios de carácter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE pode ainda promover inspeções 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.

Estas tarefas encontram-se internamente atribuídas a uma equipa dedicada ao apoio ao consumidor de energia. O ACE (Apoio ao Consumidor de Energia) é uma unidade funcional autónoma, cuja atuação assenta em três grandes áreas: i) a informação ao consumidor; ii) a formação/educação do consumidor; e iii) o tratamento de reclamações/resolução de conflitos.

A atribuição estatutária de informar e esclarecer os consumidores de energia foi concretizada, em 2019, através da resposta escrita a pedidos de informação, do atendimento telefónico através de uma linha dedicada, todos os dias úteis, entre as 15h e as 18h, e da elaboração e atualização de conteúdos informativos constantes tanto da página da ERSE na internet como em suporte físico. O atendimento telefónico é assegurado diretamente por colaboradores da ERSE. A ERSE também assegura o atendimento presencial, sujeito a prévio agendamento.

Os pedidos de informação dirigidos à ERSE por escrito têm origem em diversos canais, privilegiando-se cada vez mais os meios eletrónicos. Em 1 de julho de 2017, entrou em funcionamento a plataforma digital do Livro de Reclamações Eletrónico, através da qual os consumidores podem escolher entre apresentar uma reclamação ou um pedido de informação, sendo que este último é enviado direta e exclusivamente à entidade reguladora do setor. Entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2019, a ERSE recebeu, via plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico, 692 pedidos de informação. O número total de pedidos de informação registados na ERSE em 2019 foi de 1244. A “faturação” e o “contrato de fornecimento”, assim como a matéria relativa às “tarifas e preços”, foram os temas mais suscitados pelos consumidores em pedidos de informação dirigidos à ERSE.

O tratamento de reclamações, à semelhança da resposta aos pedidos de informação, assenta, desde logo, numa ferramenta informática de gestão de processos (CRM) através da qual são geridas as várias fases do processo, desde a triagem à resposta final, passando pela análise jurídica e eventuais pedidos de apoio técnico junto das demais unidades orgânicas de regulação.

Em 2019 foram registadas 21 358 reclamações, que deram origem a processos novos. No mesmo período, foram concluídos 21 041 processos (inclui reclamações e pedidos de informação), na sua maioria, com informação ao consumidor, após análise do caso concreto e da resposta obtida junto da entidade reclamada.

Quanto à distribuição setorial, destacou-se o setor elétrico, com 65% do total de reclamações recebidas, uma vez que o universo de consumidores de eletricidade (cerca de 6 milhões) é muito superior ao de gás natural (aproximadamente 1,5 milhões), que representou 9% das solicitações dirigidas à ERSE.

O fornecimento dual (eletricidade e gás natural) representou 14% e as reclamações associadas aos setores dos combustíveis e do GPL canalizado (7%), ambas continuando a apresentar uma tendência crescente. As reclamações associadas aos setores dos combustíveis e do GPL canalizado começaram a ser recebidas na ERSE a partir do dia 1 de julho de 2017, data de entrada em vigor do novo regime jurídico do Livro de reclamações, introduzido pelo Decreto-Lei n.º 74/2017, de 21 de junho que, entre outras alterações, veio atribuir à ERSE novas competências em matéria de verificação do cumprimento daquele regime, e continuam a apresentar uma tendência crescente.

Os restantes 5% de reclamações recebidas, referem-se a matérias que não são da competência da ERSE.

A plataforma digital do Livro de Reclamações Eletrónico foi responsável pela entrada na ERSE de 10 710 reclamações, registadas até 31 de dezembro de 2019.

No que diz respeito aos temas abordados nas reclamações dos consumidores, a “faturação” também surge como o tema mais reclamado em 2019 (28%), seguido pelas questões relativas ao “contrato de fornecimento” (12%).

6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE

6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos S.A, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE em 2015, como Operadores das Rede de Transporte (ORT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), após verificação do cumprimento integral das condições de certificação.

O processo de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e do operador da rede de transporte de gás natural, da competência da ERSE, visa avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial destes operadores.

Desde 2015 que a ERSE tem vindo a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanentes do cumprimento das condições da certificação atribuída a estes operadores.

Para esse efeito, o operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador da rede de transporte de gás natural, devem enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho, um relatório, respeitante a 31 de maio desse ano, contendo informação completa e detalhada sobre o estado do cumprimento das condições relativas à independência, no plano jurídico e patrimonial, destes operadores de rede previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se insere.

O operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador de rede de transporte de gás natural devem, ainda, enviar à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas, bem como informação anual e semestral que a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. divulgue ao mercado ou à Comissão de Mercados e Valores Mobiliários (CMVM).

As referidas obrigações foram cumpridas pelo operador da RNT (eletricidade) e pelo operador da RNTGN (gás natural), não existindo elementos conhecidos pela ERSE, durante o ano de 2019, que coloquem em causa o cumprimento das condições fixadas na decisão de certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e da REN Gasodutos, S.A., conforme relatórios destes operadores enviados à ERSE em junho de 2019.

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 de regulação.

No exercício da sua atividade, no exercício das suas atribuições, a ERSE aprova regulamentos, emite instruções e decisões vinculativas sobre as empresas reguladas, pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Paralelamente, desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de eletricidade e gás natural, exige às empresas reguladas informações relevantes para o cumprimento das suas funções, solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE, bem como desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção.

Para além disso, a ERSE promove a informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade e gás natural, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios e sanciona os comportamentos das empresas reguladas que constituam infrações classificadas como contraordenação.

Em 2019 foram publicados os seguintes regulamentos da ERSE:

- Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro - Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico
- Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril - Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural
- Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril - Alteração do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural
- Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril - Segunda alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto - Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica
- Regulamento n.º 628/2019, de 9 de agosto - Designação e características dos membros do conselho consultivo, do conselho para os combustíveis e do conselho tarifário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

- Regulamento n.º 737/2019, de 23 de setembro - Regulamento relativo ao Processo de Armazenagem, Recolha e Troca de Garrafas de Gás de Petróleo Liquefeito
- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro - Aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica

Ainda com natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2019:

- Declaração de Retificação n.º 18/2019, de 7 de janeiro - Declaração de retificação da Diretiva n.º 16/2018 que aprova as regras sobre Rotulagem de Energia Elétrica
- Diretiva n.º 1/2019, de 7 de janeiro - Promove a primeira alteração ao Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha
- Diretiva n.º 2/2019, de 7 de janeiro - Aprova o Aviso do GTG sobre garantias no âmbito da adesão à Gestão Técnica Global do SNGN
- Diretiva (Extrato) n.º 3/2019, de 11 de janeiro - Perfis de perdas aplicáveis em 2019
- Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro - Aprovação das Regras do Projeto-Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação
- Diretiva n.º 5/2019, de 18 de janeiro - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019
- Diretiva (Extrato) n.º 6/2019, de 18 de janeiro - Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2019
- Diretiva n.º 7/2019, de 26 de fevereiro- Formação do preço da banda de regulação secundária
- Diretiva n.º 8/2019, de 4 de abril - Aprovação da metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de uso da rede de transporte de gás natural
- Diretiva n.º 9/2019, de 10 de abril - Aprovação das Condições Gerais do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema no âmbito do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação
- Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril - Aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica e revoga a Diretiva n.º 18/2012, de 8 de novembro
- Diretiva n.º 11/2019, de 6 de maio - Termos e condições de realização de Leilões de Colocação de PRE

- Diretiva n.º 12/2019, de 1 de julho - Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023
- Diretiva n.º 13/2019, de 18 de julho - Termos e condições do mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso
- Diretiva n.º 14/2019, de 24 de julho - Entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
- Diretiva n.º 15/2019, de 26 de julho - Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem de 1 de julho de 2019 a 30 de junho de 2020.
- Diretiva n.º 16/2019, de 6 de dezembro - Codificação do registo individualizado de agente.
- Recomendação n.º 1/2019 - Revisão dos contratos de fornecimento de eletricidade.
- Recomendação n.º 2/2019 - Critérios orientadores da dispensa de comercialização de gás de petróleo liquefeito engarrafado em postos de abastecimento de combustível.
- Instrução n.º 1/2019-Instrução aos comercializadores de último recurso retalhistas relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Gás do Mário – Fornecimento supletivos nos termos dos artigos 86.º e 125.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.
- Instrução n.º 2/2019 - Instrução à ADENE, enquanto operador logístico de mudança de comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Gás do Mário – Fornecimento supletivos nos termos dos artigos 86.º e 125.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.
- Instrução n.º 3/2019 - Instrução aos operadores das redes de distribuição de gás natural, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador Gás do Mário – Fornecimento supletivos nos termos dos artigos 86.º e 125.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.
- Instrução n.º 4/2019 - Instrução relativa à alteração das Normas Complementares de Relato Financeiro para o setor elétrico.
- Instrução n.º 5/2019 - Instrução ao Comercializador de Último Recurso do Setor Elétrico - Diferenciação de Imagem.
- Instrução n.º 6/2019 – Instrução relativa à Publicação das “Normas Complementares” de relato financeiro e operacional para o setor do gás natural.

6.3 REGIME SANCIONATÓRIO

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2019, foram recebidas 25 novas denúncias, para além da deteção de ilícitos pela ERSE e das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas. De entre as denúncias recebidas desde 2017 até ao final do ano de 2019, foram arquivadas 48 denúncias e 11 integraram processos de contraordenação.

Os principais temas denunciados foram o relacionamento comercial, a comunicação de leituras e faturação, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade ou de gás natural, os serviços adicionais, a qualidade do serviço comercial, a mudança de comercializador (*switching*), e a não disponibilização do Livro de Reclamações.

Foram ainda abertos, no decurso de 2019, 34 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas. Adicionalmente, existiam, a 1 de janeiro de 2019, por terem transitado de anos anteriores, 37 processos de contraordenação em curso.

Destes 37 processos de contraordenação, 7 dizem respeito a processos abertos em 2015, referentes às leituras de operadores de rede de distribuição de gás, cuja regulamentação aplicável à data não permitiu com segurança o seu desenvolvimento; 1 processo relativo ao gestor do processo de mudança de comercializador, em relação ao qual não se tinha reunido factualidade até essa data que permitisse qualquer imputação e os restantes 29 processos de contraordenação foram abertos durante os anos de 2017 e 2018, tendo transitado para o ano de 2019. Existia, ainda, 1 processo em fase judicial relativo à eficácia do atendimento telefónico para decisão no Tribunal Constitucional.

O que resulta, em 2019, entre processos transitados e processos abertos, num total de 71 processos de contraordenação em tramitação.

Durante o ano de 2019, a ERSE decidiu 26 processos de contraordenação, que resultaram em 19 condenações e 7 arquivamentos.

Das decisões proferidas, apenas uma foi judicialmente impugnada e apenas no que respeita a uma das seis contraordenações imputadas. O Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (TCRS) admitiu a impugnação parcial, mas, tendo desaplicado a norma sobre o efeito devolutivo do recurso, motivou o recurso obrigatório do Ministério Público para o Tribunal Constitucional, que a ERSE acompanhou.

Ulteriormente, já em 2020, o Tribunal Constitucional decidiu não julgar inconstitucional o art.º 46.º, n.º 4 e 5.º do Regime Sancionatório do Setor Energético¹³⁸ e o TCRS veio a confirmar a condenação, a título de dolo, com coima de 105.000 euros.

Em acréscimo, foi necessário apresentar um pedido de execução junto do TCRS de coima fixada num processo, cuja decisão não foi impugnada pelo visado. O visado veio a pagar a coima em fevereiro de 2019, ainda antes de esta ser executada judicialmente.

Adicionalmente, foram deduzidas 11 notas de ilicitude no âmbito dos processos de contraordenação.

Por referência a decisões tomadas durante o ano de 2019, o valor total das coimas aplicadas pela ERSE foi de €1.008.664,66 e o valor de coimas efetivamente cobradas correspondeu a €580.132,33.

Desde há 3 anos, por força de procedimentos de transação ao abrigo do Regime Sancionatório do Setor Energético, foram compensados 534 consumidores num valor total de 50.475,00 euros.

6.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

O enquadramento legal e regulamentar da mobilidade elétrica prevê os seguintes agentes:

- Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME) – entidade que, em regime de monopólio, é responsável pela gestão da informação que permite que qualquer utilizador possa carregar o seu veículo em qualquer ponto de carregamento utilizando o contrato que tem com o seu comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME). Esta atividade é desenvolvida pela MOBI.E, S.A.;
- Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) – entidades que fornecem o serviço de carregamento aos seus clientes (os utilizadores), com quem celebram um contrato com preço negociado livremente;
- Operadores de pontos de carregamento (OPC) – entidades responsáveis pelos pontos de carregamento, cobrando um preço, estabelecido em regime de mercado, pelo serviço de carregamento. Os utilizadores pagam o encargo pela utilização do ponto de carregamento através do seu CEME, única entidade com quem têm contrato;

¹³⁸ Aprovado pela [Lei n.º 9/2013](#), de 28 de janeiro.

- Utilizador de veículo elétrico (UVE) – entidade que estabelece um contrato com um CEME para carregar o seu veículo elétrico.

Como resultado de um projeto piloto a nível nacional, a MOBI.E, S.A. tem vindo, transitoriamente, a desempenhar o papel de OPC e de CEME, para além de entidade gestora.

Em novembro de 2018, iniciaram-se os carregamentos com custos para o utilizador nos pontos de carregamento rápido, iniciando-se assim a aplicação do modelo definitivo previsto na lei e na regulamentação da ERSE, permitindo que cada utilizador de veículo elétrico escolha (de entre as ofertas comerciais disponíveis) o(s) seu(s) CEME(s) e o(s) ponto(s) de carregamento.

Em abril de 2019, passou a ser possível, de modo voluntário, os pontos de carregamento (incluindo os de carregamento normal) situados em espaços privados de acesso público (por exemplo, em superfícies comerciais) cobrarem custos aos utilizadores.

A rede operada pela MOBI.E, S.A. tem estado em expansão e atualização tecnológica, prevendo-se para breve que estejam disponíveis cerca de 1600 pontos de carregamento normal. Atualmente a rede tem a funcionar cerca de 1000 pontos de carregamento, sendo 167 pontos de carregamento rápido.

Em 2019 foi publicado o Regulamento da Mobilidade Elétrica (Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro), revogando o anterior ¹³⁹.

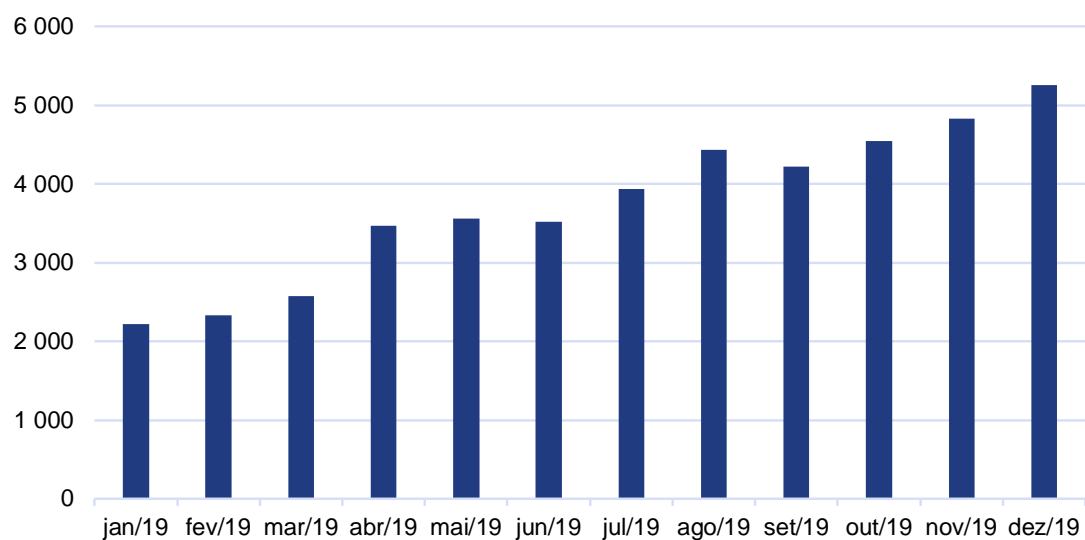
A ERSE aprovou ainda em 2019 os preços das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica¹⁴⁰.

De seguida apresenta-se um conjunto de figuras com evolução do número de utilizadores, número de carregamentos e energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME.

¹³⁹ Regulamento n.º 879/2015, de 26 de novembro, acessível em <https://dre.pt/application/file/72953406>.

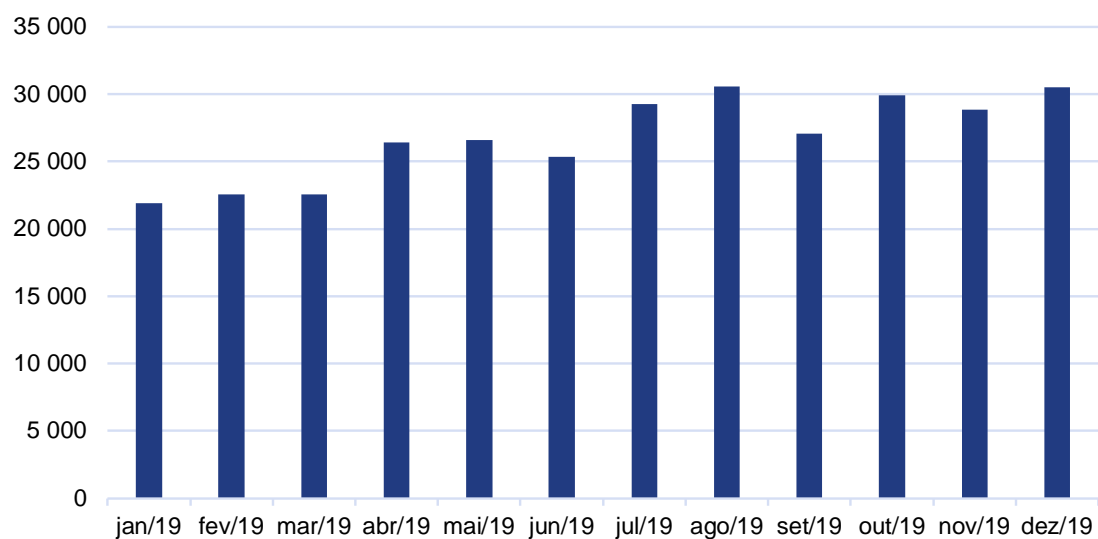
¹⁴⁰ Ponto I.1 da Diretiva n.º 3/2019, de 18 de janeiro, acessível em <https://dre.pt/application/conteudo/118010899>.

Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede da mobilidade elétrica



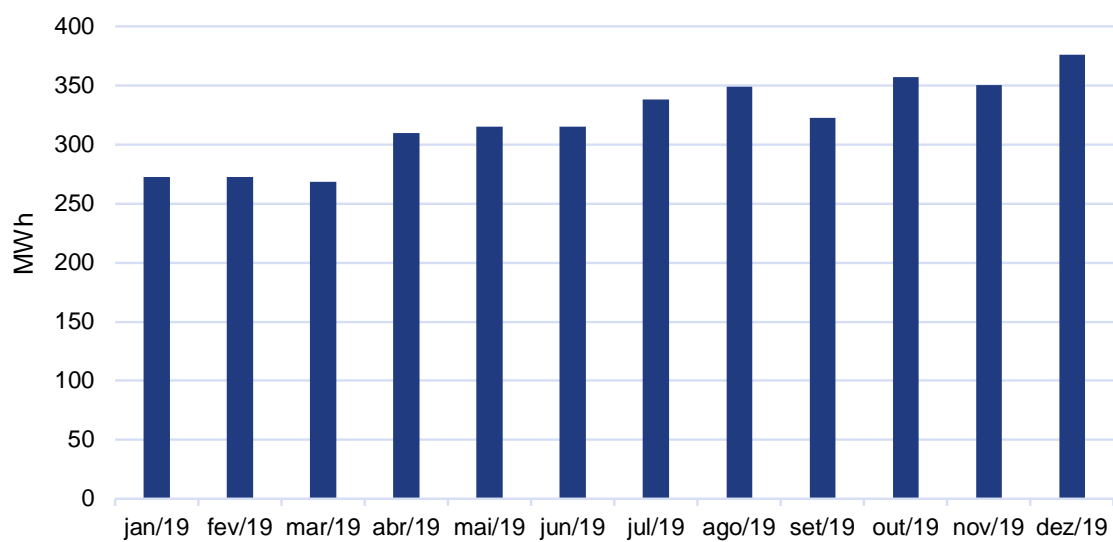
Fonte:MOBI.E, S.A.

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede da mobilidade elétrica



Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-3 – Energia carregada



Fonte: MOBI.E, S.A.

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)
- BP< - Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³
- BP> - Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m³
- 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*
- CCR SWE - *Capacity Calculation Region South-west Europe*
- 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
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- CURR - Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- IGCC - *International Grid Control Cooperation*
- MARI - *Manually Activated Reserves Initiative*
- 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)
- 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*
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PICASSO - *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation*
- 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
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade
- 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
- SE – Setor Elétrico
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- TR – Tempo Real

- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2019, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro - Regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor;
- Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro - Altera o regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa;
- Portaria n.º 43/2019, de 31 de janeiro - Altera o artigo 7.º da Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, (estabelece os procedimentos para injeção de energia adicional e para autorização do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos, bem como os requisitos para a dispensa de telecontagem individualizada da energia do sobre-equipamento, e define as taxas aplicáveis aos procedimentos no âmbito do sobre-equipamento), na redação dada pela Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro;
- Portaria n.º 74/2019, de 8 de março - Portaria que estabelece os procedimentos para o reconhecimento como pequeno produtor dedicado de biocombustível (PPD) e atribuição da quantidade de biocombustíveis beneficiária de isenção de imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e respetivo valor, em concretização do n.º 4 do artigo 90.º do Código dos Impostos Especiais de Consumo (CIEC), na sua redação atual;
- Decreto-Lei n.º 60/2019, de 15 de março - Determina a aplicação da taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural;
- Despacho n.º 4004/2019, de 10 de abril - Levantamento das proibições estabelecidas no n.º 1 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 327/90, de 22 de outubro, na sua redação atual, a fim de viabilizar a edificação do «Parque Eólico da Tocha II» e respetivas infraestruturas, na freguesia da Tocha, no concelho de Cantanhede, em área de povoamento florestal percorrida por incêndio ocorrido em 15 de outubro de 2017;
- Despacho n.º 4001/2019, de 10 de abril - Valor do desconto da tarifa social de fornecimento de gás natural a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, no período tarifário 2019-2020;

- Decreto-Lei n.º 48/2019, 12 de abril - Altera as medidas destinadas a promover a produção e o aproveitamento de biomassa florestal;
- Portaria n.º 343-A/2019, de 16 de maio - Fixa a contribuição regulatória devida à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) pelas regulação e supervisão do Sistema Petrolífero Nacional;
- Portaria n.º 167/2019, de 29 de maio - Primeira alteração à Portaria n.º 240/2018, de 29 de agosto, que aprova o projeto-piloto de aplicação da tarifa solidária de gás de petróleo liquefeito (GPL) a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho - Aprova o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050;
- Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho - Altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade;
- Declaração de retificação n.º 27/2019, de 5 de junho - Retifica a Portaria n.º 167/2019, da Administração Interna e Ambiente e Transição Energética, sobre a primeira alteração à Portaria n.º 240/2018, de 29 de agosto, que aprova o projeto-piloto de aplicação da tarifa solidária de gás de petróleo liquefeito (GPL) a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, publicada no Diário da República, n.º 103, 1.ª série, de 29 de maio;
- Despacho n.º 5532-B/2019, de 6 de junho - Determina a abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica, produzida em Centro Eletroprodutor;
- Decreto-Legislativo Regional n.º 14/2019/A, de 12 de junho - Segunda alteração ao Decreto Legislativo Regional n.º 5/2010/A, de 23 de fevereiro, que estabelece o sistema de incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis da Região Autónoma dos Açores – PROENERGIA;
- Despacho n.º 5894-B/2019, de 26 de junho - Prorroga até ao dia 7 de julho de 2019 o prazo de apresentação das candidaturas ao procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público, aberto pelo Despacho n.º 5532-B/2019, de 6 de junho;

- Decreto-Legislativo Regional n.º 4/2019/M, de 1 de julho - Adapta o Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, alterado pela Lei n.º 61/2018, de 21 de agosto, estabelece a disciplina das instalações elétricas de serviço particular alimentadas pela rede elétrica de serviço público (RESP) da Região Autónoma da Madeira (RAM), em média, alta ou em baixa tensão, e das instalações com produção própria, de caráter temporário ou itinerante, de segurança ou de socorro, e define o sistema de controlo, supervisão e regulação das atividades a elas associadas;
- Despacho n.º 6374/2019, de 15 de julho - Criação e constituição do Grupo de Trabalho de Articulação de Políticas Públicas Centrais e Locais de Defesa do Consumidor;
- Declaração de retificação n.º 36/2019, de 30 de julho - Retifica o Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, do Ambiente e Transição Energética, que altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, publicado no Diário da República, 1.ª série, n.º 106, de 3 de junho de 2019;
- Decreto Legislativo Regional n.º 21/2019/A, de 8 de agosto - Define a estratégia para a implementação da mobilidade elétrica nos Açores;
- Decreto-Lei n.º 105/2019, de 9 de agosto - Altera os métodos de cálculo das obrigações de armazenagem de petróleo bruto e de produtos petrolíferos, transpondo a Diretiva de Execução (UE) 2018/1581;
- Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto - Altera o mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal;
- Decreto-Legislativo n.º 12/2019, de 14 de agosto - Estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios, adiante designadas por instalações de gás, e dos aparelhos que aquelas abastecem, com exceção dos aparelhos alimentados diretamente por garrafas de gás colocadas no local do consumo, bem como a definição do sistema de supervisão e regulação das atividades a elas associadas;
- Decreto-Lei n.º 120/2019, de 22 de agosto - Altera o regime especial e extraordinário para a instalação e exploração de novas centrais de valorização de biomassa;
- Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto - Estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, previsto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013,

de 4 de junho, na sua redação atual, e revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho;

- Portaria n.º 297/2019, de 9 de setembro - Quarta alteração à Portaria n.º 349-B/2013, de 29 de novembro, que define a metodologia de determinação da classe de desempenho energético para a tipologia de pré-certificados e certificados do SCE, bem como os requisitos de comportamento técnico e de eficiência dos sistemas técnicos dos edifícios novos e edifícios sujeitos a grande intervenção;
- Despacho n.º 8168/2019, de 16 de setembro - Declaração de utilidade pública, com caráter de urgência, da expropriação dos bens imóveis e direitos inerentes necessários à construção da 4.ª fase do Sistema Eletroprodutor do Tâmega;
- Resolução da Assembleia da República n.º 192/2019, de 17 de setembro - Recomenda ao Governo a adoção de um quadro legislativo para o autoconsumo coletivo e para as comunidades de energias renováveis;
- Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro - valor dos pagamentos por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2019;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro - determina o cofinanciamento anual, pelo Fundo Ambiental, do valor de investimento relativo à instalação do cabo submarino de ligação ao projeto Windfloat, pelo período de 25 anos;
- Despacho n.º 8965/2019, de 8 de outubro - determina que a concessionária da Rede Nacional de Transporte, na qualidade de Entidade Emissora de Garantias de Origem, deve criar e manter uma plataforma que assegure a gestão da certificação de instalações de cogeração e de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e a emissão das garantias de origem da respetiva produção;
- Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro - identificação das medidas e eventos internos ao Sistema Elétrico Nacional a considerar no estudo a elaborar pela ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos no ano de 2020.

Na elaboração do presente relatório, foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, alterada pelo Decreto-Lei n.º 102/2017, de 23 de agosto, e pela Lei n.º 14/2019, de 12 de fevereiro, 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, alterada pelos Decretos-Lei n.º 39/2018, de 11 de junho e 119/2019, de 21 de agosto 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 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.º 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003;
- Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 205/2015, de 23 de setembro, 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 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, alterado por Declaração de Retificação nº 30-A/2015 e pela Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro 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, alterado pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de maio, que altera os Decretos-Lei n.º 74/2012 e 75/2012, ambos 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 m³ 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;

- Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que altera a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, que aprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o atual prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020;
- A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, que procede à 4.ª alteração da Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.os 97/2015, de 30 de março, 39/2017, de 26 de janeiro e 144/2017, de 24 de abril, que procede à aprovação das datas previstas no n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro e Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro;
- Decreto-Lei n.º 172-A/2014, de 14 de novembro, alterado pela Lei n.º 76/2015 de 28 de julho, 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, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, 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 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, completa a transposição da Diretiva 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 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;
- Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que conclui a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho e pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás;
- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro,

que transpõe a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade;

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro na redação em vigor e pelo Decreto Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, retificado pela Retificação n.º 36/2019, de 30 de julho, que completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro;
- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 23 de março, 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, 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 278-C/2014, de 29 de dezembro, alterada pela Portaria n.º 237/2015, de 12 de agosto e pela Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho, 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, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro e pelo Despacho n.º 11412/2015, de 30 de setembro, 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, alterada pelas Portarias n.º 39/2017, de 26 de janeiro, 144/2017, de 24 de abril, 364-A/2017, 235/2018, de 23 de agosto de 4 de dezembro, e 66/2019, de 20 de fevereiro 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 m³ 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, alterada pelo Despacho n.º 14451-B/2014, de 28 de novembro e pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro;
- Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 224/2018, de 16 de abril, pelo Regulamento n.º 387/2018, de 22 de janeiro e pelo Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural;
- Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;
- Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio, alterado pelo Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural;
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental;
- Diretiva n.º 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 acertos;

- 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 13/2017, de 28 de julho, que revogou a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas;
- 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;
- 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, da ERSE, 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.
- Diretiva n.º 7/2018 - Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto - Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;

- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro - Aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica.

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, alterada pela Diretiva 2013/18/UE do Conselho de 13 de maio de 2013 que adapta a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, devido à adesão da República da Croácia e pela Diretiva (UE) 2015/1513 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de setembro de 2015 que altera a Diretiva 98/70/CE relativa à qualidade da gasolina e do combustível para motores diesel e a Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, alterado pela Diretiva 2003/55/CE, alterada pelo Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 e pela Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019;
- 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;
- 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) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico;
- 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 (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010;
- 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 alterado pelo Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018 relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, que altera os Regulamentos (CE) n.º 663/2009 e (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 2009/119/CE e (UE) 2015/652 do Conselho, e revoga o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho;
- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação);
- Regulamento (UE) 2018/1999, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática;
- Regulamento (UE) 2019/941, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE;

- Regulamento (UE) 2019/942, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação);
- Regulamento (CE) n.º 714/2009¹⁴¹, 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;
- Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/EU, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética¹⁴²;
- Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética¹⁴³;
- Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis¹⁴⁴;
- Diretiva (UE) 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação)¹⁴⁵, e revoga a Diretiva 2009/72/CE com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2021.

¹⁴¹ Em vigor até 31 de dezembro de 2019, tendo sido revogado pelo Regulamento (UE) 2019/943 Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

¹⁴² Diretiva ainda não transposta para a ordem jurídica portuguesa.

¹⁴³ Diretiva ainda não transposta para a ordem jurídica portuguesa.

¹⁴⁴ Diretiva transposta apenas parcialmente pelo [Decreto-Lei n.º 162/2019](#), de 25 de outubro.

¹⁴⁵ Diretiva ainda não transposta para a ordem jurídica portuguesa.

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.



Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa
Telefone: 213 033 200